

Monitoringbericht 2010

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

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

Vorwort

Der Monitoringbericht 2010 enthält viele gute Nachrichten. Für den Standort Deutschland von besonderer Bedeutung ist, dass die Energienetze sicher sind. Im Berichtsjahr 2009 sind im Vergleich zu 2008 die Ausfallzeiten im Elektrizitätsbereich nochmals zurückgegangen. In Gasnetzen kommt es ohnehin so gut wie nie zu Versorgungsunterbrechungen. Diese Tatsache ist bemerkenswert, weil sich die Energieversorgung selbst seit dem Jahr 2009, dem Berichtszeitraum dieses Berichtes, sowohl im Elektrizitätsbereich wie im Gasbereich grundlegend gewandelt hat.

Der Anteil von Windkraft und Sonnenenergie an der Elektrizitätserzeugung hat rapide zugenommen. Viele Anlagen werden fernab der Verbrauchsschwerpunkte errichtet, die Elektrizität muss über immer weitere Strecken zum Verbraucher transportiert werden. Dies erfordert einen Um- und Ausbau der Infrastruktur und stellt die Unternehmen vor große Herausforderungen. Die Bundesnetzagentur unterstützt sie bei dieser Aufgabe, z. B. durch die Genehmigung der Investitionsbudgets. Neuen Forderungen nach höheren Renditen müssen wir aber mit Blick auf die Verbraucherinteressen entgegenreten.

Die eigentlichen Probleme liegen nicht an der Investitionsbereitschaft der Unternehmen. Bei der Frage, ob wir in Zukunft eine nachhaltige Energieerzeugung anstreben sollten, stimmen die meisten Bundesbürger entschieden zu. Wenn aber vor Ort ein Strommast errichtet werden soll, hört die Zustimmung jedoch oft auf. Die Sorge um einen unverbauten Horizont überwiegt vor Ort manchmal die Befürwortung zu den Maßnahmen des globalen Umweltschutzes. Hier wird noch viel Erklärungsarbeit erforderlich sein. Die Bundesnetzagentur stellt sich ihrer Verantwortung, an der Erreichung von Akzeptanz mitzuwirken. Unter anderem könnten sektorübergreifende Ansätze weiterhelfen: Wo mit dem Hochspannungsmast gleichzeitig schnelles Internet aufs Land gelegt wird, kann sich die Ablehnung vielleicht abwenden lassen.

Auch im Gasbereich hat sich viel verändert, denn hier zeigt der Wettbewerb erste Wirkung. Marktgebiete wurden und werden zusammengelegt, die Abrechnungsregeln wurden erleichtert und die Wechselprozesse vereinheitlicht. Zahlreiche neue Anbieter haben den Markteintritt gewagt. Eine internationale Gas-Schwemme hat positiv zu der Öffnung der Märkte beigetragen: Während viele etablierte Händler unter Druck geraten, freuen sich die Verbraucher darüber, dass sie nun endlich auch ihren Gasanbieter wechseln können – tun dies aber noch viel zu selten. Natürlich spielt sich der wichtigste Teil des Wettbewerbs auf den Großhandelsmärkten und bei den Industriekunden ab, aber auch die Haushaltskunden können durch ihr Verhalten zusätzlichen Druck auf den Markt ausüben und bis zu 300 Euro im Jahr sparen.

Auch dem Elektrizitätsmarkt würde eine stärkere Nutzung der Wechselmöglichkeiten gut tun. Einen von staatlichen Stellen festgelegten Elektrizitäts- und Gastarif gibt es schon lange nicht mehr. Es lohnt sich also zu vergleichen und zu wechseln. Im Telekommunikationsbereich hat dies auch den Wettbewerb vorangebracht.

Die kommenden Jahre werden weiterhin vom Umbau unserer Energie-Landschaft geprägt sein. Grundlegende Wandlungen sind für die Bundesnetzagentur nichts Überraschendes. Die Öffnung von Märkten für den Wettbewerb, die Integration völlig neuer Technologien und der flächendeckende Aus- und Neubau von Netzen sind Themen, die wir auch aus dem Telekommunikationssektor bestens kennen. Wenn jetzt die Energienetze noch „intelligenter“ werden sollen, dann wächst manches zusammen, was Investitionen und Innovationen fördert.

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

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	3
Teil I Wichtige Marktentwicklungen	8
Wichtige Entwicklungen auf dem Elektrizitätsmarkt	8
Zusammenfassung	8
Erzeugung	10
Netze	23
Bewertung der Versorgungssicherheit	30
Großhandel	32
Einzelhandel	38
Wichtige Entwicklungen auf dem Gasmarkt	55
Der Gasmarkt im Jahr 2009	56
Biogaseinspeisung	70
Reduzierung der Zahl der Marktgebiete	72
Kapazitätsallokation und Engpassmanagement	72
Transparenz im Energiehandel	73
Schwerpunkte der kartellbehördlichen Wettbewerbsaufsicht	75
Teil II Weitere Marktthemen	77
Bundeskartellamt; Tätigkeiten u. Verfahren	77
Einzelhandel; Marktdaten (Elektrizität)	84
Einzelhandel; Grundversorgung (Elektrizität)	87
Einzelhandel; Anbieteranzahl (Elektrizität)	89
Einzelhandel; Vertrags- und Lieferantenwechsel von Industrie- und Gewerbekunden (Elektrizität)	91
Einzelhandel; Preisniveau für Industrie- und Gewerbekunden (Elektrizität)	92
Einzelhandel; Vertrags- und Lieferantenwechsel von Haushaltskunden (Elektrizität)	97
Einzelhandel; Preisniveau für Haushaltskunden (Elektrizität)	99
Einzelhandel; Ökostromtarife (Elektrizität)	106
Einzelhandel; Marktabdeckung (Gas)	111
Einzelhandel; Marktdaten (Gas)	112
Einzelhandel; Grundversorgung (Gas)	116
Einzelhandel; Anbieteranzahl (Gas)	120
Einzelhandel; Lieferantenwechsel (Gas)	123
Einzelhandel; Einzelhandelspreisniveau (Gas)	127
Entflechtung; (Elektrizität + Gas)	144
Erzeugung; Entwicklung nach EEG vergüteter Erzeugung (Elektrizität)	147
Erzeugung; Direktvermarktung Erzeugung aus erneuerbaren Energien (Elektrizität)	148
Erzeugung; Anschluss Elektrizitätserzeuger bei Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern nach Energieträgern (Elektrizität)	149
Erzeugung; Kraftwerksanschluss-Register (Elektrizität)	151
Erzeugung; Investitionen und endgültige Aufgabe (Elektrizität)	152

Förderung von Erdgas in Deutschland	158
Großhandel; Struktur (Elektrizität)	160
Großhandel; Preise (Elektrizität)	168
Großhandel; Entwicklung des deutschen Gashandels	169
Import und Export (Gas)	175
Netze; Energieleitungsausbaugesetz (Elektrizität)	179
Netze; Grenzüberschreitender Handel, Grenzkuppelstellen (Elektrizität)	189
Netze; Grenzüberschreitender Handel, Regionale Initiativen (Elektrizität)	193
Netze; Mindestanschlussleistungen Netz- bzw. Umspannebene (Elektrizität)	196
Netze; Netzentgelte (Elektrizität)	197
Netze; Systemdienstleistungen (Elektrizität)	201
Netze; Systemdienstleistungen, Regelenergie (Elektrizität)	202
Netze; Systemdienstleistungen, Ausgleichsenergie (Elektrizität)	205
Netze; Systemdienstleistungen, Untertägige Fahrplanänderungen (Elektrizität)	207
Netze; Veröffentlichungspflichten Verteilernetzbetreiber (Elektrizität)	208
Netze; Netzentgelte (Gas)	209
Netze; Netznutzungsanteil verbundener Unternehmen (Gas)	212
Netze; Transportkundenanzahl (Gas)	214
Netze; Physische Auslastung der Gasnetze	215
Netze; Kapazitäten und Kapazitätsauslastung (Gas)	218
Netze; Kapazitätsangebot (Gas)	219
Netze; Kapazitätsangebot; Netzzugangsverweigerungen (Gas)	222
Netze; Kapazitätsangebot; Unterbrechbare Kapazitäten (Gas)	225
Netze; Marktgebiete Gas	227
Netze; Effizienzvergleich Fernleitungsnetzbetreiber (Anreizregulierung)	229
Netze; Bilanzierung Gas (Übersicht)	229
Netze; Bilanzierung Gas; Veränderungen der Wettbewerbssituation	229
Netze; Bilanzierung Gas; Regelenergie	230
Netze; Bilanzierung Gas; Unterteilung der Gaskunden in verschiedene Fallgruppen	234
Netze; Bilanzierung Gas; Datenübermittlung und -Veröffentlichungen gemäß GABi Gas	235
Netze; Bilanzierung Gas; Standardlastprofile	238
Netze; Bilanzierung Gas; Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise	240
Netze; Fernwärmeausbau und dessen Auswirkungen auf den Gasmarkt	242
Netze; Investitionen; Erhöhung der technischen Kapazität (Gas)	243
Netze; Investitionen; Investitionen der Fernleitungsnetzbetreiber (Gas)	244
Netze; Investitionen; Investitionen der Verteilernetzbetreiber (Gas)	246
Netze; Investitionen; Erweiterung der Untertagespeicherkapazitäten (Gas)	246
Netze; Veröffentlichungspflichten (Gas)	247
Netze; Informationen (Gas)	247
Netze; Veröffentlichungen der FNB (Gas)	249
Netze; Veröffentlichungen der VNB (Gas)	251
Netze; Biogas; Anfrageentwicklung auf Netzzugang Biogas für die Jahre 2005 bis 2009	252

Netze; Biogas; Sonderabfrage Biogas zur Einspeiseleistung/-kapazität	253
Netze; Qualitätsregulierung; Anreizregulierung (Elektrizität+Gas)	254
Speicher; Zugang zu Untertagespeichieranlagen	255
Speicher; Verteilung der Untertagespeicher auf die Gasmarktgebiete 2009 (Gas)	256
Speicher; Nutzung für Gewinnungstätigkeit (Gas)	256
Speicher; Nutzung durch verbundene Unternehmen (Gas)	256
Speicher; Nutzung durch Dritte – Kundenentwicklung (Gas)	257
Speicher; Kapazitätsentwicklung (Gas)	258
Speicher; Zugangsverweigerung und erfolglose Buchungen (Gas)	258
Speicher; Speicherdienstleistungen; Angebot an Kapazitätsprodukten (Gas)	259
Speicher; Speicherdienstleistungen; Allokationsverfahren (Gas)	260
Speicher; Speicherdienstleistungen; Engpassmanagement (Gas)	261
Speicher; Speicherdienstleistungen; Handel auf dem Sekundärmarkt (Gas)	262
Wettbewerb; Dominanzmethode; Anteile der größten Unternehmen (Gas)	262
Verbraucheraspekte; Ausweis der Entgeltanteile für Netzzugang, Messstellenbetrieb und Messung (Elektrizität + Gas)	269
Verbraucheraspekte; Abrechnungsturnus (Elektrizität + Gas)	269
Verbraucheraspekte; Lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife (Elektrizität + Gas)	269
Verbraucheraspekte; Transparenz in den Vertragsbestimmungen(Elektrizität + Gas)	270
Verbraucheraspekte; Verbraucheranfragen und –beschwerden	271
Versorgungssicherheit; Versorgungsstörungen (Elektrizität)	273
Zähl- und Messwesen; Allgemeines	274
Zähl- und Messwesen; Smart Metering	275
Zähl- und Messwesen; Messstellenbetrieb und Messdienstleistung (Elektrizität)	275
Zähl- und Messwesen; Messstellenbetrieb und Messdienstleistung (Gas)	281
Glossar	288
Elektrizität und Gas	288
Elektrizität	290
Gas	294
Abkürzungsverzeichnis	296
Quellenverzeichnis	299

Teil I Wichtige Marktentwicklungen

Der vorliegende Monitoringbericht der Bundesnetzagentur weist eine modifizierte Inhaltsstruktur auf. In Teil I werden die aus Sicht der Bundesnetzagentur wichtigen Themen des deutschen Elektrizitäts- und Gasmarktes hervorgehoben dargestellt und die Kernaussagen des Berichtes herausgearbeitet. Teil II bietet zusätzliche Detailinformationen zu den wichtigen Themen aus Teil I des Berichtes. Darüber hinaus werden weitere Themen aus den einzelnen Bereichen der Wertschöpfungsketten Elektrizität und Gas mit detaillierten Informationen und erläuternden Texten dargestellt.

Wichtige Entwicklungen auf dem Elektrizitätsmarkt Zusammenfassung

Der Bereich der Elektrizitätserzeugung war im Berichtsjahr 2009 durch eine deutliche Zunahme der Kapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien geprägt, die rund 80 Prozent des gesamten Zuwachses an Erzeugungskapazitäten umfassten. Der Anstieg basierte bei den erneuerbaren Energien insbesondere auf dem starken Zuwachs von Solaranlagen sowie den gestiegenen Windenergiekapazitäten. Als Folge des rasanten Zubaus haben Betreiber von Solaranlagen im Berichtsjahr 2009 eine mit Windenergie nahezu vergleichbare Gesamtvergütung erhalten, während die Einspeisemenge aus Windenergieanlagen fast um das Sechsfache über der Einspeisung aus Solaranlagen lag. Auch künftig wird mit einer Fortsetzung des starken Anstiegs bei solaren Erzeugungskapazitäten gerechnet; dies mit Folgen für die EEG-Umlagen der Jahre 2010 und 2011.

Die Integration erneuerbarer Energien mit der gesetzlich vorgegebenen Anschluss- und Abnahmepflicht führt zu einer zunehmend lastunabhängigen Erzeugung, zu einer schwankenden Erzeugung und zu einer zunehmenden mittleren Transportentfernung, da die Erzeugungsanlagen vielfach in verbrauchsarmen ländlichen Regionen angesiedelt sind. Dies stellt bereits heute besondere Anforderungen an die Netzbetreiber. Durch die Ausbauplanungen – sowohl bei Onshore- wie auch bei Offshore-Windenergie und bei Photovoltaik – werden diese Herausforderungen weiter anwachsen.

Derzeit sind Erzeugungskapazitäten, die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütet werden, zumeist dezentral auf Verteilernetzebene angeschlossen. Im Berichtsjahr 2009 wurde eine deutliche Zunahme bei der Anzahl der Verteilernetzbetreiber festgestellt, die Maßnahmen zur Netzoptimierung, -verstärkung und zum -ausbau vorgenommen haben, um die angestiegenen Einspeisemengen aus erneuerbaren Energien aufzunehmen. Große Windparks, besonders Offshore-Parks, werden regelmäßig auf Ebene der Übertragungsnetze angeschlossen, deren Betreiber dafür ebenfalls in Netzverstärkungen investieren müssen.

Wie in den vergangenen Jahren standen die Elektrizitätsnetze auch im Berichtsjahr 2009 den Netznutzern und Letztverbrauchern mit hoher Zuverlässigkeit zur Verfügung. Obwohl die Einbindung der erneuerbaren Erzeugung die Netzbetreiber vor neue technische Herausforderungen stellt, sind die Ausfallzeiten der Netze wiederum gesunken. Nach wie vor ist die Netzinfrastruktur im Elektrizitätsbereich sicher und stabil. Wenn die Erzeugung erneuerbarer Energie vom Netzbetreiber nicht abgenommen werden kann, weil kein konventionelles Kraftwerk mehr zum Ausgleich herunter geregelt werden kann, dann hat der Netzbetreiber die Option auch EEG-Anlagen herunterzuregulieren. Bislang wurde im Zuge des Einspeisemanagements dieses Herunterregeln von EEG-Anlagen nur in geringem Umfang erforderlich. Dies darf allerdings nicht den Blick auf die enormen Herausforderungen verstellen, denen Netze im Hinblick auf den rasanten Zuwachs bei den Erneuerbaren bereits jetzt, insbesondere aber in den nächsten Jahren, ausgesetzt sein werden.

Diese Herausforderungen im Netzbereich können zur Gewährleistung des hohen Niveaus der Versorgungssicherheit nur durch massive Investitionen auf allen Netzebenen bewältigt 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. Allerdings sind bei vielen der 24 EnLAG-Projekte deutliche Verzögerungen der Inbetriebnahme zu beobachten, so dass das jeweils vorgesehene Inbetriebnahmejahr teilweise um mehrere Jahre überschritten wird. Der aktuelle Stand der EnLAG-Verfahren ist in Teil I des Berichts zusammenfassend dargestellt und wird in Teil II entsprechend der Angaben der Netzbetreiber im Einzelnen dokumentiert.

Insgesamt weisen derzeit die Netzausbauplanungsberichte der Übertragungsnetzbetreiber Verzögerungen bei 37 von 139 Netzausbauvorhaben aus. Die von den Übertragungsnetzbetreibern im Monitoring gemeldeten Investitionsdaten dokumentieren in diesem Zusammenhang die erheblich hinter den Planungen zurückbleibende Realisierung von Neu- bzw. Ausbauvorhaben der Übertragungsnetze.

Verzögerungen lassen sich neben dem Netzausbau auch bei den Investitionen in größere Erzeugungskapazitäten feststellen. So sind innerhalb eines Jahres bei 25 größeren Investitionsvorhaben (insgesamt 18,5 GW) spätere Zeitpunkte für die geplante Aufnahme der kommerziellen Elektrizitätseinspeisung zu verzeichnen.

Die Elektrizitätserzeugungsmengen sind insgesamt im Berichtsjahr 2009 zurückgegangen, wobei die Erzeugungsmenge aus erneuerbaren Energien gestiegen ist. Auch der Elektrizitätshandel war im Berichtsjahr 2009 durch eine Abnahme der grenzüberschreitenden Handelsmengen sowie der Volumina an den Energiebörsen EEX bzw. EPEX Spot gekennzeichnet. Dabei stellte sich im Berichtsjahr 2009 nach der Preisspitze in 2008 wieder ein zu 2007 vergleichbares Preisniveau ein. Im ersten Halbjahr 2010 ist eine deutliche Zunahme der börslichen Handelsvolumina sowie ein moderat ansteigendes Preisniveau festzustellen.

Seit dem 1. Januar 2010 erfolgt die Vermarktung der nach dem EEG vergüteten Elektrizitätsmengen an der Börse. Durch eine direkte Vermarktung des EEG-Stroms an der Börse sind Marktsignale zu erwarten, die Erzeugung (Angebot) und Verbrauch (Nachfrage) enger mit einander koppeln sollen. In diesem Zusammenhang ist bereits ein deutlicher Anstieg der Spotmarktvolumina an der EPEX Spot für das Marktgebiet Deutschland/Österreich festzustellen, der die zunehmende Bedeutung des Börsenhandels bei der Integration der erneuerbaren Energien unterstreicht.

Die erstmals im Monitoring 2010 erhobenen Volumina der Brokerplattformen geben einen Eindruck zur Bedeutung des außerbörslichen Elektrizitätshandels für Deutschland auf Brokerplattformen, der die börslichen Volumina ohne Berücksichtigung der an der EEX geclearten außerbörslichen Geschäfte um knapp das Zwölfwache übersteigt. Die hohen außerbörslichen Volumina auf den Brokerplattformen unterstreichen die Notwendigkeit, die Bestrebungen zu einer Erhöhung der Transparenz im Energiehandel neben dem börslichen Handel auch auf den gesamten außerbörslichen Handel zu erstrecken. Bessere Transparenz und höhere Liquidität des Börsenhandelsplatzes haben unmittelbare Bedeutung für den Verbraucher. Denn Defizite schlagen sich in Risikoaufschlägen nieder, die zu einem deutlichen Prognosefehler bei den langfristigen Preisen gegenüber den Spotmarktpreisen führen, was wiederum zu unnötigen Kosten bei der Vermarktung erneuerbarer Energien führt.

Neben den Bereichen Erzeugung und Handel ist der Elektrizitätsabsatz in Deutschland im Berichtsjahr 2009 um ca. sieben Prozent gegenüber 2008 zurückgegangen. Dies ist auf den Absatzrückgang um rund 14 Prozent bei Industriekunden zurückzuführen. Der Elektrizitätsabsatz an Haushalts- und Gewerbekunden blieb hingegen stabil.

Vergleichbar zu Industrie- und Gewerbekunden sind für Haushaltskunden von 2009 auf 2010 steigende Elektrizitätspreise zu verzeichnen. So sind die durchschnittlichen Elektrizitätspreise für Haushaltskunden, trotz sinkender Großhandelspreise ab der zweiten Jahreshälfte 2008, um rund drei Prozent angestiegen. Der Grund hierfür liegt zum Einen in den zumeist praktizierten langfristigen Beschaffungsstrategien der Energieversorger und dem noch nicht ausreichenden Wettbe-

werbsdruck. Zum Anderen ist die Umlage nach dem EEG (hauptsächlich bedingt durch die gesunkenen Großhandelspreise) in 2010 deutlich angestiegen. Zusätzlich wurde die EEG-Umlage auch durch die Umbuchung der EEG-Veredelungskosten aus den Netzentgelten in die EEG-Umlage belastet. Diese Umbuchung ist wiederum ein Grund dafür, dass die Netzentgelte in 2010 auf Vorjahresniveau liegen.

Auch im Jahr 2010 können Verbraucher durch einen Wechsel des Versorgungsvertrages oder des Lieferanten teilweise deutliche Einsparungen erzielen. So stellt die Grundversorgung nach wie vor die teuerste Art der Elektrizitätsversorgung dar, preislich günstiger wird es, wenn Verbraucher 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 rund 45 Prozent der Haushaltskunden noch keinen Gebrauch gemacht. Die Gründe hierfür sind jedoch nicht zwingend in mangelnden Marktbedingungen für einen wirksamen und unverfälschten Wettbewerb zu finden. So hat heute jeder Lieferant einen diskriminierungsfreien Zugang zu den deutschen Letztverbrauchern, was dazu führt, dass Haushaltskunden die Wahl zwischen durchschnittlich 124 Anbietern je Netzgebiet haben.

Es ist jedoch auch festzustellen, dass etablierte Energieversorger im Segment der Haushaltskunden eher eine Strategie der Kundenbindung und weniger der Neukundenakquisition betreiben. Ebenso verharren viele Verbraucher von sich aus bei ihren angestammten Versorgern. Neuen Wettbewerbern fällt es zunehmend schwerer Neukunden zu gewinnen, die nicht bereits schon zur Kundengruppe der „wechselwilligen Kunden“ gezählt werden können. Von daher stagniert im Berichtsjahr 2009 die Anzahl der Lieferantenwechsel im Vergleich zum Vorjahr. Entscheiden sich Haushaltskunden zu einem Wechsel des Lieferanten, so können hiervon hauptsächlich einige wenige Energieversorgungsunternehmen profitieren. Knapp die Hälfte aller gewechselten Haushaltskunden wird dabei von den vier größten in Deutschland tätigen Lieferanten akquiriert¹. Auf das gesamte Bundesgebiet bezogen, bleiben hierdurch die dominierenden Marktverhältnisse bestehen. Auch auf regionaler Ebene bleibt, trotz steigender Anbieterzahlen, eine lokale Dominanz der jeweiligen Grundversorger erhalten.

Da Haushaltskunden trotz Einsparpotentialen in Höhe von durchschnittlich rund 160 Euro pro Jahr häufig bei ihrem etablierten Grundversorger verharren, bleiben bestehende Preissenkungspotentiale vielfach ungenutzt. Unter wettbewerblichen Gesichtspunkten wäre es wünschenswert, wenn insbesondere Haushaltskunden häufiger von den Einsparmöglichkeiten durch einen Lieferantenwechsel Gebrauch machen würden. 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 2010 sowie die EEG-Datenerhebung bilden gemeinsam die gesamte in Deutschland installierte Erzeugungsleistung ab.

¹ Ermittelt nach Dominanzmethode (zu Dominanzmethode siehe auch Glossar).

² Weitere Daten finden sich in Teil 2 dieses Berichtes unter dem Schlagwort „Erzeugung; Anschluss Elektrizitätserzeuger bei Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern nach Energieträgern (Elektrizität)“.

³ Unmittelbar oder mittelbar (z.B. über ein Areal- bzw. Industrienetz) am Übertragungs- und Verteilernetz (alle Netz- und Umspannebenen) physikalisch angeschlossene Erzeugungsanlagen. Für Details zur Marktabdeckung siehe Teil 2 Schlagwort „Einzelhandel; Marktdaten (Elektrizität)“.

Die Gesamtkapazitäten von 152,7 GW zum 31. Dezember 2009 sind zu 52 Prozent (79,6 GW) an die Übertragungsnetze und zu 48 Prozent (73,1 GW) an die Verteilernetze angeschlossen. Während der größte Teil der Kapazitäten auf Basis nicht erneuerbarer Energieträger (ausgenommen Erdgas) an die Übertragungsnetze angeschlossen ist, erfolgte der Anschluss erneuerbarer Erzeugungskapazitäten zumeist auf der Ebene der Verteilernetze.

Insgesamt bei ÜNB und VNB angeschlossene Erzeugungsanlagen nach Energieträgern zum 31. Dezember 2009 (Netto-Nennleistungen)

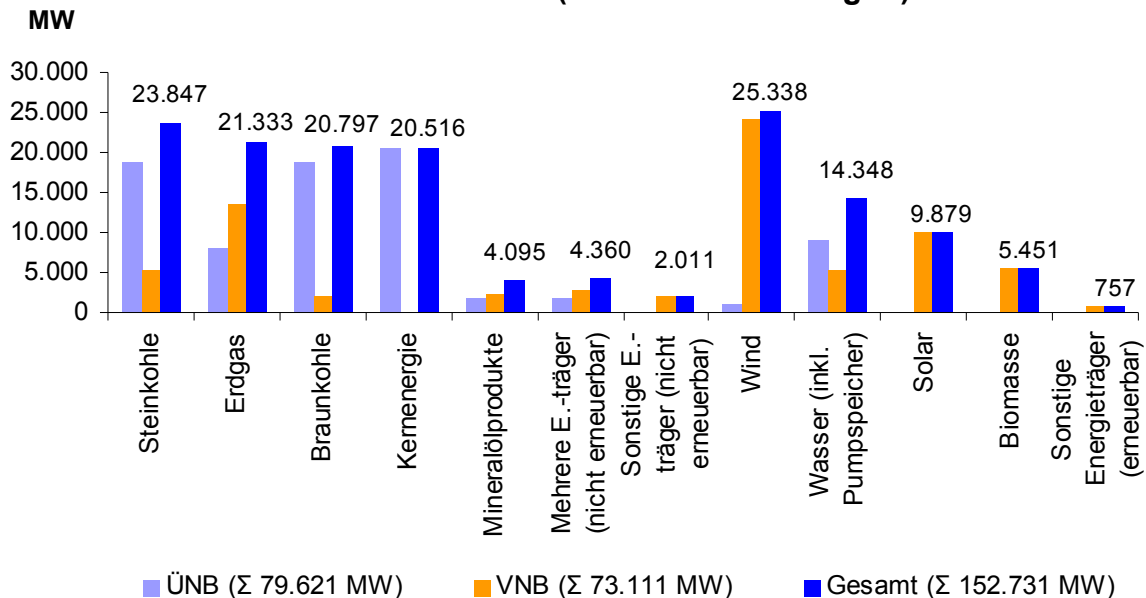


Abbildung 1: Insgesamt bei ÜNB und VNB angeschlossene Erzeugungsanlagen nach Energieträgern zum 31. Dezember 2009 (Netto-Nennleistungen⁴)

Von den Gesamtkapazitäten zum 31. Dezember 2009 (152,7 GW) entfallen 41,2 GW auf Anlagen, die nach dem EEG vergütet werden, sowie weitere 18,8 GW auf Erzeugungsanlagen i. S. d. § 2 KWKG. Im Jahr 2009 trat die zeitgleiche Jahreshöchstlast am 2. Dezember um 18 Uhr auf und lag bei 73,0 Gigawatt (GW).⁵

Von den im Berichtsjahr 2009 neu angeschlossenen Erzeugungskapazitäten (insgesamt 9,6 GW) wurden 7,6 GW (79 Prozent) an die Verteilernetze und 2,0 GW (21 Prozent) an die Übertragungsnetze angeschlossen. Die Neuanschlüsse im Berichtsjahr 2009 basierten im Wesentlichen auf den erneuerbaren Energieträgern Solar (plus 3,9 GW) und Wind (plus 2,7 GW) sowie Kapazitäten in Höhe von 1,9 GW mit Erdgas als Energieträger. Auch im Berichtsjahr 2009 erfolgte der Anschluss erneuerbarer Energieträger überwiegend an die Verteilernetze. Abgelehnte Anschlussbegehren (ohne nach EEG vergütungsfähige Anlagen) haben die Netzbetreiber für 2009 nur in sehr geringem Umfang (2,2 MW Erdgas bei VNB) gemeldet.

⁴ Netto-Leistung ist die an das Versorgungssystem (Übertragungs- und Verteilungsnetz, Verbraucher) abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit; Nenn-Leistung ist die Dauerleistung einer Erzeugungs-, Übertragungs- und Verbrauchsanlage, für die sie gemäß den Liefervereinbarungen bestellt ist (siehe auch Glossar).

⁵ Quelle: Leistungsbilanz der Allgemeinen Elektrizitätsversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast gemäß BDEW.

Insgesamt bei ÜNB und VNB in 2009 neu angeschlossene Erzeugungsanlagen nach Energieträgern (Netto-Nennleistungen)

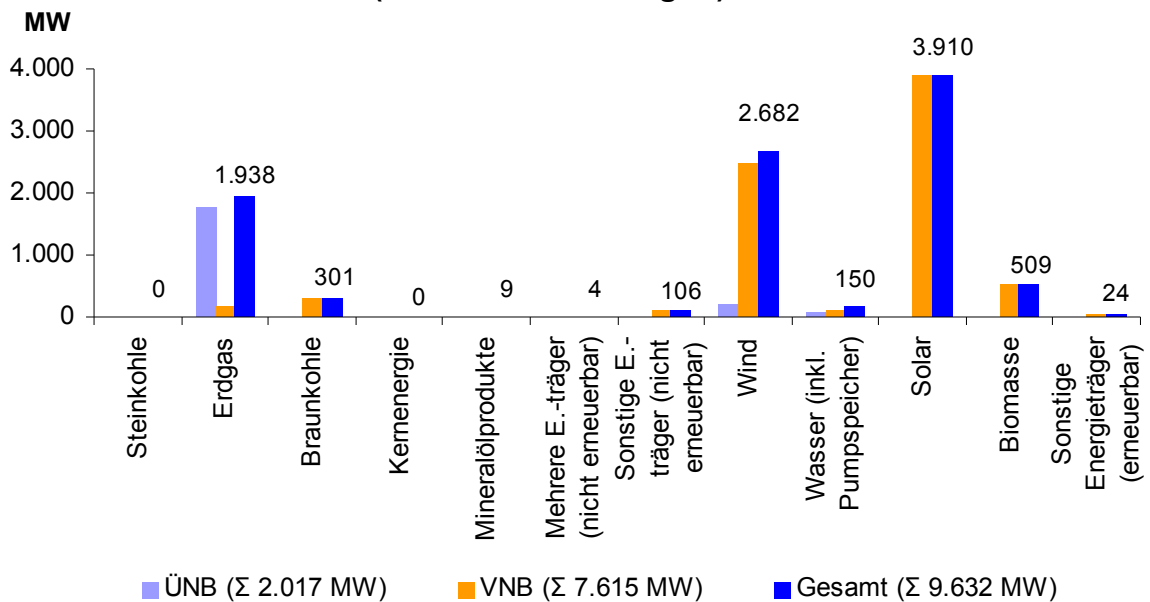


Abbildung 2: Insgesamt bei ÜNB und VNB im Berichtsjahr 2009 neu angeschlossene Erzeugungsanlagen nach Energieträgern (Netto-Nennleistungen)

Den im Berichtsjahr 2009 neu angeschlossenen Erzeugungskapazitäten von 9,6 GW (überwiegend erneuerbare Energieträger) standen Stilllegungen in Höhe von 1,1 GW (überwiegend fossile Energieträger) gegenüber, die ausschließlich auf der Ebene der Verteilernetze erfolgten. Hieraus ergibt sich ein Zuwachs der gesamten installierten Leistung um 8,6 GW von 144,2 GW (Stand: 31. Dezember 2008) auf 152,7 GW (31. Dezember 2009).

Insgesamt bei ÜNB und VNB in 2009 endgültig aufgegebene Erzeugungsanlagen nach Energieträgern (Netto-Nennleistungen)

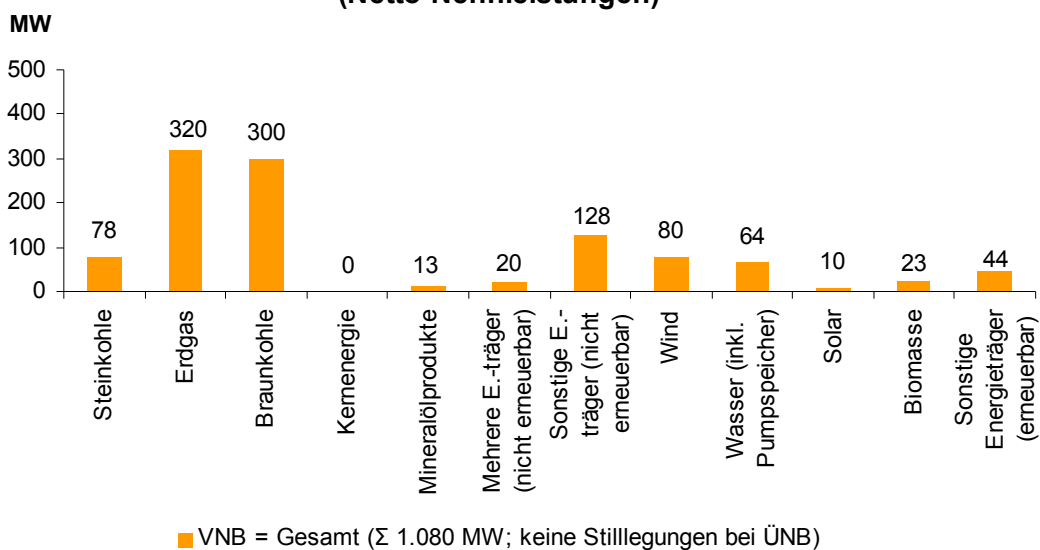


Abbildung 3: Insgesamt bei ÜNB und VNB im Berichtsjahr 2009 endgültig aufgegebene Erzeugungsanlagen nach Energieträgern (Netto-Nennleistungen)

Der Anteil der Kapazitäten mit einer Netto-Nennleistung von mindestens 100 MW an der zum 31. Dezember 2008 installierten Leistung (insgesamt 144,2 GW) beläuft sich auf 92,4 GW (64 Prozent). Von den an die Übertragungsnetze angeschlossenen Gesamtkapazitäten mit insgesamt 77,6 GW, weisen 97 Prozent und von den an die Verteilernetze angeschlossenen 66,6 GW weisen 25 Prozent der Kapazitäten eine Netto-Nennleistung von mindestens 100 MW auf. Dagegen erfolgte 2009 zumeist ein Neuanschluss von Kapazitäten < 100 MW, der Anteil \geq 100 MW lag bei 19 Prozent.

Entwicklung der nach EEG vergüteten Elektrizitätserzeugung⁶

Im Rahmen ihrer Überwachungstätigkeit nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erhebt die Bundesnetzagentur jährlich Daten bei Verteilernetzbetreibern (VNB), Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und Elektrizitätslieferanten. Im Jahr 2010 waren ca. 880 VNB, die vier ÜNB und ca. 1.060 Elektrizitätslieferanten aufgefordert, ihre EEG-Daten für das Abrechnungsjahr 2009 an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Im diesjährigen Monitoringbericht konnte erstmalig auf vorläufige EEG-Abrechnungsdaten des unmittelbar vorangehenden Abrechnungsjahres zurückgegriffen werden. Damit können an dieser Stelle Zahlen für die Abrechnungsjahre 2008 und 2009 dargestellt werden.

Zum 31. Dezember 2009 belief sich die gesamte installierte Leistung der nach EEG vergüteten Anlagen in Deutschland auf ca. 41,2 GW (31. Dezember 2008 ca. 34,2 GW). Die installierte Leistung aller nach EEG vergüteten Anlagen ist damit 2009 um ca. sieben GW angestiegen. Dies entspricht einem relativen Zuwachs von rund 21 Prozent in einem Jahr.

Aus dem Verhältnis der Leistung der EEG-Erzeugungsanlagen von 41,2 GW zu den insgesamt angeschlossenen Erzeugungsanlagen bei ÜNB und VNB in Höhe von 152,7 GW ergibt sich zum 31. Dezember 2009 ein EEG-Anteil von 27,0 Prozent. Zum 31. Dezember 2008 resultierte aus dem Verhältnis von 34,2 GW zu 144,2 GW ein EEG-Anteil von 23,7 Prozent.

Entwicklung der installierten Leistung der nach EEG vergüteten Anlagen

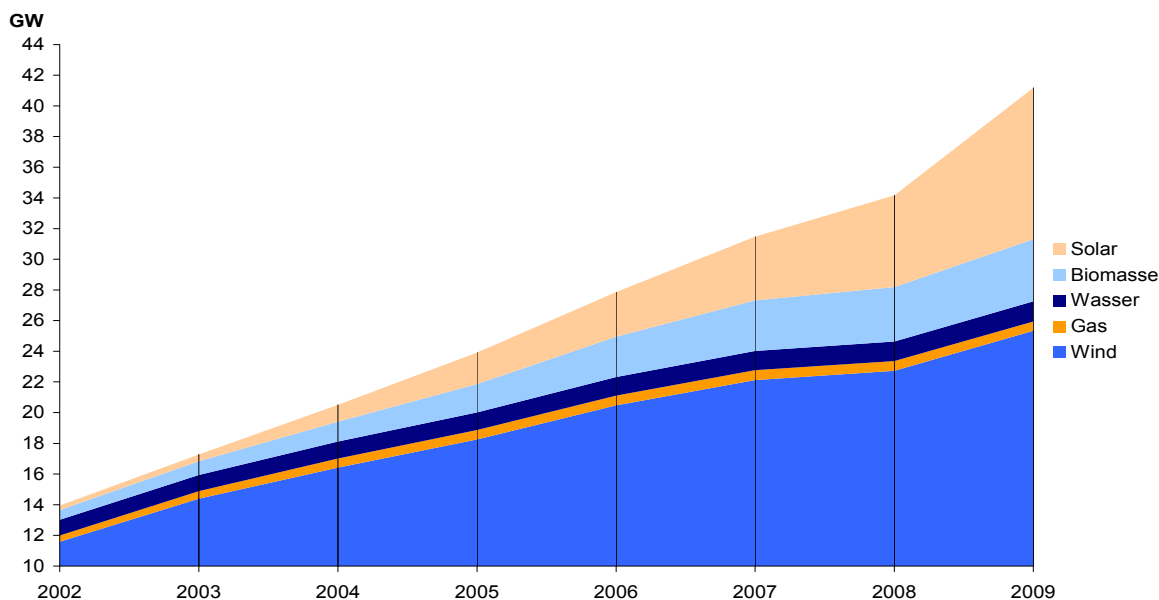


Abbildung 4: Entwicklung der installierten Leistung der nach EEG vergüteten Anlagen von 2002 bis 2009.⁷ Aufgrund des geringen Anteils wurde auf die Darstellung "Geothermie" verzichtet.

Durch den rasanten Anstieg des Zubaus von Solaranlagen in den letzten zwei Jahren wurde der Trend der Vorjahre eines lediglich moderaten EEG-Zubaus gebrochen. Allein im Jahr 2009 wurden Solaranlagen mit einer Leistung von ca. 3,9 GW neu installiert (2008 ca. zwei GW). Daraus leitet

⁶ Weitere Daten finden sich in Teil 2 dieses Berichtes unter dem Schlagwort „Erzeugung; Entwicklung nach EEG vergüteter Erzeugung (Elektrizität)“.

⁷ Energieträger Gas bedeutet hier Deponie-, Klär- und Grubengas.

sich eine Steigerungsrate von etwa 65 Prozent im Jahr 2009 (ca. 50 Prozent im Jahr 2008) ab. Die installierte Leistung von Windkraftanlagen nahm im Jahr 2009 um 2,6 GW (2008: 0,8 GW) zu, was einer Steigerungsrate von 11 Prozent im Jahr 2009 (vier Prozent im Jahr 2008) entspricht. Die Leistung der sonstigen EEG-Anlagen stieg insgesamt um 0,5 GW im Jahr 2009 an, was nahezu ausschließlich auf den Zuwachs bei Biomasseanlagen zurückzuführen ist.

Die Verteilung über die einzelnen Bundesländer der in Deutschland zum Stichtag 31. Dezember 2009 insgesamt installierten Photovoltaik-Anlagen von ca. 9,9 GW zeigt erwartungsgemäß ein sehr heterogenes Bild. So befinden sich in Bayern etwa 40 Prozent der installierten Leistung, Baden-Württemberg folgt mit einem deutlichen Abstand mit etwa 18 Prozent.

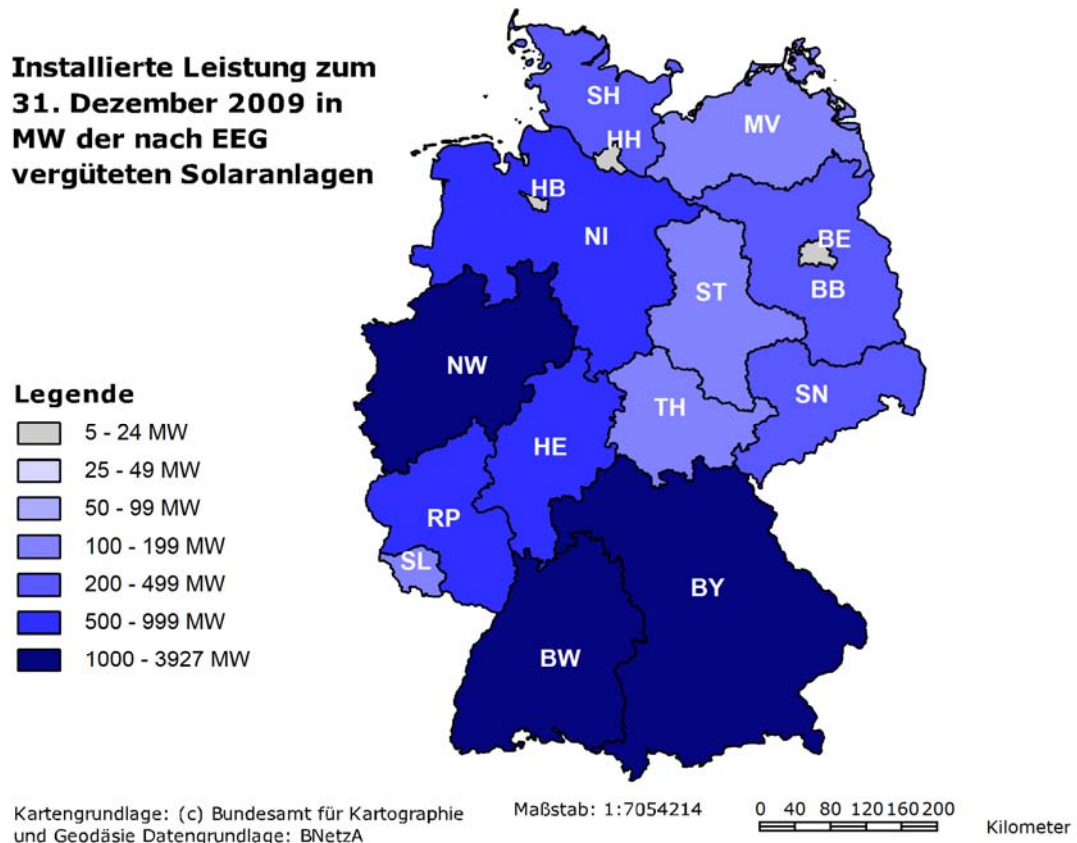


Abbildung 5: Installierte Leistung der nach EEG vergüteten Solaranlagen zum 31. Dezember 2009 nach Bundesländern in MW

Der von den Anlagenbetreibern erzeugte EEG-Strom wird bei der Einspeisung in das öffentliche Elektrizitätsnetz von den VNB mit einem gesetzlich festgelegten Satz vergütet, der bei den einzelnen Erzeugungsarten sehr unterschiedlich ist. Für Photovoltaikanlagen werden die höchsten Vergütungssätze ausgeschüttet.

Nach der EEG-Datenerhebung betrug die insgesamt eingespeiste Jahresarbeit aus EEG-Anlagen 74.153 GWh im Jahr 2009 (71.148 GWh im Jahr 2008) und die an Anlagenbetreiber ausgezahlte Mindestvergütung in Summe 10.709 Mio. Euro (im Jahr 2008: 9.016 Mio. Euro). Damit ist die Einspeisung von allen EEG-Anlagen von 2008 auf 2009 lediglich um ca. vier Prozent (im Jahr 2008 gegenüber 2007 um ca. sechs Prozent), die Gesamtvergütung hingegen um ca. 19 Prozent (im Jahr 2008 gegenüber 2007 um ca. 14 Prozent) angestiegen.

Eingespeiste EEG-Jahresarbeit 2009 (Werte für 2008 in Klammern)

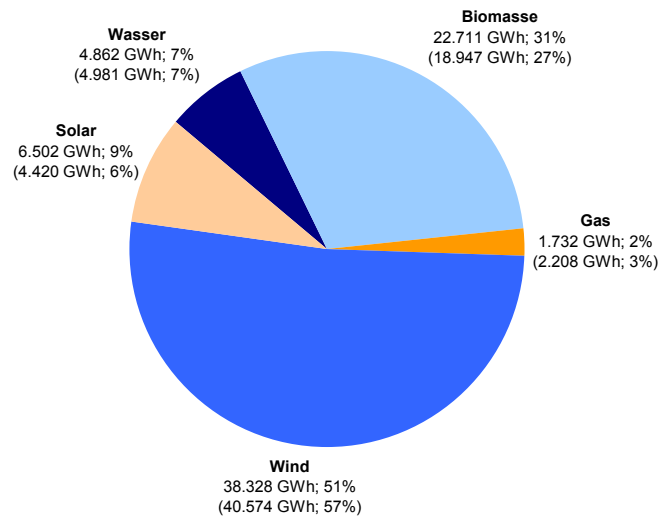


Abbildung 6: Eingespeiste EEG-Jahresarbeit 2009 je Energieträger, absolut und anteilig (in Klammern Werte für 2008).⁸
Aufgrund des geringen Anteils wurde auf die Darstellung "Geothermie" verzichtet.

Die Entwicklung des Einspeiseverhaltens im Vergleich zum Jahr 2008 ist bei den einzelnen Energieträgern sehr unterschiedlich. Windenergieanlagen haben z.B. ca. sechs Prozent weniger Arbeit im Jahr 2009 in das Netz eingespeist als im Vergleich zum Jahr 2008, dadurch sank auch die Mindestvergütung in entsprechender Größenordnung. Die Ursache hierfür lag in einem relativ wind-schwachen Jahr 2009, welches unter dem Zehn-Jahresmittel lag.

EEG-Einspeisevergütung 2009 (Werte für 2008 in Klammern)

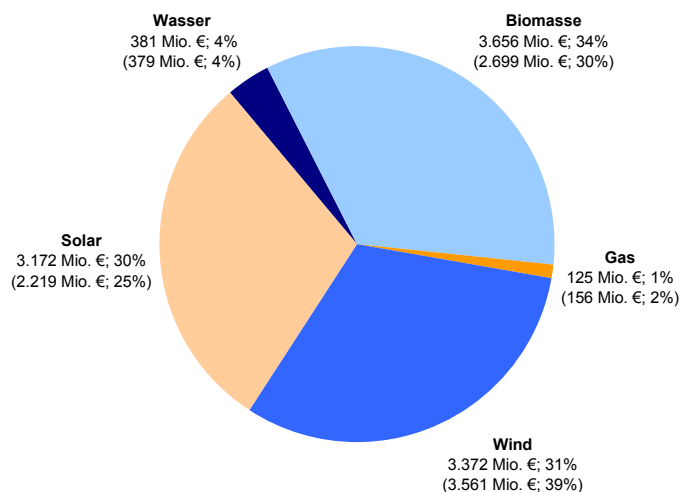


Abbildung 7: EEG-Einspeisevergütung 2009 je Energieträger, absolut und anteilig (in Klammern Werte für 2008).⁹
Aufgrund des geringen Anteils wurde auf die Darstellung "Geothermie" verzichtet.

⁸ Energieträger Gas bedeutet hier Deponie-, Klär- und Grubengas.

Durch den starken Zubau bei den Solaranlagen im Berichtsjahr 2009 sind sowohl die eingespeiste Jahresarbeit mit absolut 6.502 GWh als auch die gezahlten Vergütungen mit 3.172 Mio. Euro im Vergleich zum Vorjahr noch einmal deutlich angestiegen. Insgesamt erbringen die Solaranlagen an der gesamten eingespeisten EEG-Menge des Jahres 2009 aber lediglich einen Anteil von rund neun Prozent, bezogen auf den gesamten Letztverbraucherabsatz des Jahres 2009 gerade einmal rund 1,4 Prozent.

Dagegen nimmt die Solarenergie mit einem Anteil von 30 Prozent einen erheblichen Anteil der EEG-Vergütungszahlungen in Anspruch. Daran haben auch die erheblichen Senkungen der Vergütungssätze für Solaranlagen zum 1. Januar und zum 1. Juli des Jahres 2010 nichts geändert. Die Senkungen wurden in der Regel durch fallende Modulpreise kompensiert, so dass die Investition in eine durch das EEG geförderte Solaranlage weiterhin hohe Renditen verspricht, weshalb weiterhin ein starker Zubau an Solaranlagen zu erwarten ist. Da die Vergütungszahlungen nach Anschluss einer Anlage für die Dauer von 20 Jahren gewährt werden und sich die Höhe der Vergütung in diesem Zeitraum nicht ändert, werden sich die an die Solaranlagenbetreiber auszahlenden Vergütungen auch in den nächsten Jahren insgesamt auf einem sehr hohen und weiter steigenden Niveau bewegen.

Neben dem deutlichen Anstieg der Vergütungszahlungen bei Solaranlagen um 953 Mio. Euro im Jahr 2009 sind auch die Vergütungszahlungen bei Biomasse um 957 Mio. Euro angestiegen. Der Zuwachs der Elektrizitätseinspeisung ist bei Biomasse mit rund 3.800 GWh allerdings fast doppelt so hoch wie bei Solarstrom, der um rund 2.100 GWh angestiegen ist.

Für die kommenden Jahre lässt sich zudem erwarten, dass große Offshore-Windparks die Elektrizitätsproduktion aufnehmen. Auch hier werden hohe Vergütungssätze ausgeschüttet. Da diese Parks große Leistungen und eine vergleichsweise hohe Zahl an Volllaststunden aufweisen, wird in den kommenden Jahren die Vergütung für Windstrom deutlich ansteigen.

Auf Basis dieser Entwicklung wurde im Berichtsjahr die EEG-Umlage mit 2,047 cent/kWh für das Jahr 2010 prognostiziert. Dies erwies sich als deutlich zu niedrig. Die EEG-Umlage für das Jahr 2011 wurde am 15. Oktober 2010 mit 3,53 cent/kWh prognostiziert.

Anschluss Elektrizitätserzeuger bei Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern nach KWKG und EEG

Im Monitoring 2010 wurden VNB nach den an ihrem Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen i.S.d. § 2 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)¹⁰ - spezifiziert nach der Netto-Nennleistung der Erzeugungsanlage - befragt. Rund siebzig Prozent der insgesamt installierten KWK-Leistung auf Verteilernetzebene entfällt auf KWK-Anlagen mit einer Leistung von jeweils mehr als 1.000 kW. Betrachtet man aber das Verhältnis von vor 2009 angeschlossenen Erzeugungsanlagen zu im Berichtsjahr 2009 angeschlossenen Erzeugungsanlagen, so ist prozentual betrachtet 2009 ein vermehrter Zuwachs von kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen - insbesondere bei Erzeugungsanlagen ≤ 30 kW (47 Prozent) - zu verzeichnen.

⁹ Energieträger Gas bedeutet hier Deponie-, Klär- und Grubengas.

¹⁰ Unmittelbar oder mittelbar (z.B. über ein Areal- bzw. Industrienetz) am Verteilernetz (alle Netz- und Umspannebenen) physikalisch angeschlossene Erzeugungsanlagen i. S. d. § 2 KWKG. Hierbei waren auch Erzeugungsanlagen i. S. d. § 2 KWKG anzugeben, welche keine Vergütung nach dem KWKG erhalten und direkt vermarktet werden. Für Details zur Marktabdeckung siehe Teil 2 Schlagwort Einzelhandel; Marktdaten (Elektrizität).

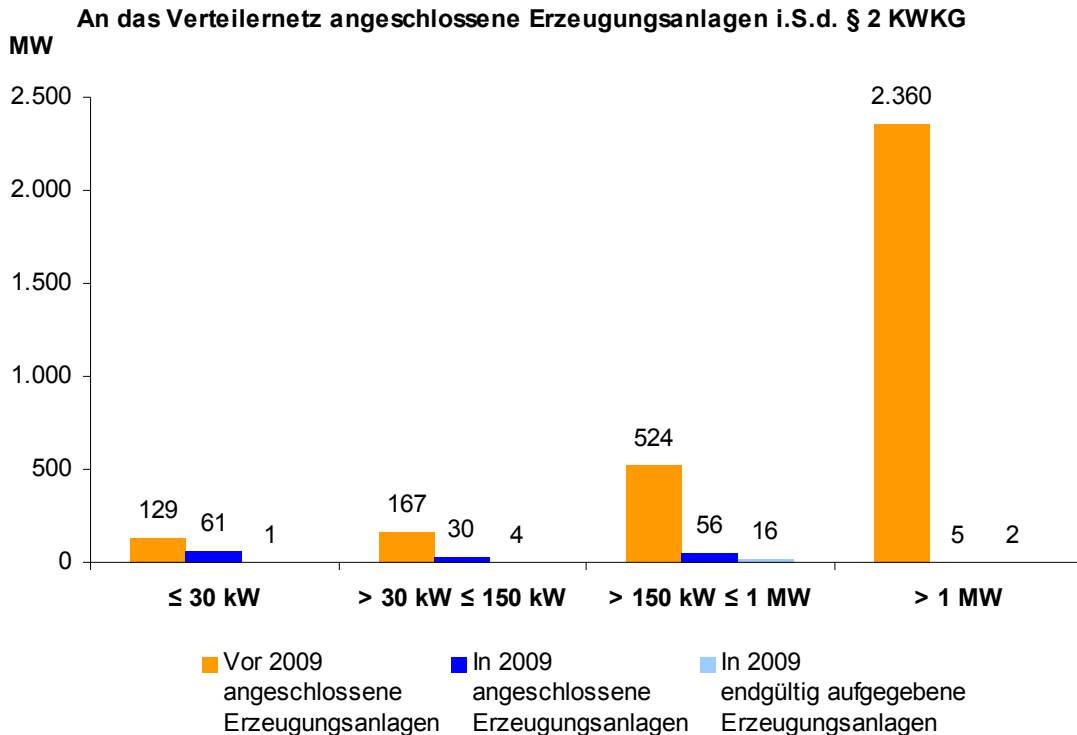


Abbildung 8: An das Verteilernetz angeschlossene Erzeugungsanlagen i.S.d. § 2 KWKG (Netto-Nennleistung)

Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über am Verteilernetz angeschlossene Erzeugungsanlagen i. S. d. EEG, spezifiziert nach der Netto-Nennleistung der Erzeugungsanlage. Wie bei den Erzeugungsanlagen nach § 2 KWKG ist auch hier prozentual betrachtet im Berichtsjahr 2009 ein vermehrter Zuwachs von kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen – Erzeugungsanlagen ≤ 30 kW (48 Prozent), Erzeugungsanlagen > 30 kW ≤ 150 kW (62 Prozent) - zu verzeichnen.

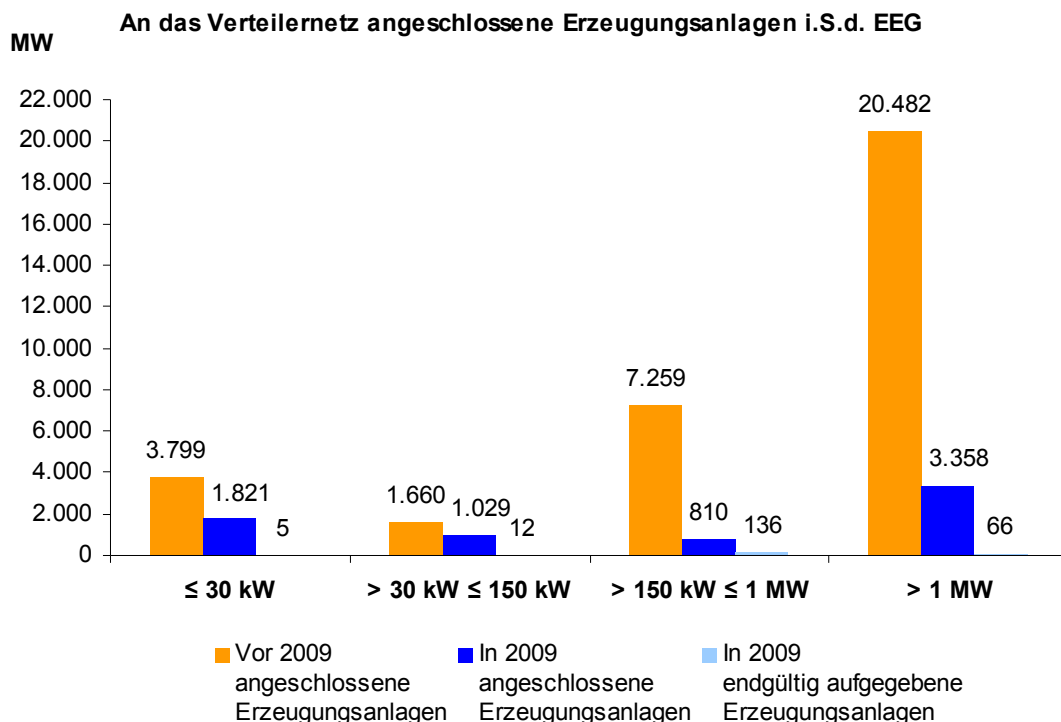


Abbildung 9: An das Verteilernetz angeschlossene Erzeugungsanlagen i.S.d. EEG (Netto-Nennleistung)

Des Weiteren sind, sowohl bei den Erzeugungsanlagen i.S.d. § 2 KWKG als auch insbesondere bei den Erzeugungsanlagen i.S.d. EEG, die im Berichtsjahr 2009 angeschlossenen Erzeugungsanlagen um ein Vielfaches höher als die 2009 stillgelegten Erzeugungsanlagen. Auf Grund des anhaltenden Trends zu kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen und der gesetzlich vorgegebenen Anschlusspflicht von KWK- und EEG-Erzeugungsanlagen, unabhängig von der Aufnahmefähigkeit des Netzes, sind oftmals Maßnahmen zur Netzoptimierung, Netzverstärkung und zum Netzausbau durch die VNB unumgänglich.

Mit Stand zum 31. Dezember 2009 waren in Deutschland insgesamt - sowohl an das Verteiler- als auch an das Übertragungsnetz - Erzeugungsanlagen i. S. d. § 2 KWKG¹¹ mit einer Netto-Nennleistung von 18,8 GW (ÜNB: 15,5 GW, VNB: 3,3 GW) angeschlossenen. Des Weiteren waren Erzeugungsanlagen i. S. d. EEG insgesamt mit einer Netto-Nennleistung von 41,2 GW (ÜNB: 1,2 GW, VNB: 40,0 GW) angeschlossenen.

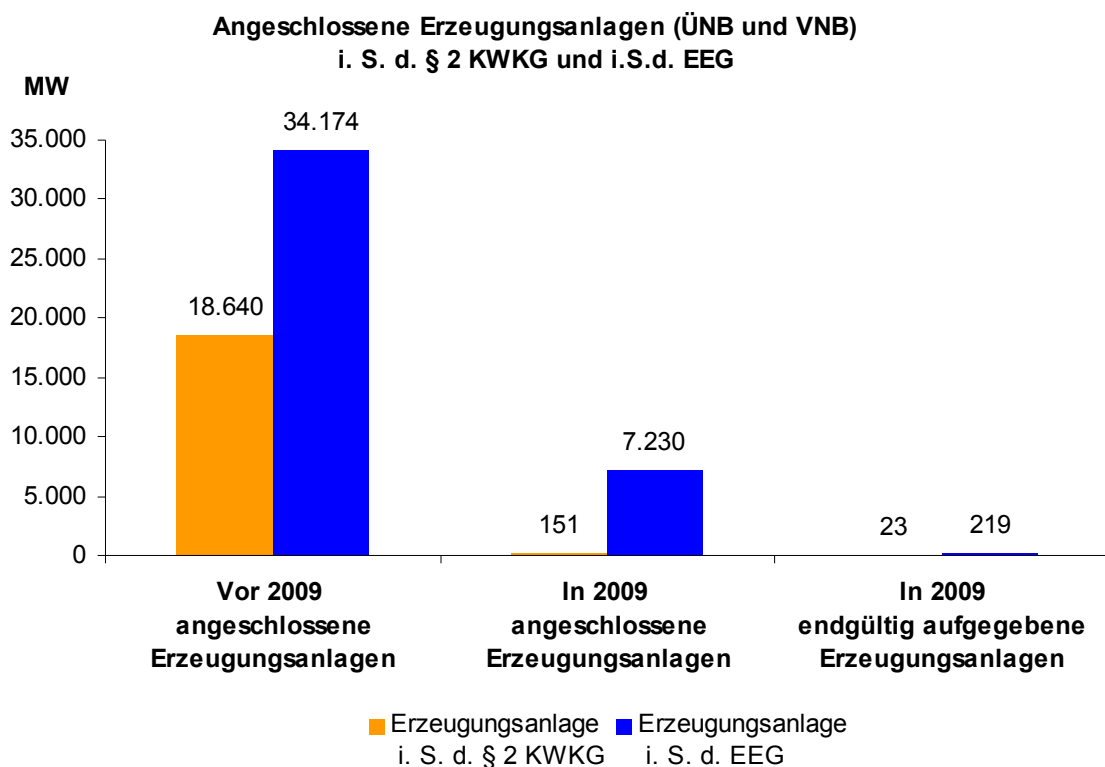


Abbildung 10: An das Übertragungs- und Verteilernetz angeschlossene Erzeugungsanlagen i. S. d. § 2 KWKG und i. S. d. EEG (Netto-Nennleistung)

Struktur des Erzeugungsbereiches

Im Berichtsjahr 2009 haben die Einspeisungen in das Netz der Allgemeinen Versorgung durch die im Monitoring erfassten Erzeugungskapazitäten mit einer Netto-Engpassleistung¹² von mindestens fünf MW um rund 58 TWh bzw. zwölf Prozent von rund 490 TWh auf 432 TWh abgenommen. Der mit der Dominanzmethode errechnete Anteil der vier größten Erzeuger (E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall) hat sich bezogen auf die erfassten Kapazitäten (103,9 GW zum 31. Dezember 2009

¹¹ Unmittelbar oder mittelbar (z.B. über ein Areal- bzw. Industrienetz) am Verteilernetz (alle Netz- und Umspannebenen) physikalisch angeschlossene Erzeugungsanlagen i. S. d. § 2 KWKG. Hierbei waren auch Erzeugungsanlagen i. S. d. § 2 KWKG anzugeben, welche keine Vergütung nach dem KWKG erhalten und direkt vermarktet werden.

¹² Netto-Leistung ist die an das Versorgungssystem (Übertragungs- und Verteilernetz, Verbraucher) abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit; Engpass-Leistung ist die Dauerleistung einer Erzeugungseinheit, die unter Normalbedingungen erreichbar ist (siehe auch Glossar).

ohne industrielle Erzeugungskapazitäten)¹³ um rund vier GW von 85 Prozent auf 79 Prozent reduziert. Die Einspeisungen der vier größten Erzeuger in das Netz der Allgemeinen Versorgung nahmen im Berichtsjahr 2009 um rund 64 TWh ab, was zu einer Reduzierung des Anteils von 86 Prozent auf 83 Prozent führte.

Erfasste Erzeugungskapazitäten (mindestens fünf MW) und Einspeisungen in Netz der Allgemeinen Versorgung

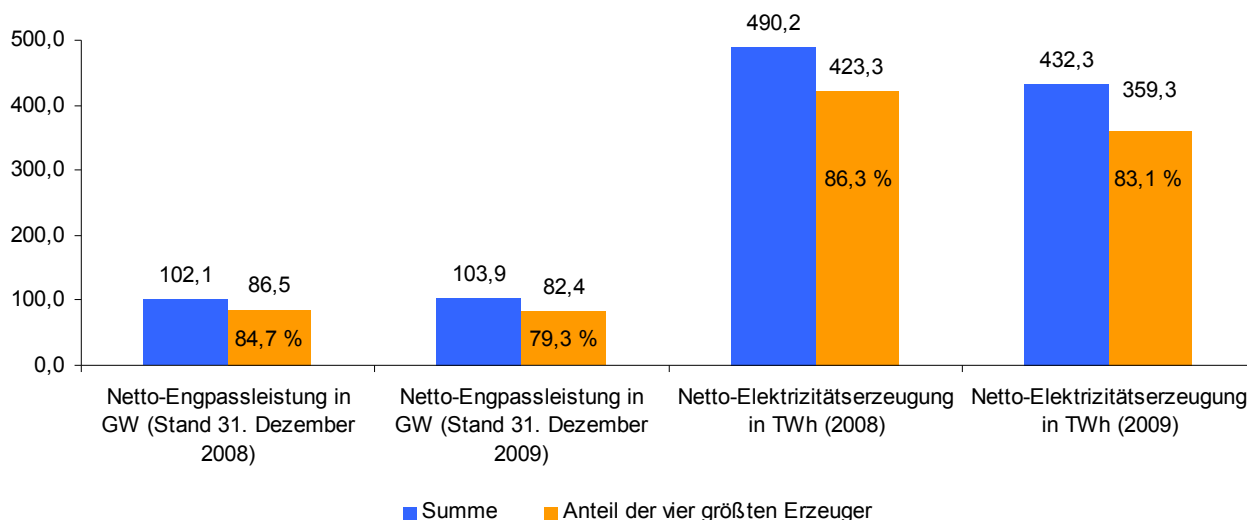


Abbildung 11: Erfasste Erzeugungskapazitäten mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens fünf MW und Einspeisung in das Netz der Allgemeinen Versorgung

Investitionen in Erzeugungskapazitäten¹⁴

Die von den erfassten Erzeugern im Monitoring¹⁵ insgesamt gemeldeten Investitionsvorhaben bei Erzeugungskapazitäten mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens fünf MW weisen im Zeitraum bis 2012 einen Rückgang von 21,5 GW (Stand 1. April 2009) auf 15 GW (Stand 1. April 2010) auf. Mit 13,6 GW (Stand 1. April 2010) befindet sich davon der größte Teil der gemeldeten Investitionsvorhaben bis 2012 bereits im Bau. Die im Bau befindlichen Projekte haben damit für den Zeitraum bis 2012 gegenüber dem Monitoring 2009 um 0,8 GW zugenommen.

¹³ Der Anteil der erfassten Erzeugungskapazitäten mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens fünf MW (ohne industrielle Erzeugungskapazitäten) an der insgesamt zum 31. Dezember 2009 bei den ÜNB und VNB angeschlossenen Kraftwerksleistung von 152,7 GW gemäß der Monitoringerhebung 2010 liegt bei 68 Prozent.

¹⁴ Weitere Daten finden sich in Teil 2 dieses Berichtes unter dem Schlagwort „Erzeugung; Investitionen und endgültige Aufgabe (Elektrizität)“.

¹⁵ Zum 31. Dezember 2009 verfügen die erfassten Erzeuger über Erzeugungskapazitäten mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens fünf MW in Höhe von insgesamt 107,0 GW, die rund 70 Prozent des Wertes für die insgesamt bei ÜNB und VNB angeschlossenen Erzeugungskapazitäten von 152,7 GW (Stand 31. Dezember 2009) gemäß der Monitoringerhebung 2010 abdecken.

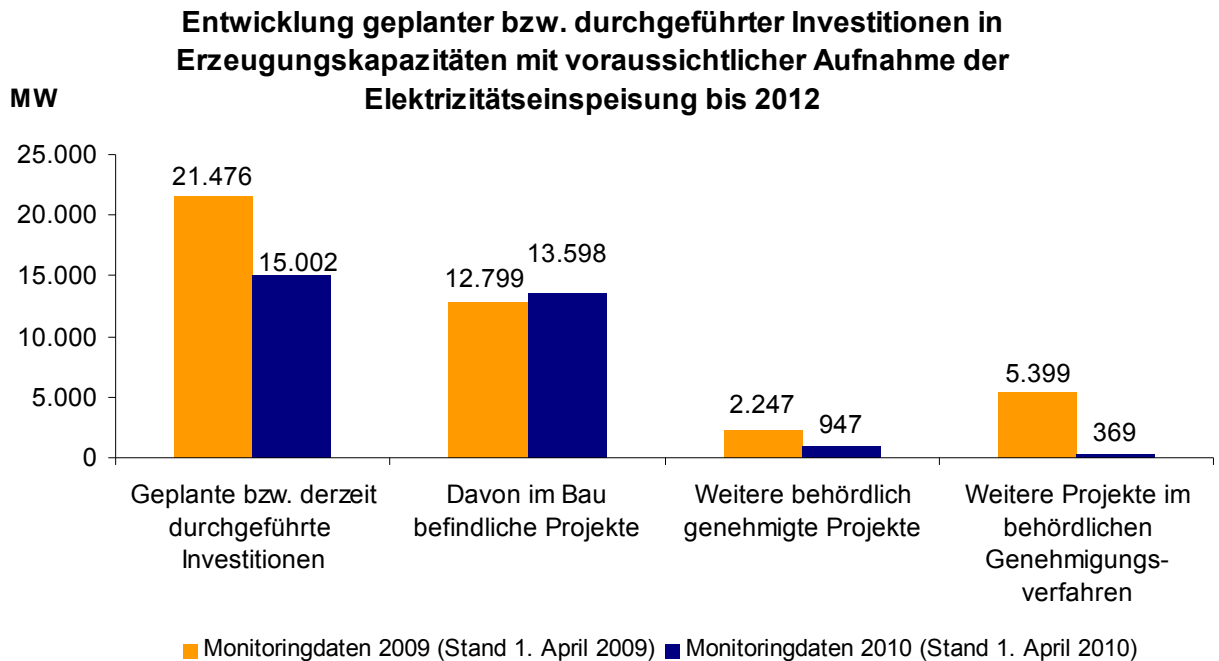


Abbildung 12: Entwicklung geplanter bzw. durchgeführter Investitionen in Erzeugungskapazitäten (Netto-Engpassleistungen, mindestens fünf MW) mit voraussichtlicher Aufnahme der Elektrizitätseinspeisung bis 2012

Dem Rückgang der Investitionsvorhaben um 6,5 GW bis 2012 steht eine Zunahme der insgesamt gemeldeten Investitionsvorhaben im Zeitraum 2013 bis 2020 um 5,2 GW von 25,2 GW auf 30,4 GW gegenüber. Damit sind die erfassten Investitionsvorhaben von insgesamt 46,6 GW im Monitoring 2009 auf 45,4 GW im Monitoring 2010 gesunken. Hiervon entfallen jeweils rund 97 Prozent (45,3 GW im Monitoring 2009; 44,1 GW im Monitoring 2010) auf Investitionsvorhaben mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens 100 MW.

Die Abnahme der Investitionsvorhaben bis 2012 und die Zunahme ab 2013 basiert u. a. auf Kapazitäten von rund fünf GW, die im Monitoring 2009 mit Fertigstellungstermin 2012 angegeben worden sind und deren Fertigstellung nunmehr im Zeitraum 2013 bis 2015 vorgesehen ist. Die Investitionsvorhaben, deren Fertigstellung nach 2013 geplant ist, befinden sich zumeist in der Planungs- und Genehmigungsphase, erst für Kapazitäten von 1,1 GW wurde bereits mit dem Bau begonnen.

Entwicklung geplanter bzw. durchgeführter Investitionen in Erzeugungskapazitäten mit voraussichtlicher Aufnahme der Elektrizitätseinspeisung 2013 - 2020

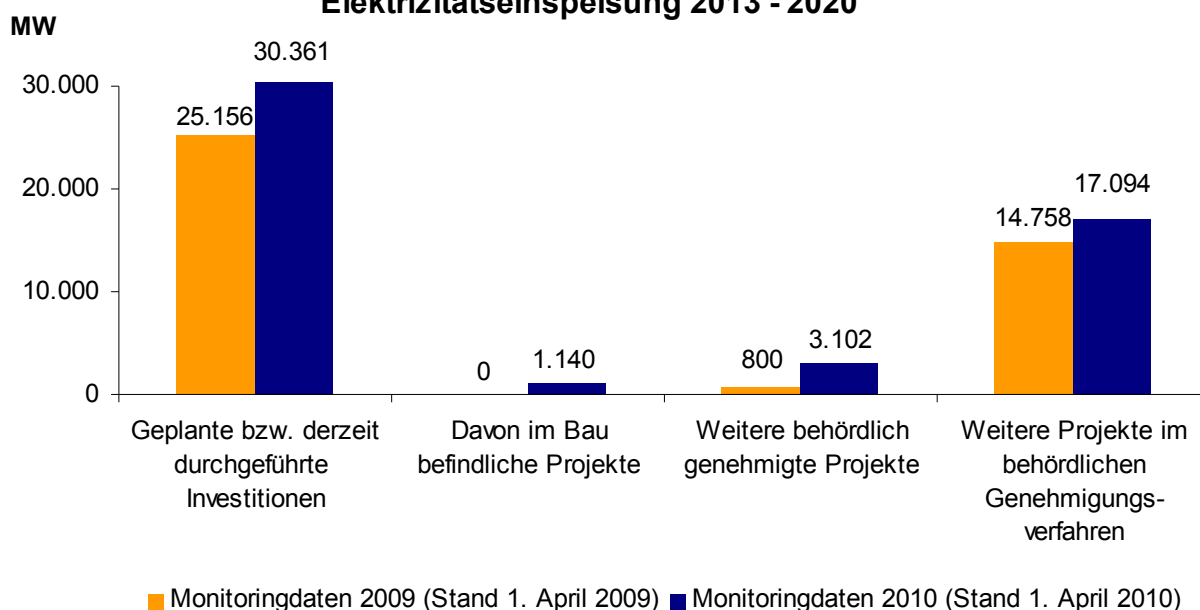


Abbildung 13: Entwicklung geplanter bzw. durchgeführter Investitionen in Erzeugungskapazitäten (Netto-Engpassleistungen, mindestens fünf MW) mit voraussichtlicher Aufnahme der Elektrizitätseinspeisung 2013 – 2020

Im Monitoring 2010 wurden 58 Investitionsvorhaben im Erzeugungsbereich (44,1 GW) mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens 100 MW gemeldet, von denen 50 Investitionsvorhaben (40,2 GW) ebenfalls im Monitoring 2009 erfasst worden sind. Ein Vergleich der genannten Zeitpunkte für die voraussichtliche Aufnahme der Elektrizitätseinspeisung dokumentiert für diese 50 Projekte die innerhalb eines Jahres aufgetretenen Verzögerungen bei der Planung und Umsetzung von Investitionsvorhaben im Erzeugungsbereich. So weisen 25 Investitionsvorhaben (18,5 GW) im Monitoring 2010 einen späteren Zeitpunkt für die Aufnahme der kommerziellen Elektrizitätseinspeisung auf. Lediglich bei zwei Projekten (2,4 GW) konnte ein früherer Zeitpunkt festgestellt werden. Für 21 Investitionsvorhaben (16,7 GW) wurde der gleiche Zeitpunkt genannt und bei zwei Kraftwerken (2,7 GW) konnte die Jahresangabe im Monitoring 2010 nicht erruiert werden.

In der kumulativen Darstellung der vorgenannten 50 Investitionsvorhaben nach dem Zeitpunkt der voraussichtlichen Aufnahme der Elektrizitätseinspeisung werden die insbesondere ab 2012 auftretenden Verzögerungen deutlich. Bei dem Vergleich der im Monitoring 2010 gegenüber dem Monitoring 2009 genannten Zeitpunkte kommt es in Summe zu Verzögerungen von bis zu 9,4 GW im Jahr 2013. Nach 2013 werden die Verzögerungen geringer und reduzieren sich ab 2015 deutlich. Allerdings ist im Zeitraum ab 2015 die jahresscharfe Darstellung nicht mehr aussagekräftig, da im Monitoring 2010 für einige größere Investitionsvorhaben nur Zeitspannen oder keine voraussichtlichen Fertigstellungszeitpunkte genannt worden sind.

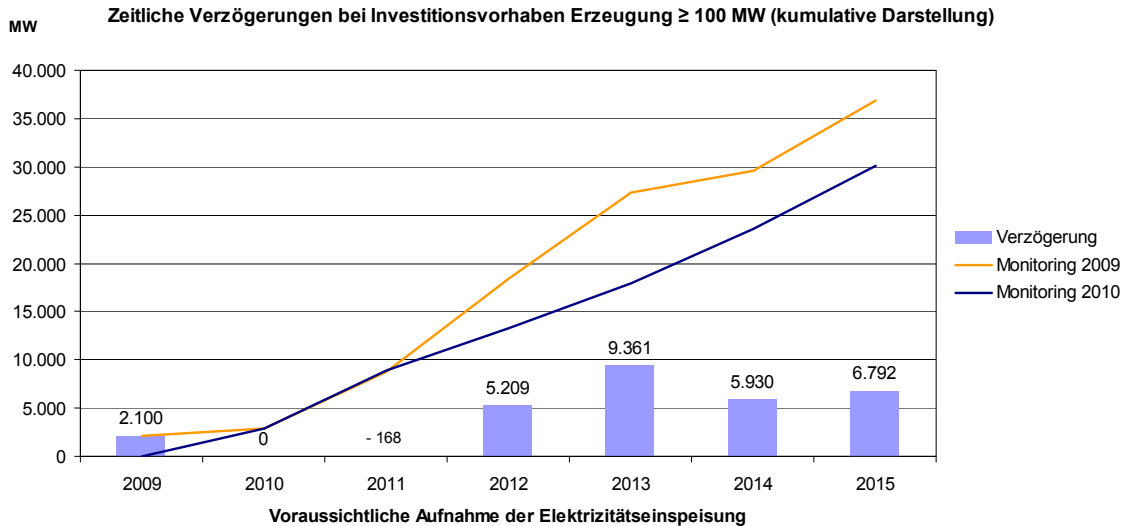


Abbildung 14: Zeitliche Verzögerungen bei Investitionsvorhaben Erzeugung \geq 100 MW Netto-Engpassleistung gemäß Monitoring 2010 (Stand 1. April 2010) im Vergleich zu Monitoring 2009 (Stand 1. April 2009)

Darüber hinaus sind sechs Projekte (4,1 GW) mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens 100 MW, die im Monitoring 2009 erfasst worden sind, im Monitoring 2010 von den entsprechenden Unternehmen nicht mehr gemeldet worden. Demgegenüber wurden jedoch im Monitoring 2010 acht Projekte mit insgesamt 3,9 GW genannt, die im Monitoring 2009 nicht gemeldet worden sind.

Insgesamt sind die im Bau befindlichen Projekte um 1,9 GW von 12,8 GW (Stand 1. April 2009) auf 14,7 GW (Stand 1. April 2010) angestiegen. Im Wesentlichen umfassen die insgesamt im Bau befindlichen Projekte die Energieträger Steinkohle (8,0 GW), Braunkohle (2,8 GW), Erdgas (2,7 GW) sowie Offshore-Windenergie (0,7 GW). Der Anteil der vier größten Erzeuger an den insgesamt im Bau befindlichen Projekten in Höhe von 14,7 GW beläuft sich auf 10,5 GW bzw. 71 Prozent und liegt damit unter dem derzeitigen Anteil dieser Unternehmen von 79 Prozent bezogen auf die gesamten Kapazitäten mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens fünf MW (ohne industrielle Erzeugungskapazitäten).

Eine Auswertung der räumlichen Lage der im Monitoring 2010 insgesamt gemeldeten Investitionsvorhaben von 45,4 GW nach Bundesländern zeigt auf, dass sich die mit Abstand meisten Projekte in Nordrhein-Westfalen (14,9 GW bzw. 32,8 Prozent) befinden. Darüber hinaus übersteigen die Investitionsvorhaben in den folgenden Bundesländern drei GW: Niedersachsen (4,5 GW), Baden-Württemberg (3,8 GW), Schleswig-Holstein (3,4 GW), Mecklenburg-Vorpommern (3,3 GW). Gegenüber den im Monitoring 2009 gemeldeten Investitionsvorhaben von insgesamt 46,6 GW haben sich mit minus drei GW von 7,5 GW (Monitoring 2009) auf 4,5 GW (Monitoring 2010) die größten Veränderungen in Niedersachsen ergeben. Weiterhin konnten Veränderungen von mehr als einem GW in Brandenburg (plus 1,3 GW von 1,6 GW auf 2,8 GW) und Nordrhein-Westfalen (plus 1,2 GW von 13,7 GW auf 14,9 GW) verzeichnet werden.

Die geplante endgültige Aufgabe von Erzeugungskapazitäten (ohne Kernenergie) ist mit einem Anhaltswert von 9,3 GW im Zeitraum 2010 bis 2020 gemäß Monitoring 2010 im Vergleich zu 9,4 GW im Monitoring 2009 für Kapazitäten mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens fünf MW nahezu unverändert geblieben.

Einer erhobenen Fertigstellung von Erzeugungskapazitäten (Aufnahme der Elektrizitätseinspeisung im kommerziellen Betrieb) im Berichtsjahr 2009 von 0,7 GW stand eine endgültige Aufgabe von Erzeugungskapazitäten mit insgesamt 0,5 GW gegenüber. Der Zuwachs von 0,2 GW bei den Kapazitäten mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens fünf MW liegt damit unterhalb der erfassten jährlichen Zunahmen seit 2005, die in einer Größenordnung von 0,6 GW (2006) bis 1,7 GW (2005) lagen. Zudem liegt die Fertigstellung von 0,7 GW im Berichtsjahr 2009 unterhalb der für

2009 geplanten Fertigstellung von 2,8 GW gemäß der Monitoringerhebung 2009. Der Zuwachs von 0,2 GW bildet weiterhin nur einen geringen Anteil des zuvor dargestellten Gesamtzuwachses von 8,6 GW im Berichtsjahr 2009 bei den Erzeugungsanlagen (davon sieben GW EEG-Anlagen), die an den Netzen der VNB und ÜNB angeschlossen sind.

Netze

Energieleitungsausbaugesetz - Stand der EnLAG-Projekte

Mit 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 (z.B. Offshore-Windparks) machen diesen Netzausbau notwendig. Im Bedarfsplan des EnLAG sind 24 Ausbauprojekte benannt, die beschleunigt realisiert werden sollen.

Ob das EnLAG eine Beschleunigung des Planungs- und Genehmigungsverfahrens erzielt, kann aufgrund der kurzen Zeit seit Inkrafttreten noch nicht abschließend beurteilt werden. Bei vielen der insgesamt 24 EnLAG-Projekte sind Verzögerungen in der Inbetriebnahme absehbar, so dass das jeweils vorgesehene Inbetriebnahmejahr, teilweise um mehrere Jahre, überschritten werden wird. Die Übertragungsnetzbetreiber legen in ihren Quartalsberichten zur Aktualisierung der Netzausbauplanungsberichte (3. Quartal 2010) dar, dass für jedes dritte EnLAG-Projekt „Probleme mit verzögernder Wirkung“ bestehen. Bereits heute ist zu erwarten, dass bei mindestens sieben EnLAG-Projekten der ursprüngliche Termin für die Inbetriebnahme vollständig oder zumindest in Teilabschnitten nicht eingehalten werden kann.

Das EnLAG sieht als Teil der 24 Ausbauprojekte vier Pilotprojekte in der Höchstspannung vor, die teilverkabelt werden können: Ganderkesee-St.Hülfe, Diele-Niederrhein, Wahle-Mecklar sowie Altenfeld-Redwitz. Auf dem Abschnitt Ganderkesee-St. Hülfe (TenneT TSO) kann das Zieljahr 2010 nicht eingehalten werden. Laut Auskunft von TenneT soll in Kürze der Antrag auf Planfeststellung eingereicht werden. Mit einem Planfeststellungsbescheid vor 2012 ist nicht zu rechnen. Im Quartalsbericht begründet TenneT TSO Verzögerungen mit Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen (Niedersächsisches Erdkabelgesetz und EnLAG) und daraus resultierenden Anpassungen der Planungs- und Genehmigungsunterlagen. Zwischen Vorhabenträger und Planungs- und Genehmigungsbehörde ist der Umfang der Teilverkabelung umstritten.

Für den Abschnitt Diele-Niederrhein (TenneT TSO und Amprion) bleibt das ursprünglich anvisierte Zieljahr 2015 vorläufig erhalten. Verzögernd wirken sich aus Sicht von TenneT TSO wiederum Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen und die Berücksichtigung zusätzlicher Planungsvariablen aus, die aus dem Planfeststellungsverfahren in NRW resultieren. Im TenneT TSO-Abschnitt soll das Raumordnungsverfahren im Herbst 2010 beginnen; im Amprion-Abschnitt soll das Raumordnungsverfahren ebenfalls in 2010 eröffnet werden. Für NRW sind die Unterlagen zum Planfeststellungsverfahren in Vorbereitung.

Auch für Wahle-Mecklar berichtet TenneT TSO über Planungsverzögerungen durch das niedersächsische Erdkabelgesetz und das EnLAG, jedoch bleibt das Zieljahr 2015 ebenfalls erhalten. Das Raumordnungsverfahren wurde am 25. Mai 2010 eingeleitet.

Bei Altenfeld-Redwitz (50Hertz und TenneT TSO) sind hingegen erhebliche Verzögerungen festzustellen. Der Beginn des Planfeststellungsverfahrens in Bayern ist erst nach Abschluss des Raumordnungsverfahrens in Thüringen möglich. Dessen Abschluss ist gegenwärtig noch nicht absehbar. Das ursprüngliche Zieljahr 2010 kann nicht eingehalten werden.

Für andere EnLAG-Projekte sind ebenfalls Verzögerungen zu beobachten oder zu erwarten. So hängt z. B. das Projekt Hamburg/Krümmel-Schwerin (50Hertz) vom Abschluss des Planfeststellungsverfahrens in Schleswig-Holstein ab; das ursprüngliche Ziel war bereits Ende 2007.

Für eine Vielzahl der EnLAG-Projekte ist zu beachten, dass die Genehmigungsphase noch nicht eröffnet oder durchlaufen ist und somit potenzielle Verzögerungen gegenwärtig nicht absehbar sind. Für Lüstringen-Westerkappeln (Amprion) beispielsweise laufen derzeit Vorgespräche mit der Raumordnungsbehörde und den Kommunen. Das Zieljahr für dieses Projekt ist 2019.

Das EnLAG-Projekt Weier-Villingen (EnBW) befindet sich noch nicht im Raumordnungsverfahren und es existiert bislang kein Zieldatum. Eine vollständige Liste zum Stand der Umsetzung der Projekte im Bedarfsplan nach § 1 Absatz 1 EnLAG findet sich im Teil II dieses Berichtes unter dem Schlagwort „Netze; Energieleitungsausbaugesetz (Elektrizität)“.

Bisher wurden von den Übertragungsnetzbetreibern bei keinem der EnLAG-Projekte Verzögerungen in den Genehmigungsverfahren für Investitionsbudgets bei der Bundesnetzagentur als Problem angeführt. Die Bundesnetzagentur hat bereits für 19 der 24 Vorhaben im Bedarfsplan des EnLAG die zugehörigen Investitionsbudgets genehmigt. Diese Genehmigungen umfassen Anschaffungs- und Herstellungskosten von in Summe 3,8 Mrd. Euro. Drei weitere Projekte sind in der Antragsbearbeitung. Zu zwei EnLAG-Vorhaben liegen der Bundesnetzagentur bislang keine Investitionsbudgetanträge vor.

Für den bedarfsgerechten Ausbau der Übertragungsnetze sind die bestehenden EnLAG-Regelungen notwendig, aber noch nicht ausreichend. So sind bei den EnLAG-Projekten, wie beschrieben, erhebliche Verzögerungen in der Umsetzung zu beobachten.

Die Möglichkeiten zur Straffung der Verfahren und Beschränkung des Rechtsschutzes nach dem Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben und dem EnLAG sind aus Sicht der Bundesnetzagentur weitgehend ausgeschöpft. Es fehlt aber nach wie vor an einer breiten gesellschaftlichen Akzeptanz für den Ausbau der Elektrizitätsleitungen, wohingegen die Förderung von Windenergie in der Öffentlichkeit häufig auf Zustimmung stößt.

Netzzustand und –ausbauplanung Übertragungsnetze

Die ÜNB haben über den Umsetzungsstand ihrer – insbesondere bis zum Jahr 2014 – geplanten Netzausbauprojekte zu berichten. Innerhalb dieses Zeitraums sind mit Stand 2. Quartal 2010 insgesamt 139 (2. Quartal 2009: 148) Ausbaumaßnahmen vorgesehen, darunter 14 Maßnahmen (2. Quartal 2009: 16) zur Anbindung von Offshore-Windparks. Davon unterliegen nach Angaben der ÜNB zum Ende des 2. Quartals 2010 insgesamt 37 (2. Quartal 2009: 54) Ausbaumaßnahmen Verzögerungen oder einem verschobenen Zeitrahmen. Wesentliche Gründe für Verzögerungen sind vor allem:

- Verzögerungen im behördlichen Genehmigungsverfahren (z. B. auf Grund von Widerstand der lokalen Bevölkerung)
- Klagen gegen Planfeststellungsbeschlüsse
- notwendige Änderungen in den behördlichen Genehmigungsverfahren auf Grund von Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen (z. B. bedingt durch das Niedersächsische Erdkabelgesetz)
- Lieferengpässe bei Anlagenherstellern
- bestehende Unsicherheiten bei den Offshore-Projekten.

Zudem sind zwölf Projekte bei den ÜNB in Planung, die grenzüberschreitenden Charakter haben und damit zum Ziel haben, die Übertragungskapazitäten an den Grenzkuppelstellen von Deutschland zu den jeweiligen europäischen Nachbarn zu erweitern. Die einzelnen Projekte können dem „Community-Wide Ten-Year Network Development Plan“ des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E entnommen werden.

Von diesen zwölf Projekten befinden sich aktuell sieben Projekte (Grenzkuppelstellen nach Tschechien, Dänemark, Belgien, Norwegen und Österreich) noch in der Vorplanung bzw. Vorbetrachtung. Genaue Aussagen zum geplanten Zeitpunkt der Inbetriebnahme und zur Projekteumsetzung sind dabei noch nicht möglich. Bei vier Projekten (Grenzkuppelstellen nach Polen, Frankreich, und Niederlande) ist die voraussichtliche Inbetriebnahme im Zeitraum von 2010 bis 2015 geplant. Des

Weiteren ist ein Projekt, welches Deutschland, Österreich und die Schweiz betrifft, im Zeitraum von 2015 bis 2022 geplant.

Die gesamten Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der vier deutschen ÜNB betragen im Jahr 2009 ca. 739 Mio. Euro (2008: 994 Mio. Euro). Darin enthalten sind auch Investitionen und Aufwendungen für grenzüberschreitende Verbindungen in Höhe von ca. fünf Mio. Euro (2008: 13 Mio. Euro). Damit besteht wiederum eine erhebliche Differenz zwischen den tatsächlichen Ausgaben für die Netzinfrastruktur und den im Vorjahr gemeldeten Planwerten (Planwert für 2009: ca. 1.144 Mio. Euro). Die Ursache hierfür liegt - wie auch im letzten Jahr - im Wesentlichen an den im Vergleich zu den Planwerten um 278 Mio. Euro geringer ausgefallenen Investitionen der Kategorie Neubau/Ausbau/Erweiterung. Hier ist es zu einer großen Zahl von verzögerten Netzausbauprojekten gekommen.

Die Planwerte der ÜNB für die Gesamtsumme der Investitionen im Berichtsjahr 2009 lagen gemäß der Monitoringerhebung bei 851 Mio. Euro (686 Mio. Euro für Neubau/Ausbau/Erweiterung und 165 Mio. Euro für Erhalt/Erneuerung) gegenüber Istwerten von nur 522 Mio. Euro, was zu einem Delta bei den Investitionen von 329 Mio. Euro führt. Bei den Aufwendungen liegen die Istwerte von 217 Mio. Euro um 76 Mio. Euro unter den Planwerten von 293 Mio. Euro für 2009.

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

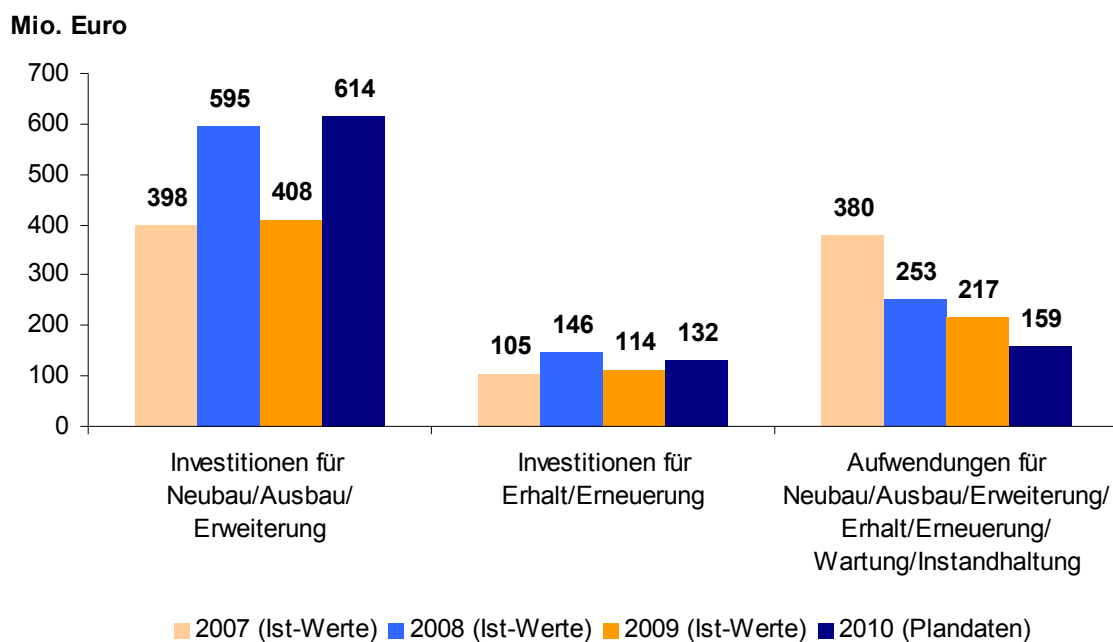


Abbildung 15: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB seit 2007 (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen)

Netzanbindung von Offshore-Windparks

Im Berichtsjahr 2009 sind die Netzanbindungen für zwei in der Nordsee befindliche Offshore-Windparks (OWP) fertig gestellt worden. Die ersten Anlagen des OWP alpha ventus speisen seit August 2009 Elektrizität über eine Wechselstromanbindung in das deutsche Netz ein. Der OWP wurde offiziell am 27. April 2010 in Betrieb genommen. Seit dem Frühjahr 2010 werden nun auch die ersten Anlagen des OWP BARD Offshore 1 errichtet, so dass in der zweiten Hälfte des Jahres 2010 mit den ersten Elektrizitätseinspeisungen in das deutsche Netz über die bereits Ende 2009 fertig gestellte 400 MW-Gleichstromanbindung zu rechnen ist. Mit dem Bau der Netzanbindung des in der Ostsee befindlichen OWP Baltic 1 wurde 2009 begonnen. Der OWP Baltic 1 soll gegen Ende des Jahres 2010 seinen Betrieb aufnehmen.

Im Oktober 2009 hat die Bundesnetzagentur das Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Abs. 2a EnWG veröffentlicht. Die Vorgaben des Papiers - transparente Anbindungskriterien in Kombination mit einer Stichtagsregelung - tragen maßgeblich dazu bei, die Realisierung von OWP-Netzanbindungen zu strukturieren und zu beschleunigen. Durch das Positionspapier werden vor allem auch die gemeinsamen Netzanbindungen mehrerer OWPs (Sammelanbindungen) unter Vermeidung von stranded investments und unter Beachtung einer zügigen und fristgerechten Netzanbindung praktisch realisierungsfähig. Die Bundesnetzagentur steht im Rahmen von bi- und trilateralen Gesprächen im regelmäßigen Kontakt mit den OWP-Entwicklern, -Betreibern und Netzbetreibern, um bei Fragen der konkreten Anwendung des Positionspapiers Hilfe zu leisten.

Für die im Cluster BorWin befindlichen OWPs Global Tech 1 und Veja Mate wurde im Juni 2010 nach öffentlicher Ausschreibung eine 800 MW-Sammelanbindung bezuschlagt. Im Juli 2010 wurden für die Netzanbindung von OWPs in den Clustern DolWin und HelWin Sammelanbindungen mit einer Kapazität von 800 MW und 576 MW bezuschlagt. Eine weitere Sammelanbindung für OWP's im Cluster SylWin wurde im Mai 2010 öffentlich ausgeschrieben.

Bei der Bundesnetzagentur wurden bisher 17 Anträge auf Genehmigung eines Investitionsbudgets für die Netzanbindung von OWPs mit einem Volumen von insgesamt ca. 7,9 Mrd. Euro gestellt, davon wurden elf Anträge mit einem Volumen von 4,3 Mrd. Euro bereits genehmigt (Stand 30. Juni 2010).

Netzstatus und –ausbauplanung Verteilernetze

Die gesamten Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrasturktur aller 749 im Rahmen der Monitoringabfrage antwortenden VNB betragen im Jahr 2009 insgesamt ca. 5.752 Mio. Euro und blieben damit im Vergleich zum Vorjahr nahezu konstant (2008: 5.574 Mio. Euro). Darin enthalten sind Investitionen und Aufwendungen für Mess- / Steuereinrichtungen, sowie Kommunikationsinfrastruktur in Höhe von ca. 448 Mio. Euro (2008: 421 Mio. Euro). Insgesamt liegen die tatsächlichen Ausgaben der VNB für die Netzinfrasturktur mit 5.752 Mio. Euro nur geringfügig unter den Planwerten für 2009 von 5.767 Mio. Euro.

In den verschiedenen Bereichen haben sich allerdings unterschiedlich große Differenzen zwischen Plan- und Istwerten ergeben:

- Die Istwerte für Investitionen im Bereich Neubau/Ausbau/Erweiterung sind um 206 Mio. Euro geringer als die Planwerte für 2009.
- Die Istwerte der Investitionen für Erhalt/Erneuerung liegen um 21 Mio. Euro oberhalb der Planwerte für 2009.
- Die Istwerte der Aufwendungen liegen um 170 Mio. Euro oberhalb der Planwerte für 2009.

Bei den Investitionen in Erhalt/Erneuerung ist im Berichtsjahr 2009 gegenüber 2008 abermals eine steigende Tendenz zu erkennen, während die Investitionen für Neubau/Ausbau/Erweiterung stagnieren. Das Delta zwischen den tatsächlichen Investitionen für die Netzinfrasturktur bei den VNB im Berichtsjahr 2009 (2.535 Mio. Euro) und den entsprechenden Planwerten aus der Monitoringabfrage 2009 (2.720 Mio. Euro) fällt mit 185 Mio. Euro im Vergleich zu dem Delta der ÜNB (329 Mio. Euro) niedriger aus.

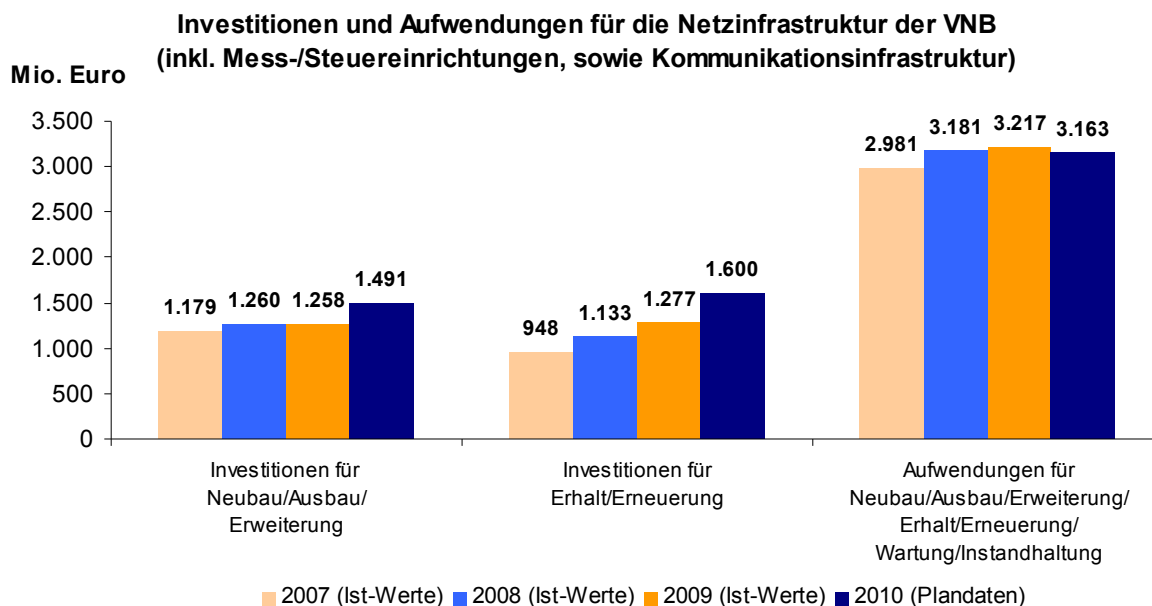


Abbildung 16: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur (inkl. Mess-/Steuereinrichtungen, sowie Kommunikationsinfrastruktur) der VNB seit 2007

Maßnahmen zur Vermeidung von Engpässen im Verteilernetz

Der vermehrte Ausbau von regenerativen Energieerzeugungsanlagen und die gesetzlich vorgegebene Anschluss- und Abnahmepflicht unabhängig von der Aufnahmefähigkeit des Netzes können in Verteilernetzen zu vorübergehenden Netzengpässen führen. Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken, sind VNB gemäß § 9 Abs. 1 EEG dazu verpflichtet, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen.

Die folgende Abbildung gibt eine Übersicht darüber, inwieweit VNB Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Netzausbau durchführen. Der Vergleich mit den entsprechenden Zahlen des Vorjahres ergibt, dass die Anzahl der VNB, die Maßnahmen zur Optimierung (1. April 2009: 122), zur Verstärkung (1. April 2009: 147) und zum Ausbau (1. April 2009: 189) des Netzes durchführen, stark gestiegen ist. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass in vielen Netzen die Einspeisung aus volatilen EEG-Anlagen einen immer größeren Teil der gesamten Einspeisung ausmacht. Es macht sich bemerkbar, dass die Einspeiseorte der EEG-Anlagen häufig nicht zur ursprünglichen Netzarchitektur passen. Um den erforderlichen Ausbau der Verteilernetze zu fördern, beabsichtigt die Bundesnetzagentur die zusätzlich angeschlossenen Einspeisepunkte im Rahmen des Erweiterungsfaktors erlösobergrenzen erhöhend anzuerkennen.

**Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes
entsprechend § 9 Abs. 1 EEG (Stand: 1. April 2010)**

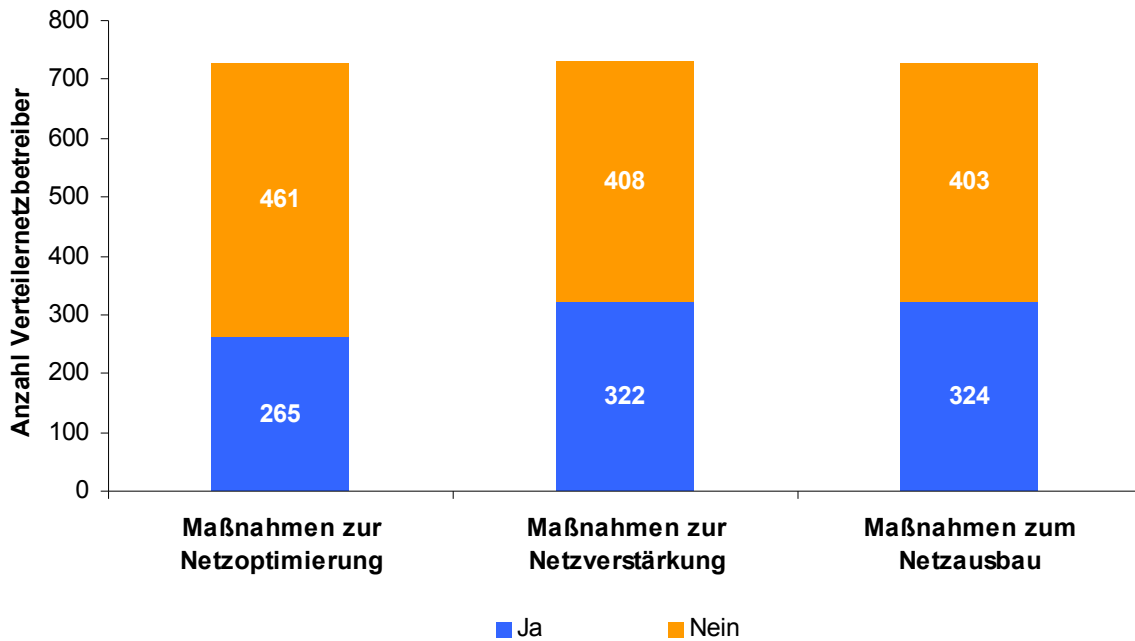


Abbildung 17: Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes entsprechend § 9 Abs. 1 EEG (Stand 1. April 2010)

Folgende Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung werden dabei von den VNB angewendet:

**Überblick angewandeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung
entsprechend § 9 Abs. 1 EEG (Stand: 1. April 2010)**

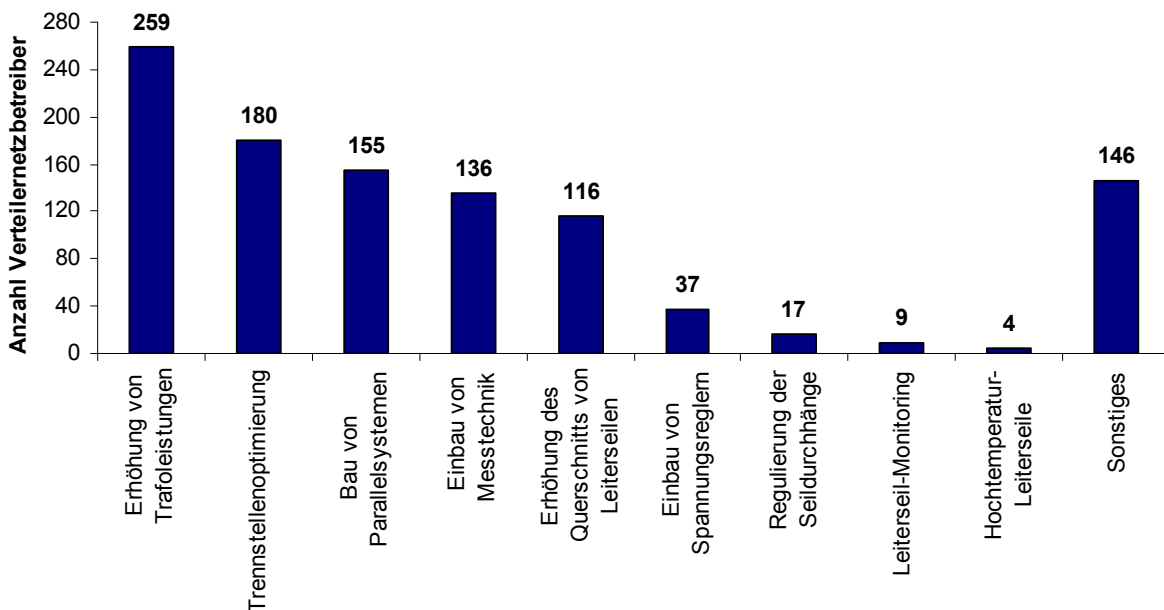


Abbildung 18: Überblick angewandeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung entsprechend § 9 Abs. 1 EEG (Stand 1. April 2010)

Im Vergleich zum Vorjahr sind bei der Anzahl der VNB, welche ein Leiterseil-Monitoring anwenden, mit neun VNB (1. April 2009: acht), sowie bei der Anwendung von Hochtemperatur-Leiterseilen mit

vier VNB (1. April 2009: zwei) keine wesentlichen Änderungen zu erkennen. Hingegen finden die weiteren - in diesem Jahr erstmals abgefragten - Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung in großer Zahl Anwendung durch die VNB.

Einspeisemanagementmaßnahmen nach §§ 11 und 12 EEG

Auf Grund der zunehmenden Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien – insbesondere Wind und Photovoltaik – kann es im Verteilernetz jedoch trotz entsprechender Netzoptimierungs-, Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen zu Situationen kommen, in denen vorübergehend nicht alle Elektrizitätserzeuger unbegrenzt einspeisen können. Seit dem 1. Januar 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 –wärme nach § 12 EEG verpflichtet. Laut Monitoringabfrage wurde von dieser Regelung im Berichtsjahr 2009 in einem geringen Umfang Gebrauch gemacht.

	Ausfallarbeit nach § 11 EEG [kWh]		Entschädigungszahlungen nach § 12 EEG [€]	
gesamt	73.696.703	100%	6.037.916	100%
davon entschädigt durch Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlagen angeschlossen waren	50.088.712	68%	4.267.218	71%
davon entschädigt durch vorgelagerten Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die EMM lag	20.822.471	28%	1.770.698	29%
davon bisher ohne Entschädigung	2.785.520	4%		

Tabelle 1: Einspeisemanagementmaßnahmen (EMM) nach §§ 11 und 12 EEG im Jahr 2009

Die EMM im Berichtsjahr 2009 entfielen mit 99,8 Prozent fast vollständig auf Windanlagen und in sehr geringem Umfang auf Biomasse-, Solar- und KWK-Anlagen. Dies spiegelt auch die regionale Verteilung von EMM wider, deren Anwendung sich auf die nördlichen und nordöstlichen Netzgebiete in Deutschland mit hoher installierter Windleistung konzentrierte.

Der Anteil der Ausfallarbeit an der Gesamteinspeisung von EEG-Anlagen im Berichtsjahr 2009 betrug mit rund 74 GWh nur 0,1 Prozent, der Anteil bezogen auf die gesamte Windeinspeisung liegt bei 0,2 Prozent. Für gut ein Viertel der auf Grund von EMM entstandenen Ausfallarbeit und zu leistenden Entschädigungszahlungen lag die Ursache in einem vorgelagerten Netz. Bei dem weitaus größeren Anteil lag die Ursache direkt in dem Netz, in dem die heruntergeregelt EEG-Anlage angeschlossen war. Vier 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.

Bewertung der Versorgungssicherheit

Zur Bewertung des derzeitigen Niveaus der Versorgungssicherheit¹⁶ Elektrizität hat die Bundesnetzagentur Daten zu den wesentlichen Faktoren der Last, der Erzeugung sowie des dafür notwendigen Elektrizitätsnetzes ausgewertet. Grundsätzlich ist eine Betrachtung der Leistung, und nicht der Arbeit, der richtige Bewertungsansatz, da die Nachfrage nach Elektrizität zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden muss. Die Einschätzungen zur Entwicklung der Versorgungssicherheit weisen aufgrund der nur zu einzelnen Aspekten wie Erzeugungs- und Netzinvestitionen vorliegenden Daten lediglich indikativen Charakter für diese Teilbereiche auf.

Die Zuverlässigkeit der Versorgung als Bestandteil der Versorgungssicherheit ist weiterhin als hoch einzustufen und verdeutlicht sich durch, im europaweiten Vergleich, äußerst kurze Stromausfallzeiten. Die „durchschnittliche Nichtverfügbarkeit in Minuten je Letztverbraucher“ (SAIDI - System Average Interruption Duration Index) ergab sich für Deutschland zu 14,63 Minuten im Jahr 2009. Dies bedeutet erneut eine weitere Verbesserung im Vergleich zu den Vorjahren.¹⁷

Last

Im Jahr 2009 trat die zeitgleiche Jahreshöchstlast am 2. Dezember um 18 Uhr auf. Sie lag bei 73,0 GW, ein um ca. fünf Prozent reduzierter Wert gegenüber 2008 für die Jahresspitze (2008: 76,8 GW). Dieser deutliche Rückgang kann noch nicht als Trend interpretiert werden, sondern ist wahrscheinlich der konjunkturellen Abkühlung 2009 geschuldet. Daraus und aus einer Zunahme der stundengesicherten Nettoleistung¹⁸ auf 92,8 GW (2008: 90,5 GW) ergab sich ein deutlich positiver Effekt auf die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit. Die verbleibende inländische Kraftwerksleistung zum Zeitpunkt der Höchstlast – ohne Berücksichtigung der Im- und Exporte – ist seit 2005 Jahr für Jahr angestiegen und lag 2009 bei 19,8 GW im Vergleich zu 6,0 GW im Jahr 2005.¹⁹ Damit liegt für Deutschland derzeit ein hohes Niveau an erzeugungsseitiger Versorgungssicherheit vor.

Erzeugung

Um mögliche Entwicklungspfade der Nettoengpassleistung bzw. der stundengesicherten Nettoleistung in Zukunft aufzeigen zu können, ist die zum 31. Dezember 2009 insgesamt in Deutschland zur Verfügung stehende Erzeugungsleistung in Höhe von 152,7 GW um neue Kraftwerksprojekte und die erwarteten Außerdienststellungen zu korrigieren. Die Unternehmen erwarten momentan Außerdienststellungen von Erzeugungskapazitäten (ohne Kernkraftwerke, ohne Wind- und Photovoltaikanlagen) in Höhe von 9,3 GW bis 2020, davon 4,2 GW bis 2012 weitere 5,1 GW im Zeitraum 2013 bis 2020. Diesen Außerdienststellungen stehen 14,0 GW an aktuell im Bau befindlichen Kraftwerksprojekten (ohne Wind- und Photovoltaikanlagen) gegenüber, die dargebotsunabhängig sind. Hiervon werden 13,1 GW voraussichtlich bis 2012 und 0,8 GW im Zeitraum 2013 bis 2020 die kommerzielle Elektrizitätseinspeisung aufnehmen.

Zum Zeitpunkt der Datenerhebung lagen aufgrund der Diskussion über die Laufzeiten der Kernkraftwerke keine verlässlichen Daten zu den geplanten Außerdienststellungen der Kernkraftwerke mit einer derzeitigen Gesamtleistung von 20,5 GW vor. Deshalb kann zur Entwicklung der dargebotsunabhängigen Kraftwerksleistung in Deutschland und damit zur Entwicklung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit im Rahmen des Monitoring 2010 keine detaillierte Aussage für die nächsten Jahre getroffen werden.

¹⁶ Die Fähigkeit der leitungsgebundenen Energieversorgung mit Elektrizität, die Nachfrage nach Elektrizität in der erfragten Höhe dauerhaft, unterbrechungsfrei und zu qualitativ und wirtschaftlich annehmbaren Bedingungen zu decken, wird in diesem Abschnitt als Versorgungssicherheit verstanden.

¹⁷ Für weitere Ausführungen siehe Teil 2 dieses Berichtes: Schlagwort „Versorgungssicherheit; Versorgungsstörungen (Elektrizität)“.

¹⁸ Nettoengpassleistung minus der nicht-einsetzbaren Leistung, der Ausfälle, der Revisionen und der Reserven für die Systemdienstleistungen.

¹⁹ Quelle: Leistungsbilanz der Allgemeinen Elektrizitätsversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast gemäß BDEW.

Unabhängig von den Entwicklungen im Bereich der Kernenergie kann jedoch auf Basis der vorliegenden Daten und dem derzeitigen hohen Niveau erzeugungsseitiger Versorgungssicherheit von einem weiterhin hohen Niveau im Zeitraum bis 2012 ausgegangen werden, falls die im Bau befindlichen Kraftwerke realisiert werden.

Die Monitoringerhebung 2010 zeigt insgesamt geplante Investitionsvorhaben oder im Bau befindliche Kraftwerksprojekte im Umfang von 45,4 GW bis 2020. Über die schon heute im Bau befindlichen Kraftwerksprojekte hinaus sind weitere 27,7 GW (ohne Wind- und Photovoltaikanlagen) an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung in Planung, die einen positiven Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Auch ist zu erwarten, dass erneuerbare Energiequellen in Zukunft verstärkt einen direkten oder indirekten Beitrag zur gesicherten Leistung liefern werden. An dieser Stelle spielen geographische Diversifikation und weitere (Pump)speicherkapazitäten im In- und Ausland eine wichtige Rolle. Es bleibt jedoch insgesamt abzuwarten, wie sich die Zahlen der Monitoringabfrage durch Beschlüsse zur Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken zukünftig ändern werden.

Netze

Die erfolgten Investitionen der ÜNB lagen im Berichtsjahr 2009 auf einem niedrigeren Niveau als in 2008. Gleichzeitig blieben die tatsächlichen Investitionen 2009 unterhalb der im Jahr 2008 für 2009 anvisierten Planwerte, da sich viele Investitionsprojekte verzögern. Die Unternehmen berichten konkret von insgesamt 37 Ausbauprojekten, die zum Ende des zweiten Quartals 2010 Verzögerungen unterliegen, insbesondere bei mehreren der insgesamt 24 Projekte nach dem Energieleitungsausbaugesetz, für die deutlich verspätete Inbetriebnahmen zu erwarten sind.

In der Verteilernetzebene scheinen Verzögerungen beim Netzausbau nicht den gleichen Umfang wie auf der Übertragungsebene zu haben. Dies mag an verschiedenen Ursachen liegen. So ist zur Verstärkung der Verteilernetze vielfach kein Leitungsbau, sondern ein Bau zusätzlicher Umspannstationen erforderlich. Darüber hinaus sind bei den im Verteilernetz genutzten Spannungsebenen Leitungsneubauten oft schon aus technischen Gründen als Kabel auszuführen. Schließlich scheint die Akzeptanz von Neubauten zur Lösung lokaler und regionaler Probleme höher als zur Gewährleistung eines bundesweiten Transportbedarfs. Die Istwerte für Investitionen in Neubau / Ausbau / Erweiterung liegen im Berichtsjahr 2009 auf vergleichbarem Niveau wie 2008.

Die Integration erneuerbarer Energien stellt die VNB bereits heute vor hohe Anforderungen, die mit dem zu erwartenden weiteren Zubau erneuerbarer Energien zunehmen werden. Dies spiegelt sich in der deutlich gestiegenen Anzahl der VNB wider, die Maßnahmen zur Netzoptimierung, -verstärkung und zum -ausbau vorgenommen haben, um die erneuerbaren Energien zu integrieren.

Damit die skizzierten Entwicklungen nicht zu einem Risiko für die Netzsicherheit werden, greifen die Netzbetreiber im Betrieb zu Maßnahmen, welche die Netze entlasten. Hierzu gehören die Eingriffe nach § 13 Absatz 1 und 2 EnWG (insbesondere die ÜNB betreffende Systemverantwortung) sowie nach §§ 11 und 12 EEG (Einspeisemanagement von EEG-Anlagen).

Das Herunterregeln von EEG-Anlagen und damit die Abweichung vom Einspeisevorrang von EEG-Anlagen durch Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 11 EEG wurde 2009 in geringem Umfang von 0,1 Prozent der gesamten Einspeisung aus EEG-Anlagen erforderlich.

Zusammenfassend kann zur Beurteilung des derzeitigen Niveaus der netzseitigen Versorgungssicherheit festgehalten werden, dass wie in den vergangenen Jahren die Elektrizitätsnetze den Netznutzern und Letztverbrauchern mit hoher Zuverlässigkeit zur Verfügung standen. Obwohl die umfassenden Veränderungen im Erzeugungsbereich die Netzbetreiber vor neue technische Herausforderungen stellen, sind die Ausfallzeiten der Netze wiederum gesunken. Nach wie vor ist die Netzinfrastruktur im Elektrizitätsbereich damit derzeit als sicher und stabil anzusehen. Das hohe Niveau der netzseitigen Versorgungssicherheit kann künftig jedoch nur durch eine deutlich erhöhte Investitionstätigkeit auf allen Netzebenen beibehalten werden.

Großhandel

Struktur des Großhandelsbereiches²⁰

Das Elektrizitäts-Handelsvolumen an der EEX / EPEX Spot für Deutschland und Österreich nahm im Berichtsjahr 2009 mit Ausnahme des Intra-Day-Handels ab. So sank das Volumen im Spotmarkt Day-Ahead für das Marktgebiet Deutschland/Österreich um sieben Prozent auf 135,6 TWh, während der Intra-Day-Handel für Deutschland um 147 Prozent auf 5,66 TWh anstieg. Auf dem Terminmarkt Deutschland/Österreich reduzierte sich das Volumen ohne OTC-Clearing um acht Prozent auf 257,3 TWh und im OTC-Clearing auf 736,8 TWh (minus 17 Prozent). Im ersten Halbjahr 2010 sind sowohl auf dem Spotmarkt der EPEX Spot als auch auf dem Terminmarkt der EEX deutliche Steigerungen der Handelsvolumina festzustellen.

Zur Erfassung des außerbörslichen Elektrizitäts-Handelsvolumens wurden im Monitoring 2010 erstmals die fünf Brokerplattformen GFI, ICAP, Spectron, TFS / Tradition und Tullet Prebon nach ihrem physischen und finanziellen Handelsvolumen für Deutschland befragt. Demnach übersteigt das Volumen der Brokerplattformen den im OTC-Clearing an der EEX sichtbaren außerbörslichen Handel deutlich:

- Das Handelsvolumen der fünf Brokerplattformen liegt im Jahr 2009 (Jahr des Geschäftsabschlusses) für Deutschland bei rund 4.707 TWh inklusive der an der EEX geclearten Mengen. Demgegenüber umfasst das OTC-Clearing an der EEX (Marktgebiet Deutschland/Österreich) im gleichen Zeitraum 737 TWh.
- Für 2009 (Jahr der Erfüllung) wurden auf den Brokerplattformen rund 4.007 TWh für Deutschland gehandelt, im Vergleich zu 787 TWh im OTC-Clearing an der EEX.
- Im Berichtsjahr 2009 lag das außerbörsliche Handelsvolumen für Deutschland auf den Brokerplattformen inkl. an der EEX geclearter Mengen mit 4.707 TWh knapp zwölf mal höher als das börsliche Handelsvolumen von 399 TWh an der EEX / EPEX Spot für das Marktgebiet Deutschland/Österreich (ohne OTC-Clearing).

Vergleich Elektrizitäts-Handelsvolumen für Deutschland an EEX / EPEX Spot mit Brokerplattformen (GFI, ICAP, Spectron, TFS / Tradition, Tullet Prebon)

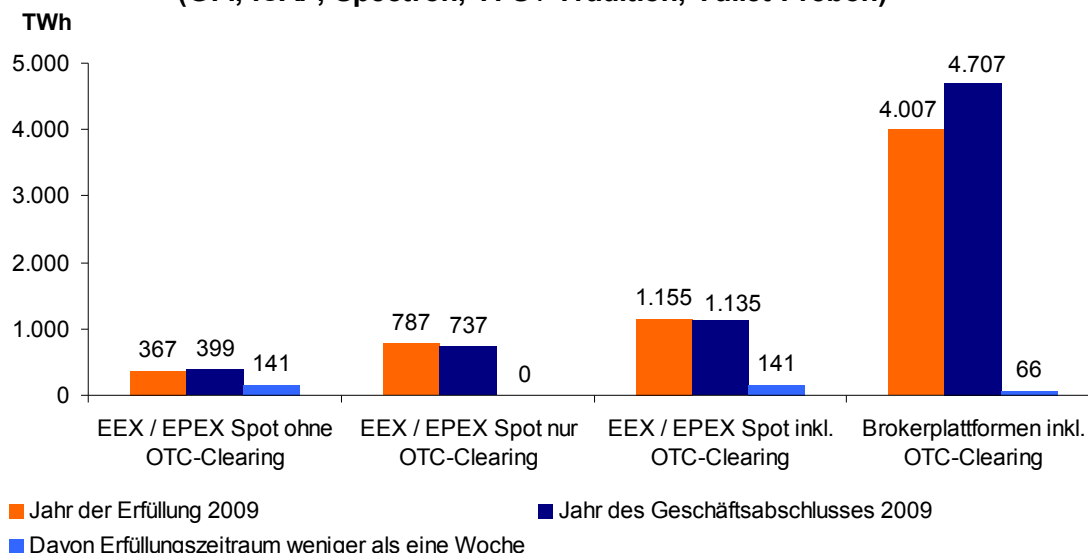


Abbildung 19: Vergleich Elektrizitäts-Handelsvolumen für Deutschland an EEX / EPEX Spot mit Brokerplattformen (GFI, ICAP, Spectron, TFS / Tradition, Tullet Prebon)²¹

²⁰ Weitere Daten finden sich in Teil 2 dieses Berichtes unter dem Schlagwort „Großhandel; Struktur (Elektrizität)“.

²¹ Lieferzeitraum weniger als eine Woche ohne Daten von TFS / Tradition; Daten von EEX / EPEX Spot für Marktgebiet Deutschland/Österreich.

Der zeitliche Abstand zwischen Geschäftsabschluss und Erfüllung des Geschäftes unterscheidet sich nicht wesentlich zwischen Brokerplattformen und der EEX / EPEX Spot inkl. OTC-Clearing. So wird mehr als die Hälfte des Handelsvolumens im Folgejahr zum Jahr des Geschäftsabschlusses erfüllt. In der Reihenfolge ihrer Bedeutung folgen der unterjährige Handel sowie der Handel für das übernächste Jahr. Der Handel für drei Jahre im Voraus sowie weiter in der Zukunft liegende Erfüllungsjahre weist demgegenüber sowohl im börslichen wie auch im außerbörslichen Handel niedrige Werte auf.

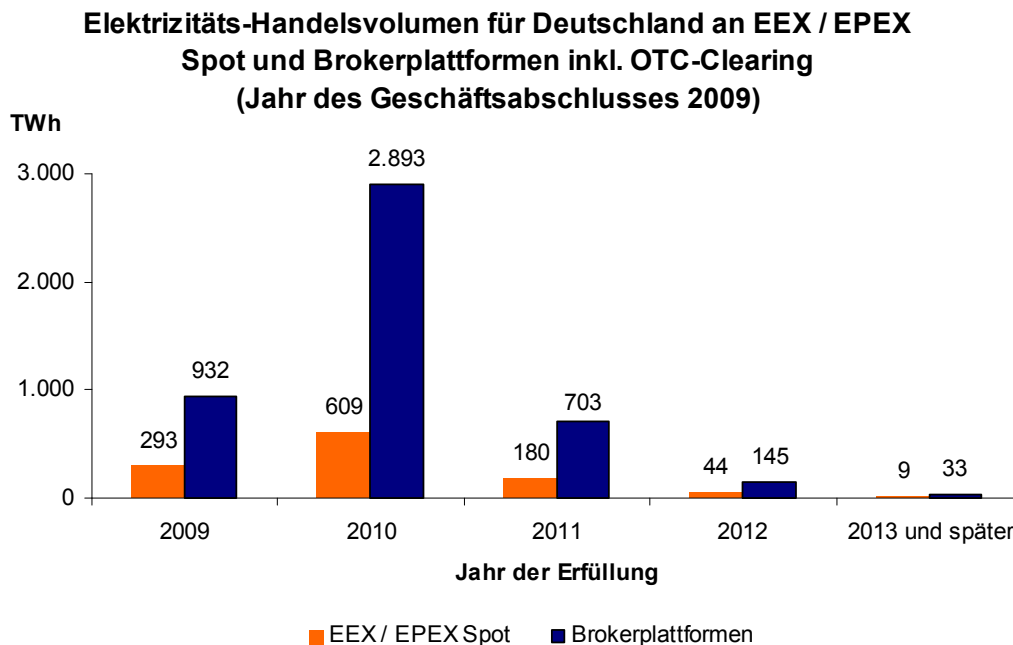


Abbildung 20: Elektrizitäts-Handelsvolumen für Deutschland an EEX / EPEX Spot und Brokerplattformen inkl. OTC-Clearing (Jahr des Geschäftsabschlusses 2009)²²

Börsliche Vermarktung des EEG-Stroms und negative Preise an der EEX / EPEX Spot

Bis zum 31. Dezember 2009 waren die ÜNB im Rahmen der sogenannten EEG-Veredelung verpflichtet, die von ihnen abgenommenen fluktuierenden EEG-Strommengen in eine Profillieferung, in Form eines Monatsbandes, zu glätten. Die daraus resultierenden Kosten für die Beschaffung der auszugleichenden Mengen, den Aufwendungen für die Reserveleistungsvorhaltung und deren Einsatz sowie den Aufwendungen für den Bilanzausgleich beliefen sich bei allen vier ÜNB im Jahr 2009 auf insgesamt rund 460 Mio. Euro. Dies ist im Vergleich zum Jahr 2008 mit rund 595 Mio. Euro ein Rückgang von rund 23 Prozent. Jedoch konnte nicht bei allen ÜNB ein Absinken der Kosten im gleichen Ausmaß beobachtet werden. Bei drei ÜNB lag der Rückgang in einer ähnlichen Größenordnung zwischen 10 und 15 Prozent. Ein ÜNB konnte die Kosten des EEG-Ausgleichs sogar um 54 Prozent senken. Ursächlich für diesen Rückgang war, dass die zu „veredelnden“ EEG-Windmengen im Jahr 2009 witterungsbedingt im Mittel deutlich unter denen der Vorjahre lagen.

Die Bundesnetzagentur hat am 27. Februar 2010 die Ausführungsverordnung zur Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechAV) erlassen. Diese gestaltet die Regeln zur Vermarktung der nach dem EEG zu vergütenden Elektrizität näher aus. Übergeordnetes Ziel ist die transparente und kosteneffiziente Vermarktung der Elektrizitätsmengen an der Elektrizitätsbörse. Die ÜNB sind infolge der AusglMechV und des dadurch weiterentwickelten Systems des bundesweiten Ausgleichs seit dem 1. Januar 2010 nicht mehr zu einer physikalischen Wälzung der nach dem EEG vergüteten Elektrizität in Form von Monatsbändern an die Elektrizitätslieferanten verpflichtet. Stattdessen erfolgt eine börsliche Vermarktung.

Die Differenzen zwischen den Einnahmen und den Ausgaben, die bei der Anwendung des Ausgleichsmechanismus anfallen, werden in Form der EEG-Umlage auf die Elektrizitätslieferanten

²² Daten von EEX / EPEX Spot für Marktgebiet Deutschland/Österreich.

gewälzt. Die ÜNB haben erstmalig die EEG-Umlage zum 15. Oktober 2009 für das Jahr 2010 bestimmt. Zu diesem Zweck haben sie die Parameter, die Einfluss auf die Höhe der Einnahmen und Ausgaben haben, für das Jahr 2010 prognostiziert.

Zu den Einnahmen zählen u. a. die Einnahmen aus der Vermarktung der EEG-Energiemengen am Spotmarkt. Die Übertragungsnetzbetreiber rechneten für 2010 mit einer EEG-Einspeisung in Höhe von 90 TWh, die durchschnittlich mit 140 Euro/MWh an den Anlagenbetreiber zu vergüten waren. Für die Ermittlung des Vermarktungserlöses war zum damaligen Zeitpunkt der EEG-Umlage ein durchschnittlicher Börsenpreis von 54 Euro/MWh zu Grunde zu legen. Daraus ergaben sich prognostizierte Einnahmen von ca. 4,5 Mrd. Euro.

Die Ausgaben für die EEG-Vermarktung wurden von den Übertragungsnetzbetreibern für 2010 insgesamt auf 12,7 Mrd. Euro geschätzt. Es ergab sich somit ein prognostizierter Fehlbetrag in Höhe von 8,2 Mrd. Euro. Aus der Relation des Fehlbetrages zu dem prognostizierten regulären Letztverbraucherabsatz von geschätzten 401 TWh, d.h. ohne Berücksichtigung des privilegierten Letztverbraucherabsatzes für stromintensive Unternehmen, ergab sich für das Jahr 2010 eine EEG-Umlage in Höhe von 2,047 ct/kWh, die von den Elektrizitätslieferanten für jede an Endverbraucher abgegebene kWh zu bezahlen sind. Die genannten Schätzungen haben sich im Nachhinein als zu niedrig herausgestellt. In den ersten neun Monaten des Jahres 2010 ist bereits eine Deckungslücke von ca. 1,1 Milliarden Euro entstanden. Für das Jahr 2011 haben die Übertragungsnetzbetreiber am 15. Oktober 2010 auf Grund verbesserter Schätzungen und auf Basis eines erneut starken Zubaus vor allem von Photovoltaik-Anlagen eine EEG-Umlage in Höhe von 3,53 cent/kWh veröffentlicht. Darin ist auch der bereits in 2010 entstandene Fehlbetrag enthalten. Als Treiber für diese Entwicklung ist neben der hohen Anzahl an Neuinstallationen von Photovoltaik-Anlagen auch das aktuell vergleichsweise niedrige Börsenpreisniveau zu nennen.

In den Ausgestaltungsdetails zur EEG-Vermarktung durch die Bundesnetzagentur wurde eine bis zum Ende des Jahres 2010 befristete Übergangsregelung aufgenommen. Diese befreit die ÜNB ausnahmsweise von der Pflicht, den EEG-Strom zu jedem Preis an der Börse verkaufen zu müssen. In bestimmten Ausnahmefällen dürfen sie Preislimits setzen, um eine zusätzliche Belastung der Letztverbraucher durch die Veräußerung zu erheblich negativen Börsenpreisen zu vermeiden.

Seit dem 1. September 2008 können sich z. B. an der EEX / EPEX Spot auch negative Preise am Spotmarkt für Elektrizität für das Marktgebiet Deutschland und Österreich bilden. Im Falle von negativen Preisen muss für den Verbrauch von Elektrizität kein Entgelt gezahlt werden, sondern der Elektrizitätshändler erhält für die Elektrizitätsabnahme vom Verkäufer eine Vergütung. Die Implementierung negativer Preise war ausdrücklicher Wunsch der Handelsteilnehmer. Die Preise dürfen in der Spanne zwischen -3.000 Euro/MWh und 3.000 Euro/MWh liegen. Erstmals sind negative Preise am EEX Spotmarkt für Elektrizität am 5. Oktober 2008 aufgetreten. Im Jahr 2008 wurden am Spotmarkt für Elektrizität (Marktgebiet Deutschland/Österreich) an sechs Tagen negative Stundenpreise festgestellt. Im Jahr 2009 haben sich an 25 Tagen negative Stundenpreise gebildet und im ersten Halbjahr 2010 kam es an vier Tagen zu negativen Stundenpreisen.

Grundsätzlich gehen von negativen Preisen Marktanzüge aus, die Elektrizitätsproduktion unter den jeweils kurzfristigen Bedingungen zu optimieren. So ist z. B. ein konventioneller Kraftwerksbetreiber, der seine Elektrizität über den langfristigen Terminmarkt verkauft, nicht zwingend zur selbständigen Produktion der Elektrizität verpflichtet. In einem gewissen Rahmen und bei entsprechend negativen Preisen könnte es für ihn von Vorteil sein, einen Teil der langfristig verkauften Elektrizität nicht selbst zu erzeugen, sondern diesen über den kurzfristigen Spotmarkt zu kaufen (make-or-buy-Entscheidung). Eine Veränderung der Elektrizitätserzeugung ist bei vielen Kraftwerken mit Kosten in Form von An- und Abfahrkosten verbunden. Konventionelle Kraftwerksbetreiber müssen folglich abwägen, ob die mit dem Senken der Elektrizitätsproduktion verbundenen Kosten durch die Einnahmen aus dem Ankauf der Elektrizitätsmengen und den eingesparten Brennstoffkosten kompensiert werden. Negative Preise können damit auf mittelfristige Sicht auch

Impulse zu Investitionen in die Flexibilisierung der Fahrweise von konventionellen Kraftwerken und den Einsatz von Speichertechnologien setzen.

Für die Vermarktung der EEG-Energiemengen bedeuten erheblich negative Preise, wie sie z. B. in der Nacht vom 3. auf den 4. Oktober des Jahres 2009 mit der maximalen negativen Preisspitze von minus 500 Euro aufgetreten sind, dass nicht der für die Prognose der EEG-Umlage zu Grunde zulegende Preis erzielt werden kann und somit die tatsächlichen Einnahmen für die betroffenen kWh unter den prognostizierten Einnahmen liegen. Sollten negative Börsenpreise vermehrt auftreten oder jeweils in extrem negativen Bereichen liegen, könnte dies zu einer erheblichen Belastung der EEG-Umlagezahlungen und damit am Ende zu einer zusätzlichen Belastung der Endkunden führen.

Die Erfahrungen der Bundesnetzagentur im ersten Halbjahr 2010 haben grundsätzlich gezeigt, dass die Börse die zusätzlichen EEG-Mengen unter Bildung rationaler Preise vollständig aufnehmen konnte, auch waren erheblich negative Börsenpreise nicht zu beobachten. In diesem Zusammenhang ist ein deutlicher Anstieg des Handelsvolumens am Day-Ahead-Spotmarkt der EPEX Spot für das Marktgebiet Deutschland/Österreich von 67,4 TWh im 1. Halbjahr 2009 auf 99 TWh im 1. Halbjahr 2010 zu verzeichnen. Der Intraday-Handel für Deutschland an der EPEX Spot stieg von 1,92 TWh (1. Hj. 2009) auf 4,69 TWh (1. Hj. 2010). Allerdings war die erste Jahreshälfte 2010 ein vergleichsweise windschwacher Zeitraum, so dass der Schutzmechanismus dieser Ausnahmeregelung sowohl seine Notwendigkeit als auch seine Wirkungsweise noch nicht unter Beweis stellen musste. Die Bundesnetzagentur hat aus diesem Grund im Juli 2010 einen Konsultationsprozess über eine etwaige Verlängerung einer Ausnahmereglung zur EEG-Vermarktung über das Jahr 2010 hinaus gestartet. Als Ergebnis dieses Konsultationsprozesses ist eine befristete Verlängerung der Ausnahmeregelung beabsichtigt. Gleichzeitig werden die Fälle, in denen eine Ausnahme von der unlimitierten Vermarktung möglich ist, deutlich präzisiert. Darüber hinaus wird der Limitierungsmechanismus so detailliert vorgegeben, dass den Vermarktern kein Spielraum für willkürliche Entscheidungen verbleibt. Schließlich wird die Transparenz einer eventuellen Limitierung deutlich erhöht.

Entwicklung der Elektrizitätspreise im Großhandelsbereich²³

Wies die Entwicklung der Börsenpreise am Day-Ahead-Spotmarkt der EEX im Jahr 2008 noch eine erhebliche Steigerung auf, so sind die Börsenpreise 2009 wiederum auf das Niveau von 2007 gefallen.

So lagen nach dem Anstieg bis Oktober 2008 zwar die jährlichen Mittelwerte des Phelix-Day-Base und des Phelix-Day-Peak im Jahr 2008 um 73 bzw. 63 Prozent höher als im Jahr 2007. Nach dem darauf folgenden Rückgang sind die Mittelwerte von Phelix-Day-Base bzw. Phelix-Day-Peak im Jahr 2009 jedoch wieder vergleichbar mit den Jahresmittelwerten dieser Indizes für 2007. So liegt das Preisniveau des Phelix-Day-Base im Jahr 2009 im Mittel bei 38,85 Euro/MWh und damit um zwei Prozent oberhalb des Mittelwertes von 2007, während der Phelix-Day-Peak mit 46,83 Euro/MWh um vier Prozent darunter liegt.

Im ersten Halbjahr 2010 beträgt der Mittelwert des Phelix-Day-Base 41,27 Euro/MWh und des Phelix-Day-Peak 47,14 Euro/MWh. Dies entspricht gegenüber den Mittelwerten von 2009 einer Steigerung um sechs Prozent für den Phelix-Day-Base, während das mittlere Preisniveau des Phelix-Day-Peak um ein Prozent angestiegen ist.

²³ Weitere Daten finden sich in Teil 2 dieses Berichtes unter dem Schlagwort „Großhandel; Preise (Elektrizität)“.

EEX / EPEX Spot Phelix-Day-Base und Phelix-Day-Peak (Day-Ahead)

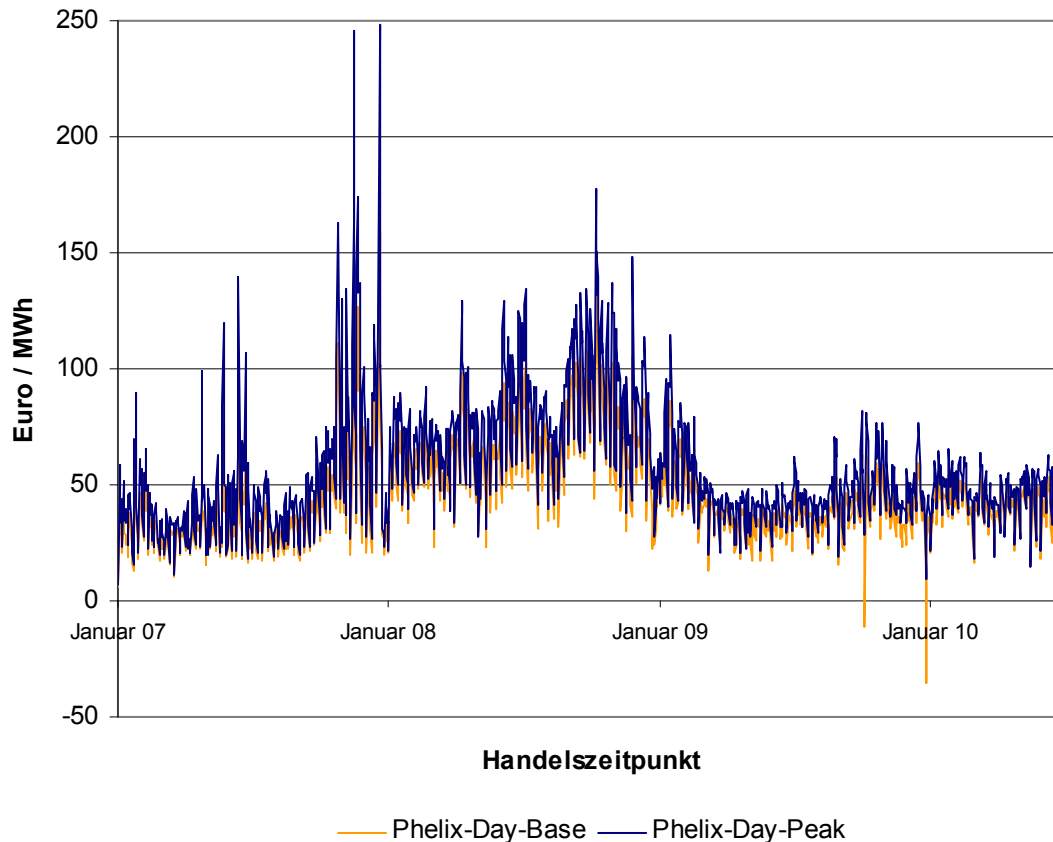
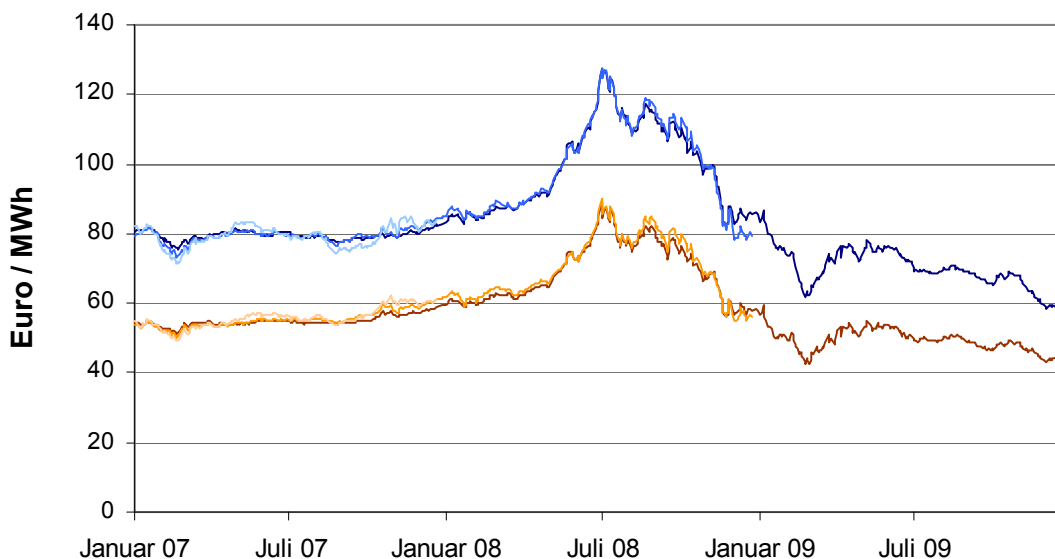


Abbildung 21: Preisentwicklung EEX / EPEX Spot Phelix-Day-Base und Phelix-Day-Peak im Zeitraum 1. Januar 2007 bis 30. Juni 2010²⁴

Am Terminmarkt der EEX sind die jährlichen Mittelwerte der Futures für das rollierende Folgejahr im Jahr 2008 ebenfalls deutlich um 26 Prozent (Phelix-Base-Year Future) bzw. 25 Prozent (Phelix-Peak-Year Future) gegenüber 2007 gestiegen. Eine unterjährige Analyse des Preisverlaufes zeigt nach dem Erreichen der Preismaxima Anfang Juli 2008 wieder deutlich sinkende Preise bis Ende Februar 2009 auf. Das mittlere Preisniveau der Phelix-Year Futures für 2010 liegt im Jahr 2009 bei 49,20 Euro/MWh (Base) bzw. 69,84 Euro/MWh (Peak). Diese Werte liegen damit rund 12 Prozent unterhalb der jährlichen Mittelwerte der Phelix-Year Futures im Jahr 2007 für das Folgejahr 2008 in Höhe von 55,83 Euro/MWh (Base) bzw. 79,33 Euro/MWh (Peak).

²⁴ Quelle: <http://www.eex.com/de>

EEX Phelix Base/Peak Year Futures



Handelszeitpunkt

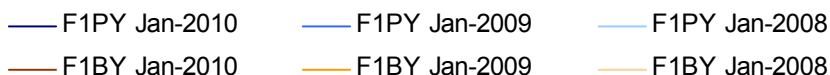
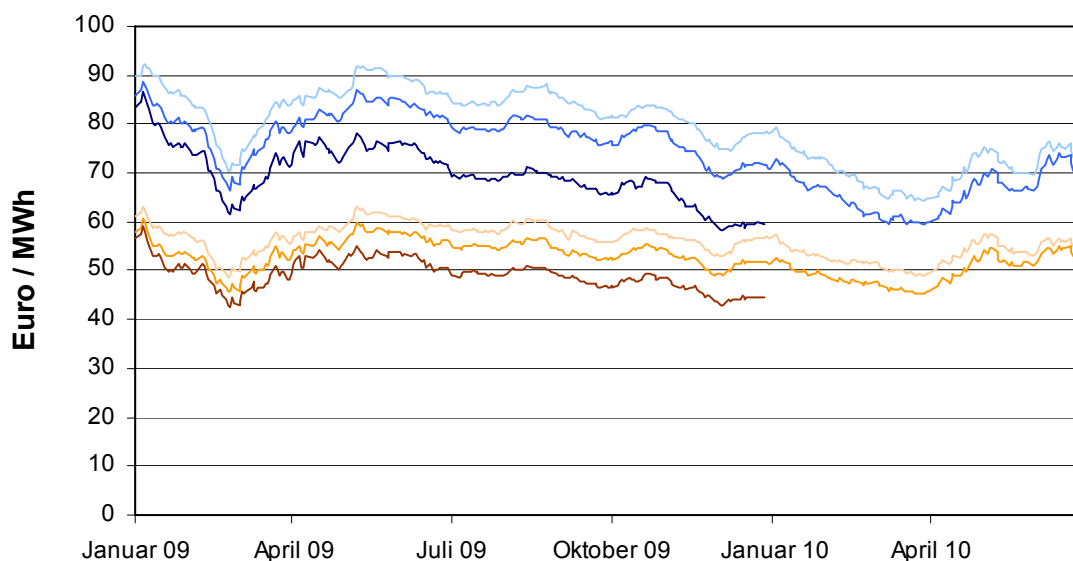


Abbildung 22: Preisentwicklung EEX Phelix-Base/Peak-Year Futures für 2008, 2009 und 2010 im Zeitraum 1. Januar 2007 bis 31. Dezember 2009²⁵

Im ersten Halbjahr 2010 ist das mittlere Preisniveau der Futures für das rollierende Folgejahr gegenüber 2009 im Base um zwei Prozent auf 49,98 Euro/MWh angestiegen und bei Peak um fünf Prozent gesunken. Allerdings weist die unterjährige Analyse im Jahr 2010 bei dem Vergleich des Preisniveaus Ende Juni zu den Preisen Ende März auf Steigerungen bei den Jahresfutures für 2011 in einer Größenordnung von acht Euro/MWh (Base) bzw. elf Euro/MWh (Peak) hin.

²⁵ Quelle: <http://www.eex.com/de>

EEX Phelix Base/Peak Year Futures



Handelszeitpunkt

— F1PY Jan-2012 — F1PY Jan-2011 — F1PY Jan-2010
— F1BY Jan-2012 — F1BY Jan-2011 — F1BY Jan-2010

Abbildung 23: Preisentwicklung EEX Phelix-Base/Peak-Year Futures für 2010, 2011 und 2012 im Zeitraum 1. Januar 2009 bis 30. Juni 2010²⁶

Einzelhandel

Entwicklung der Elektrizitätspreise für Haushaltskunden

Seit Beginn der Regulierung konnte ein allgemeines Absinken des gesamten Elektrizitätspreises für Haushaltskunden trotz deutlicher Senkung der Netzentgelte nicht erreicht werden. Durch die Regulierung hat sich für Haushaltskunden jedoch die Möglichkeit verbessert, den Versorgungsvertrag oder Lieferanten zu wechseln. Hierdurch konnte zumindest für wechselwillige Kunden eine Elektrizitätspreisreduzierung erreicht werden. Neben der Reduzierung der Netzentgelte und der Schaffung von Marktbedingungen, die einen wirksamen und unverfälschten Wettbewerb ermöglichen, sind die auf Elektrizitätspreise bezogenen Erfolge der Regulierung in den verbesserten Lieferantenwechselprozessen sowie in der Herstellung der für die öffentliche Diskussion notwendigen Transparenz des Elektrizitätspreises zu sehen.

Kosten, welche zu Beginn der Regulierung noch in überhöhten Netzentgelten ausgewiesen wurden, sind nun abgebaut oder in den Preisbestandteilen berücksichtigt, in denen sie auch entstehen. Demnach sind Erhöhungen in anderen Preisbestandteilen, wie z.B. „Vertrieb“ und „Umlage nach EEG“, teilweise eine Folge der nicht mehr möglichen Quersubventionierung aus überhöhten Netzentgelten. Die im Weiteren aufgeführten Entwicklungen einzelner Preisbestandteile müssen daher stets im Kontext der regulatorischen Maßnahmen betrachtet werden. Nach den ersten Jahren der Regulierung und den damit verbundenen Verschiebungen in der Elektrizitätspreiszusammensetzung, kann im Jahr 2010 von einer sachgerechteren Zusammensetzung ausgegangen werden.

²⁶ Quelle: <http://www.eex.com/de>

**Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus (über alle Tarife
mengewichteter Mittelwert) für Haushaltskunden zum 1. April 2010**

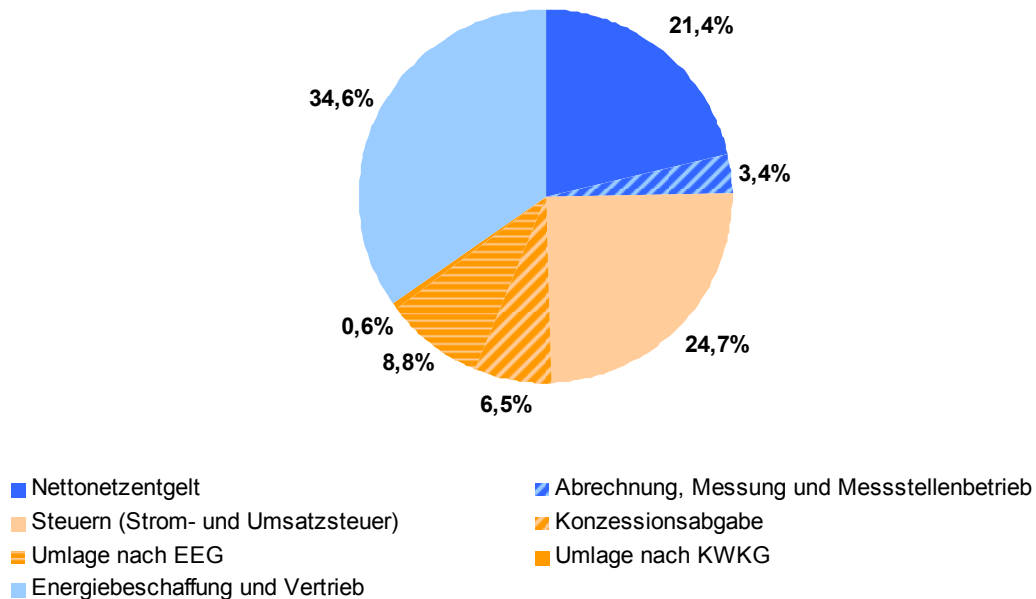


Abbildung 24: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden zum 1. April 2010

Bei einer Betrachtung der absoluten Haushaltskundenpreise, welche von 2006 bis 2010 insgesamt um ca. 24 Prozent (4,5 ct/kWh) angestiegen sind, ist zu erkennen, dass im Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ im gleichen Zeitraum eine Erhöhung sogar um über 80 Prozent (3,6 ct/kWh) zu verzeichnen ist.

Die Abgaben (Konzessionsabgabe, Umlage nach KWKG sowie EEG) haben sich in diesem Zeitraum um 1,2 ct/kWh bzw. knapp 50 Prozent erhöht. Dies ist fast ausschließlich auf die gestiegene EEG-Umlage zurückzuführen, welche von 2009 auf 2010 eine besonders deutliche Erhöhung aufweist. Ein erheblicher Teil dieser Erhöhung beruht auf deutlich gesunkenen Großhandelspreisen, welche zu einem Anstieg der Differenz zwischen der EEG-Durchschnittsvergütung und den durchschnittlichen Beschaffungskosten für Elektrizität führen. Einen weiteren Teil stellt die Umbuchung der Kosten für Ausgleichs- und Regelenergie dar. Diese wurden vor 2010 noch als EEG-Veredlungskosten in den Netzentgelten berücksichtigt, werden nun jedoch transparent in der EEG-Umlage ausgewiesen. Der Kosteneffekt, der letztlich auf den steigenden Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführen ist, hätte rein rechnerisch knapp 0,4 ct/kWh betragen. Durch die veränderten Vorgaben zu den EEG-Profilservicekosten traten jedoch auch entlastende Effekte auf. Zusammenfassend kann nach Verrechnung der gegenläufigen Effekte für 2010 lediglich eine Belastung der Verbraucher von etwa 0,2 ct/kWh direkt dem zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien zugeordnet werden.

Die Netzentgelte sind von 2006 bis 2010 um 1,5 ct/kWh bzw. über 20 Prozent gesunken. Die Stromsteuer ist seit 2006 mit 2,05 ct/kWh gleich geblieben, weshalb die Erhöhung der Steuern um 1,1 ct/kWh ausschließlich über die Umsatzsteuererhöhung sowie die prozentuale Berechnung der Umsatzsteuer zu erklären ist. Diese prozentuale Berechnung führt dazu, dass die Erhöhungen im Preisbestandteil „Steuern“ nicht in vollem Umfang auf Steuererhöhungen zurückgeführt werden können. Zwar wurde die Umsatzsteuer im Jahr 2007 erhöht, dennoch tritt durch sie auch eine Verstärkung von möglichen Nettopreiserhöhungen wie auch -senkungen ein.

Über alle Tarife mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden 2006 bis 2010

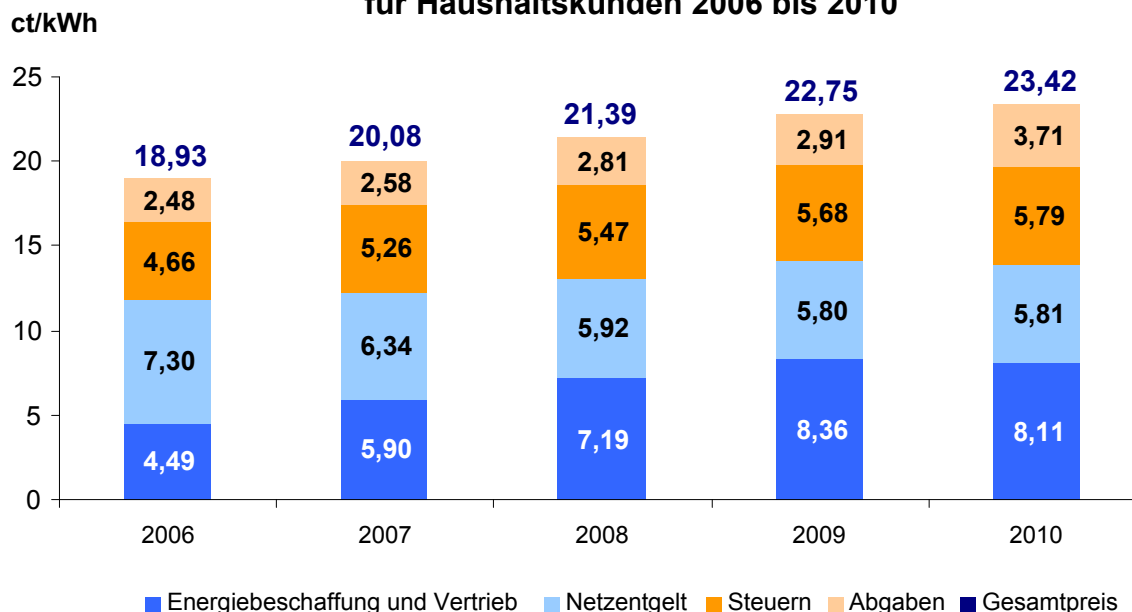


Abbildung 25: Über alle Tarife mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden 2006 bis 2010

Der unternehmerische Anteil des gesamten Elektrizitätspreises besteht aus den Preisbestandteilen Elektrizitätsbeschaffung, Vertrieb und Netzentgelt. Der staatlich bedingte Anteil setzt sich aus Steuern und Abgaben zusammen. Somit erscheinen auf den ersten Blick die staatlich bedingten Preisbestandteile mit einer Zunahme von insgesamt 2,4 ct/kWh (unternehmerische Preisbestandteile insgesamt plus 2,1 ct/kWh) überwiegend für den Elektrizitätspreisanstieg von 2006 bis 2010 verantwortlich zu sein. Bezüglich der Preiserhöhungen der letzten Jahre ist allerdings zu bedenken, dass zum Einen die im Absolutbetrag steigenden Steuern den staatlich verursachten Kosten zugerechnet werden, obwohl diese zum Teil lediglich die unternehmerische Preiserhöhung verstärken. Zum Anderen wird die staatlich herbeigeführte Netzentgeltsenkung dem unternehmerischen Anteil des Elektrizitätspreises zugerechnet, was sich dämpfend auf diesen Anteil auswirkt.

Eine Betrachtung der Elektrizitätspreise exklusive Steuern zeigt, dass der Haushaltskundenpreis von 2006 bis 2010 lediglich aufgrund von „Energiebeschaffung und Vertrieb“ (plus 3,6 ct/kWh) sowie der Umlage nach EEG (plus 1,2 ct/kWh) gestiegen ist. So wird bei einer Nettobetrachtung ausschließlich der gestiegenen Preisbestandteile (also ohne Berücksichtigung der Netzentgeltsenkung sowie der Steuern) deutlich, dass der unternehmerische Anteil am Elektrizitätspreisanstieg ungefähr dreimal so groß ist wie der staatlich bedingte Anteil.

Da in der dargestellten Zeitreihe eine Erhöhung der Umsatzsteuer von 16 auf 19 Prozent stattgefunden hat, müssen die Steuern bei einer vollständigen Analyse der Preiserhöhung mit einbezogen werden. Hierbei werden die Steuern dem Preisbestandteil zugeordnet, welcher die Steuererhöhung verursacht hat. So hat die Erhöhung der Umsatzsteuer einen Anteil von 0,6 ct/kWh am Elektrizitätspreisanstieg. Die verbleibende Steuererhöhung von 0,5 ct/kWh ist dem Umstand geschuldet, dass sich andere Preisbestandteile erhöht haben, welche dann aufgrund der prozentualen Berechnung der Umsatzsteuer zu einer Steuererhöhung geführt haben. Diese Steuererhöhung wird nun auf die verschiedenen Preisbestandteile verursachungsgerecht aufgeteilt. Mit dieser Vorgehensweise entfallen auf die Abgaben rund 1,4 ct/kWh der Elektrizitätspreiserhöhung seit 2006, „Energiebeschaffung und Vertrieb“ kommt auf einen Anteil von 4,2 ct/kWh. Somit zeigt sich bei verursachungsgerechter Einbeziehung der gestiegenen Steuern, dass die Elektrizitätspreiserhöhung von 2006 bis 2010 hauptsächlich auf „Energiebeschaffung und Vertrieb“ (+4,2 ct/kWh), die Umlage nach EEG (+1,4 ct/kWh) sowie die Umsatzsteuererhöhung (+0,6 ct/kWh) zurückgeführt werden kann. Bei einer

Brutto- Betrachtung ausschließlich der gestiegenen Preisbestandteile (also ohne Berücksichtigung der Netzentgeltsenkung), ist der unternehmerische Anteil am Elektrizitätspreisanstieg demnach doppelt so groß ist wie der staatlich bedingte Anteil.

Es zeigt sich, dass der staatlich bedingte Anteil am Elektrizitätspreis somit nicht der ausschlaggebende Grund für die stetigen Elektrizitätspreiserhöhungen der letzten Jahre ist, auch wenn sich dieser mit über 40 Prozent auf einem hohen Niveau befindet. Vielmehr ist der Anstieg der Elektrizitätspreise für Haushaltskunden auf gestiegene Beschaffungskosten und den Vertrieb zurückzuführen. Ein erheblicher Teil des Anstiegs der Vertriebskosten ist allerdings darauf zurückzuführen, dass im Vorfeld der beginnenden Regulierung Vertriebskosten in die Netzentgelte verschoben wurden. Dies führte im Jahr 2006 zu einem deutlich zu geringen Ausweis der Vertriebskosten. Insofern stellt ein Teil des Anstiegs im Preisbestandteil Vertrieb lediglich eine Normalisierung dar.

Die am Monitoring 2010 teilnehmenden Elektrizitätslieferanten wurden befragt, wann sie welche Mengen für die Belieferung von Haushalten auf den Großhandelsmärkten für Elektrizität beschaffen. Aus dem sich hieraus ergebenden Marktüberblick konnten gemittelte Näherungswerte für die Beschaffungskosten der Lieferjahre 2009 und 2010 bestimmt und auf davorliegende Jahre zurückgerechnet werden. Hieraus wird ersichtlich, dass sich die Beschaffungskosten von 2006 bis 2009 deutlich und kontinuierlich um nahezu 2,7 ct/kWh erhöht haben. Von 2009 auf 2010 ist hingegen ein Absinken um gut 0,6 ct/kWh zu verzeichnen.

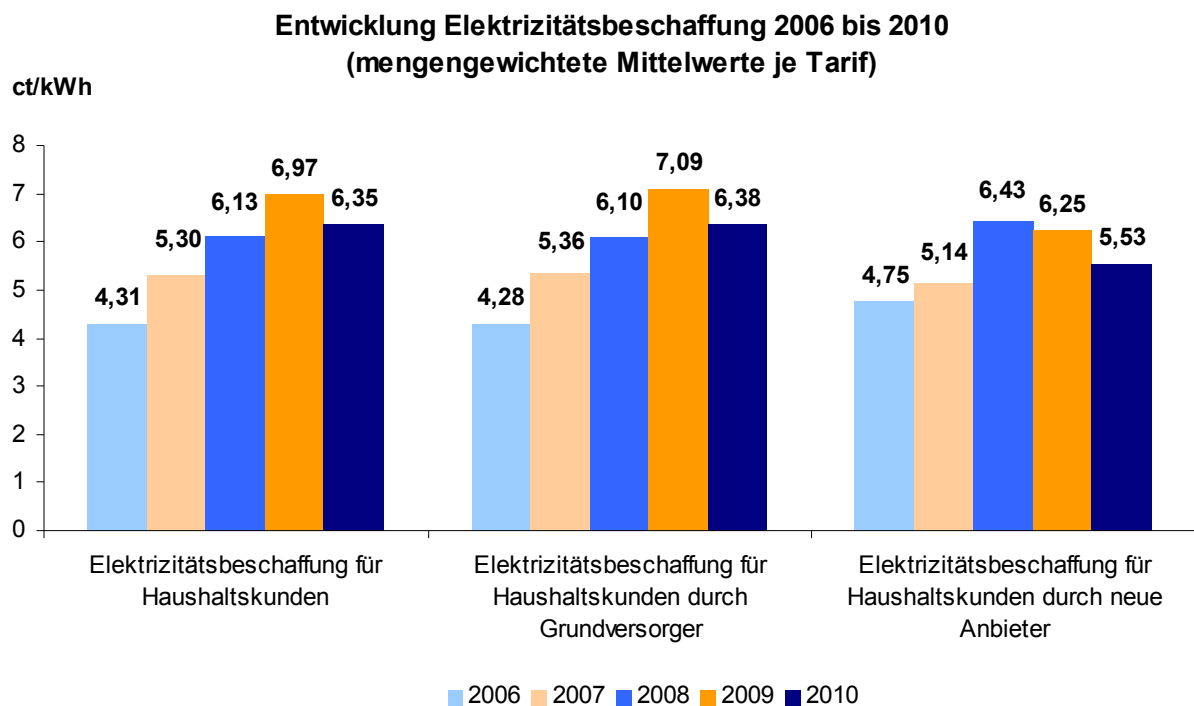


Abbildung 26: Entwicklung Elektrizitätsbeschaffung 2006 bis 2010 in ct/kWh

Somit haben sich die seit der zweiten Jahreshälfte 2008 gesunkenen Großhandelspreise im Jahr 2010 erstmalig positiv auf den Elektrizitätspreis im Einzelhandel ausgewirkt. Im Vergleich zum Großhandelsmarkt jedoch deutlich verzögert. Der Hauptgrund für dieses verzögerte Absinken der Beschaffungskosten der Lieferanten liegt in den zumeist praktizierten langfristigen Beschaffungsstrategien.

Bei einer Betrachtung verschiedener Beschaffungsstrategien von Elektrizitätslieferanten zeigt sich, dass neue Anbieter zurzeit sehr viel kurzfristiger Elektrizität beschaffen als etablierte Grundversorger. So ordern neue Anbieter im Mittel nur ca. 20 Prozent ihrer Absatzmengen mehr als ein Jahr vor der Belieferung und ca. 35 Prozent ihrer Absatzmengen erst im Jahr der Belieferung. Dem entgegen ordern Grundversorger im Mittel bereits ca. 40 Prozent ihrer Absatzmengen mehr als ein Jahr vor der Belieferung und lediglich rund fünf Prozent ihrer Absatzmengen erst im Jahr der Belieferung.

rung. Da eine kurzfristige Beschaffung zurzeit im Mittel günstiger ist als eine langfristige Beschaffungsstrategie, können neue Anbieter ihre Kunden gegenwärtig zumeist günstiger beliefern ohne dabei Einbußen im Vertrieb hinnehmen zu müssen.

Ebenfalls zeigt sich bei der Analyse der Beschaffungsstrategien von Elektrizitätslieferanten welches Reduzierungspotential für den gesamten Elektrizitätspreis in einer optimierten Beschaffung steckt. Dem oben dargestellten Mittelwert von 6,97 ct/kWh für 2009, liegt eine Bandbreite zwischen vier und neun ct/kWh zugrunde. Dem Mittelwert für die Elektrizitätsbeschaffung von 6,35 ct/kWh im Jahr 2010 liegt eine Bandbreite von fünf bis neun ct/kWh zugrunde. Zu bedenken ist hier jedoch, dass kurzfristige Beschaffungsstrategien zumeist auch ein höheres Risiko mit sich bringen. Die von den meisten etablierten Grundversorgern praktizierte langfristige und ratierliche Beschaffungsstrategie ist bei stark sinkenden Börsenpreisen zwar weniger vorteilhaft, verringert jedoch bei stark steigenden Börsenpreisen das Risiko für erhebliche Preissteigerungen im Einzelhandel.

Neben den in Summe seit 2006 gestiegenen Beschaffungskosten ist auch der Vertrieb von 2006 bis 2010 deutlich um 1,6 ct/kWh angestiegen. Dies hat bei einer langfristigen Betrachtung mit dem Ausgangsjahr 2006 auch eine Berechtigung, da der Vertrieb nach 2006 nicht mehr durch überhöhte Netzentgelte quersubventioniert werden konnte. Es ist davon auszugehen, dass die für 2006 angegebenen 0,18 ct/kWh die tatsächlich anfallenden Vertriebskosten nicht decken konnten. Allerdings zeigt sich bei einer kurzfristigen Betrachtung des Vertriebsbestandteiles von 2009 auf 2010 ebenfalls noch eine Steigerung um rund 0,4 ct/kWh bzw. 27 Prozent.

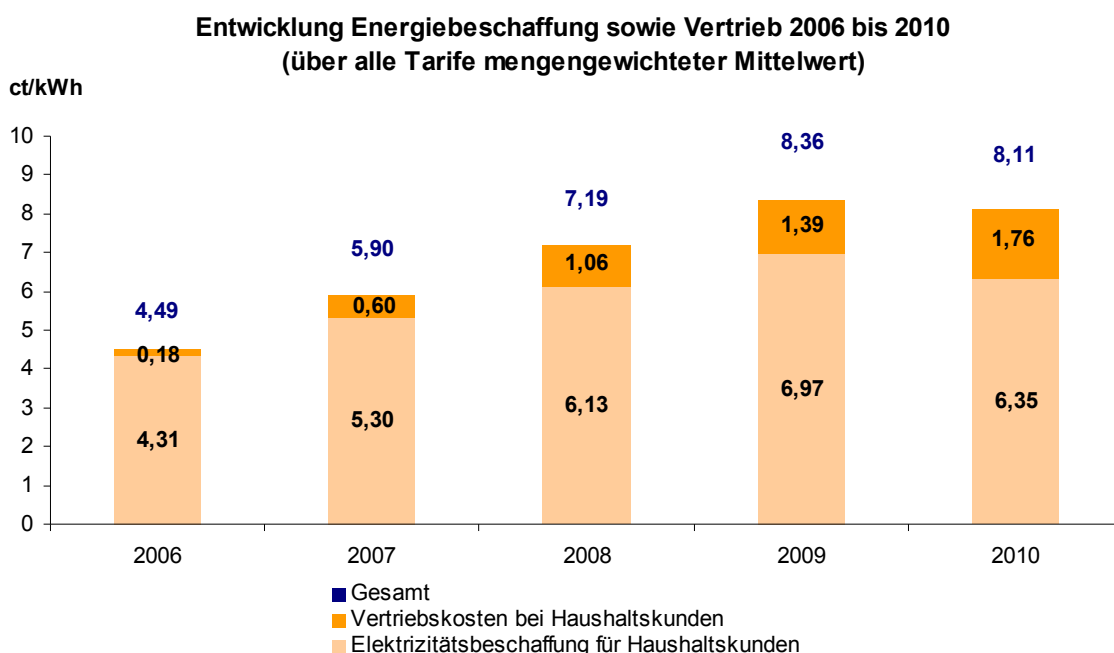


Abbildung 27: Entwicklung Energiebeschaffung sowie Vertrieb 2006 bis 2010 in ct/kWh

Der unternehmerische Anteil des gesamten Elektrizitätspreises besteht aus den Preisbestandteilen Elektrizitätsbeschaffung, Vertrieb und Netzentgelt. Von diesen können Energieversorger, sofern sie über keine eigene Elektrizitätserzeugung verfügen, die Elektrizitätsbeschaffung nur über unterschiedliche Beschaffungsstrategien auf dem Großhandelsmarkt beeinflussen. Um die Entwicklung der nicht vom Großhandelsmarkt abhängigen Preisbestandteile zu bewerten, werden im Folgenden ausschließlich die beiden Preisbestandteile „Netzentgelt“ und „Vertrieb“ betrachtet. Hierbei wird ersichtlich, dass sich bei diesen Preisbestandteilen in Summe eine leichte Erhöhung seit 2006 eingestellt hat. Da die Netzentgelte für Haushaltskunden von 2006 bis 2010 gesunken sind, zeigt sich durch die aufsummierte Erhöhung der beiden Preisbestandteile, dass sich der Vertriebsbestandteil 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.

Entwicklung Netzentgelte sowie Vertrieb 2006 bis 2010 (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert)

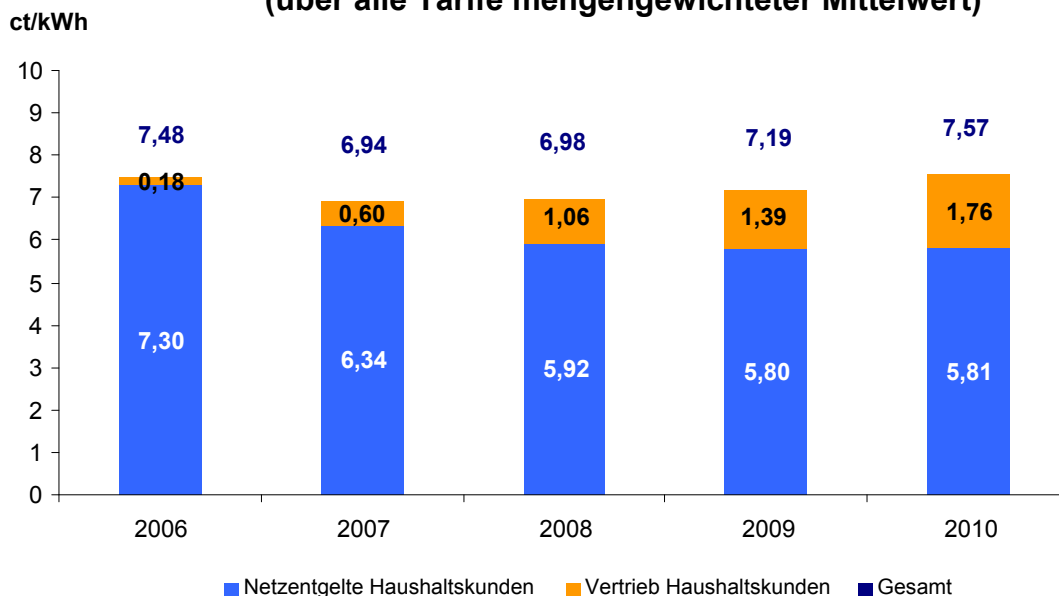


Abbildung 28: Entwicklung Netzentgelte und Vertrieb 2006 bis 2010 in ct/kWh

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

Indirekt konnte die Regulierung jedoch zumindest für solche Haushalte, die bereits ihren Vertrag oder ihren Lieferanten gewechselt haben, zu einer Elektrizitätspreisreduzierung führen. Um dies zu verdeutlichen, wird nicht nur ein Elektrizitätsversorgungstarif betrachtet, sondern eine Aufteilung in drei verschiedene Tarifkategorien vorgenommen. Diese Kategorien sind der Grundversorgungstarif, ein alternativer Tarif des Grundversorgers (Tarif bei Vertragswechsel) sowie ein Tarif, den der Grundversorger oder ein anderer Anbieter außerhalb seines Grundversorgungsnetzgebietes anbietet (Tarif bei Lieferantenwechsel).

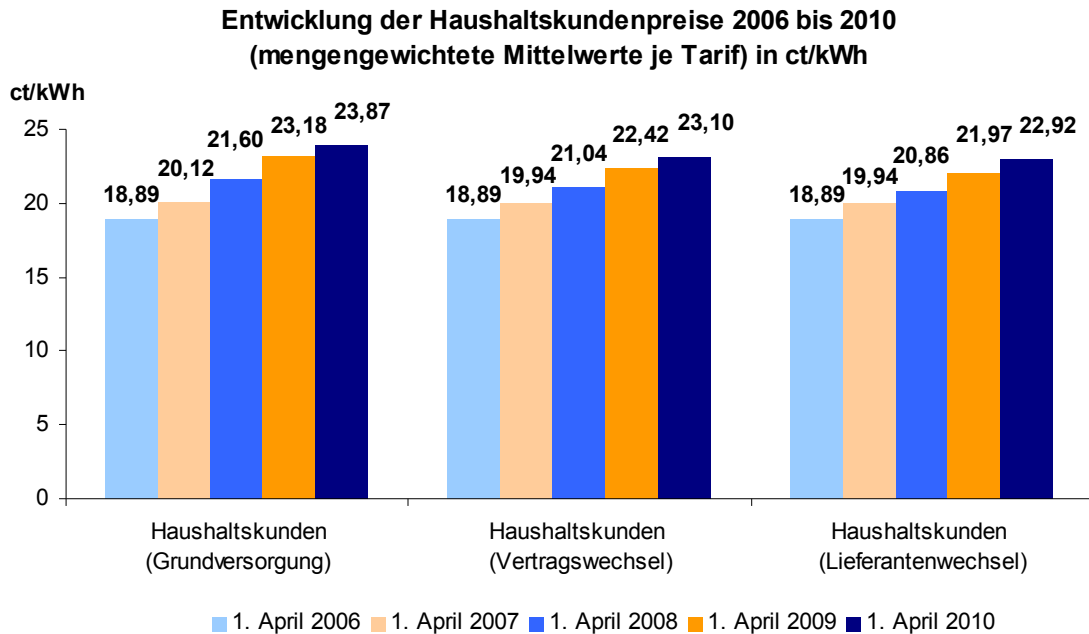


Abbildung 29: Entwicklung der Haushaltskundenpreise 2006 bis 2010 in ct/kWh

Durch einen Vergleich der drei Versorgungskategorien wird deutlich, dass erhebliche Unterschiede zwischen den verschiedenen mengengewichteten Preiskonditionen vorhanden sind²⁷. Die Grundversorgung stellt hierbei nach wie vor die teuerste Art der Elektrizitätsversorgung dar. Preislich günstiger wird es, wenn Verbraucher von ihren Wechselmöglichkeiten Gebrauch machen und einen anderen Tarif bei ihrem Grundversorger oder einen Tarif bei einem anderen Elektrizitätslieferanten wählen.

Da bei der Neukundenakquisition 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. Beispielhaft ist im Folgenden der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ bei den Grundversorgungstarifen für Haushaltskunden dargestellt.

²⁷ Zum Teil gibt es berechnete Gründe, dass ein 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 auch deutlich höhere Marketing-, Werbungs- und Sponsoringkosten für Tarife bei Lieferantenwechsel, bei welchem die Lieferanten keine Kunden über die Grundversorgung zugewiesen bekommen.

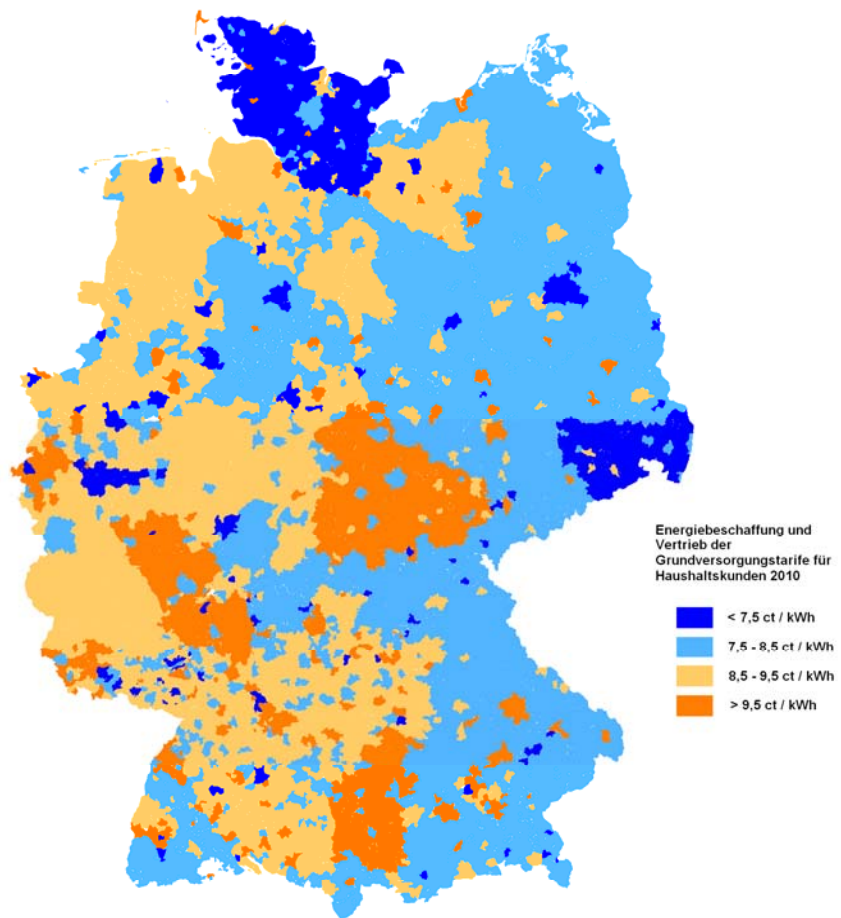


Abbildung 30: Darstellung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ der Grundversorgungstarife für Haushaltskunden je Netzgebiet 2010

Auffällig ist hierbei, dass im Gegensatz zu den Netzentgelten im Osten Deutschlands geringere Beschaffungs- und Vertriebskosten für die Grundversorgung ausgewiesen werden als im Westen. Hierdurch können die höheren Netzentgelte teilweise kompensiert werden, so dass der gesamte Elektrizitätspreis für Haushaltskunden im Osten nicht noch deutlicher über dem im Westen Deutschlands liegt.

Bei einer Betrachtung der Entwicklung von 2009 zu 2010 zeigt sich, dass der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ in allen Tarifkategorien erstmalig seit 2006 gesunken ist. Der Grund für dieses Absinken ist eine anteilige Weitergabe der seit der zweiten Jahreshälfte 2008 gesunkenen Großhandelspreise.

Entwicklung "Energiebeschaffung und Vertrieb" 2006 bis 2010 (mengengewichtete Mittelwerte je Tarif)

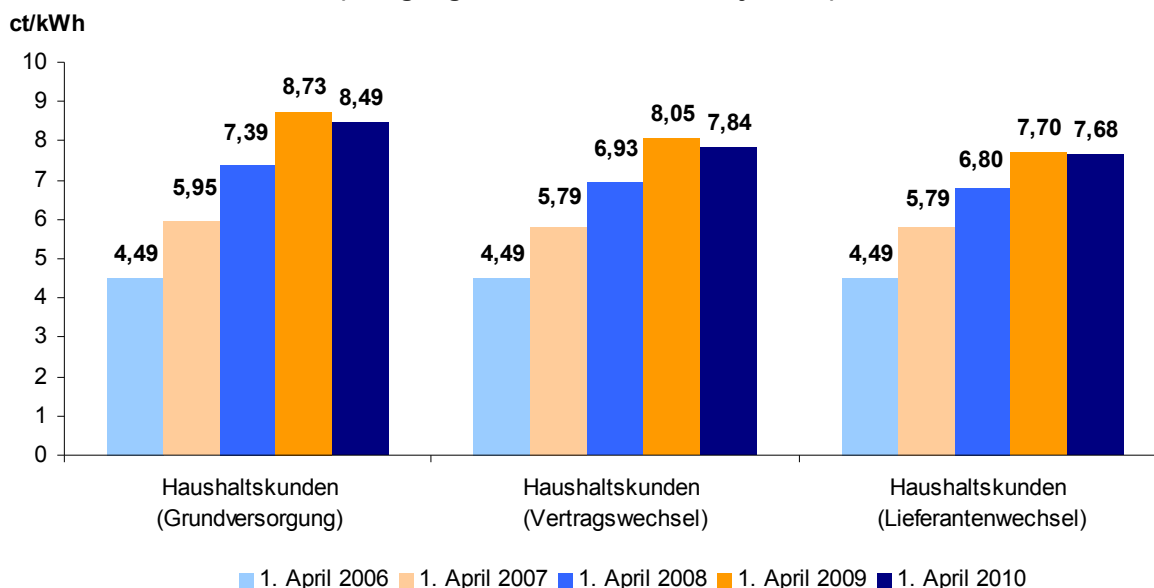


Abbildung 31: Entwicklung Energiebeschaffung und Vertrieb 2006 bis 2010 in ct/kWh

Feststellbar ist, dass sich das Preisniveau der alternativen Tarife der Grundversorger (Vertragswechsel) dem Preisniveau der Tarife, die andere Wettbewerber (Lieferantenwechsel) anbieten, im vergangenen Jahr angenähert hat. So wurden die alternativen Tarife der Grundversorger von 2009 auf 2010 bei über 40 Prozent der am Monitoring beteiligten Lieferanten gesenkt. Im Vergleich dazu war dies in 2010 nur bei gut 14 Prozent der Grundversorgungstarife und gut 23 Prozent der Tarife von anderen Wettbewerbern der Fall. Diese, im Vergleich mit den anderen Tarifkategorien, weitverbreiteten Preissenkungen der alternativen Tarife der Grundversorger können als erstes Anzeichen dafür interpretiert werden, dass Grundversorger sich genötigt sehen, zumindest ihre alternativen Tarife einem im Wettbewerb entstandenen Preisniveau anzupassen, um Kundenverluste zu vermeiden.

Dass dieser Wettbewerbsdruck jedoch zumeist nicht von anderen etablierten Grundversorgern ausgeübt wird, ist bei einer genaueren Betrachtung der Tarife, die von anderen Lieferanten angeboten werden (Lieferantenwechsel) zu erkennen. Viele Grundversorger bieten zwar Tarife in anderen Netzgebieten an, diese stellen jedoch häufig keine preisliche Konkurrenz zu den Tarifen des regional ansässigen Grundversorgers dar. Lediglich die Angebote von neuen Anbietern führen zu einem preisbedingten Wettbewerb um Haushaltskunden.²⁸

Die Senkung der alternativen Tarife im eigenen Netzgebiet und das gleichzeitige Anbieten von teureren Tarifen in anderen Netzgebieten deutet darauf hin, dass der überwiegende Teil der etablierten Grundversorger eine Strategie der Kundenbindung verfolgt, anstatt Versuche zu unternehmen, in den Netzgebieten anderer Grundversorger neue Kunden zu gewinnen.

²⁸ Mengengewichteter Mittelwert zum Tarif außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes von Lieferanten die kein eigenes Grundversorgungsnetzgebiet beliefern (neue Anbieter) im Vergleich zum alternativen Tarif (außerhalb der Grundversorgung) des regional ansässigen Grundversorgers : 22,8 ct/kWh zu 23,1 ct/kWh. Mengengewichteter Mittelwert zum Tarif außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes der Grundversorger im Vergleich zum alternativen Tarif (außerhalb der Grundversorgung) des regional ansässigen Grundversorgers: 23,4 ct/kWh zu 23,1 ct/kWh

Wettbewerbsentwicklung im Haushaltskundensegment²⁹

Das im vorigen Kapitel beschriebene Verhalten führt dazu, dass ca. 90 Prozent der Energieversorgungsunternehmen (EVU) kaum Haushaltskunden in anderen Netzgebieten beliefern und kann mit ein Grund für die zurückhaltende Wettbewerbsentwicklung auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt für Haushaltskunden sein. Erst das Auftreten von neuen Anbietern hat zur Belebung des Wettbewerbes beigetragen. Daher ist es nicht überraschend, dass fast die Hälfte der Neukundenakquisitionen im Berichtsjahr 2009 und knapp 80 Prozent der Neukundenakquisitionen seit 1998 auf neue Wettbewerber zurückgeführt werden können.

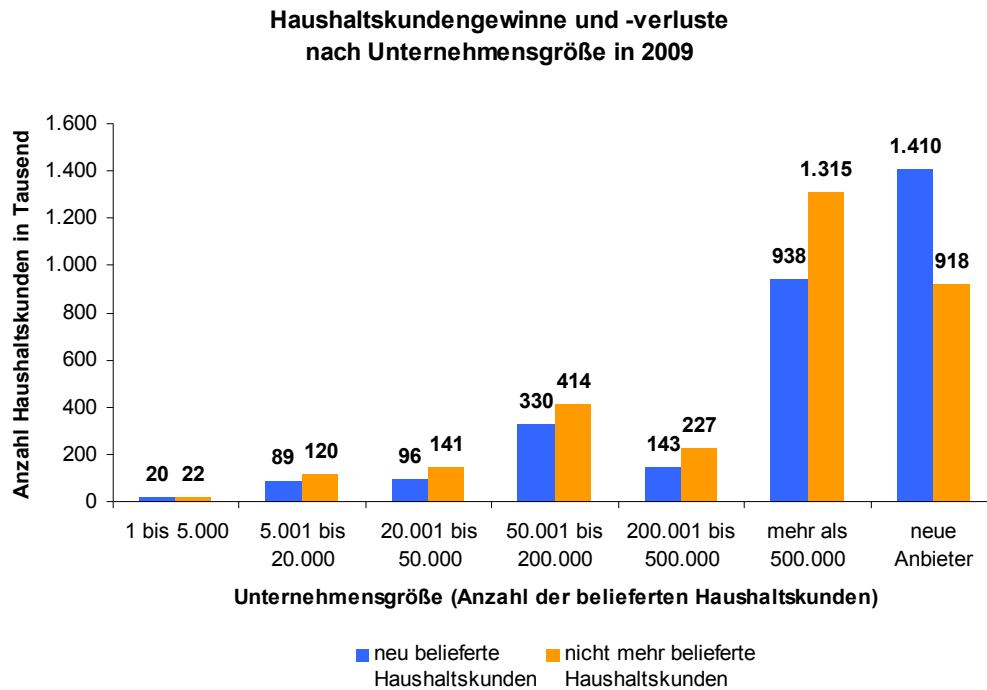


Abbildung 32: Haushaltskundengewinne und –verluste nach Unternehmensgröße im Berichtsjahr 2009

Ebenfalls zeigt sich, dass besonders solche Lieferanten, die in vielen Netzgebieten tätig sind, von der Möglichkeit der Neukundenakquisition profitieren konnten. Zumeist zählen zu diesen Lieferanten die neuen Anbieter, da das Beliefern von Kunden in möglichst vielen Netzgebieten häufig ein charakteristisches Merkmal für neue Wettbewerber ist. Aber auch einige wenige etablierte Grundversorger sind mittlerweile in über 300 Netzgebieten tätig und konnten von der Möglichkeit der Neukundenakquisition profitieren. Diese zählen zu den wenigen regionalen Grundversorgern, die mit ihren Angeboten in anderen Netzgebieten aktiv in den Wettbewerb getreten sind.

²⁹ Dieses Kapitel bezieht sich auf das gesamte Segment der Haushaltskunden. Somit liegt den hier getroffenen Aussagen keine kartellrechtliche Abgrenzung zwischen Grundversorgungskunden und Sondervertragskunden zugrunde.

Haushaltskundenakquise in anderen Netzgebieten seit Marktöffnung (Stand 2009)

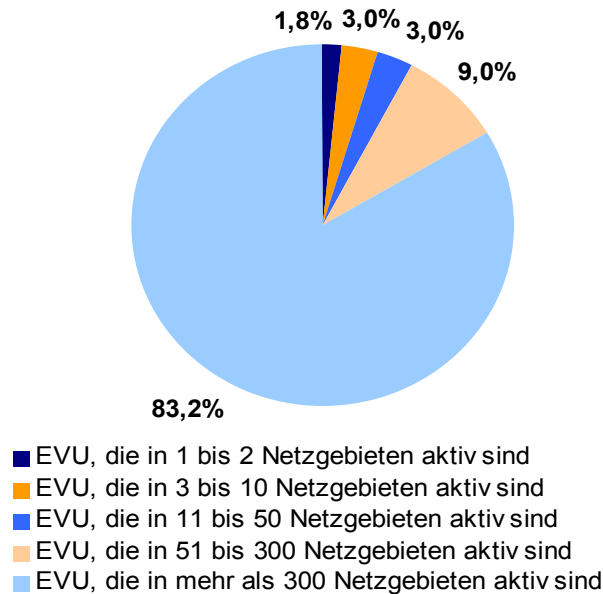


Abbildung 33: Haushaltskundenakquise in anderen Netzgebieten seit Marktöffnung in Prozent (Stand 2009)

Wie beschrieben, tragen gegenwärtig besonders neue Anbieter zur Wettbewerbsbelebung auf dem Elektrizitätsmarkt bei. Allerdings schließt der Begriff der neuen Anbieter alle Lieferanten ein, die nicht als Grundversorger tätig sind und/oder ab 1998 auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt aktiv wurden. Dementsprechend werden auch Tochterunternehmen oder neu gegründete Marken von etablierten EVU zu den neuen Anbietern gezählt. Kunden- und Marktanteilverluste der größten EVU können so über andere Vertriebskanäle wieder ausgeglichen werden. Dies zeigt sich daran, dass mit Stand des Berichtsjahres 2009 knapp die Hälfte der gewechselten Haushalte von den vier größten EVU akquiriert wurden. Außerdem haben mit Stand 2009 ca. 30 Lieferanten ca. 83 Prozent aller gewechselten Haushaltskunden gewonnen.

2009			
Belieferung von Haushaltskunden	Hochgerechnete ³⁰ Abgabemengen in TWh	Abgabemengen der vier größten Unter- nehmen in TWh	Anteil an hochgerechneter Summe in Prozent
in den Grundversorgungs- netzgebieten	121,62	58,33	48,0
außerhalb der Grundversorgungs- netzgebiete	19,50	9,64	49,4
Gesamtsumme	141,12	67,97	48,2

Tabelle 2: Anteil der vier größten Elektrizitätslieferanten an der Belieferung von Haushaltskunden im Berichtsjahr 2009

³⁰ Da im Monitoring 2010 im Bereich der Elektrizitätslieferanten eine Marktabdeckung von 96 Prozent vorliegt, wurde für die Bestimmung der Anteile der vier größten Lieferanten auf eine Marktabdeckung von 100 Prozent hochgerechnet.

Neben der Tatsache, dass die vier größten Elektrizitätslieferanten nach der Dominanzmethode³¹ bundesweit außerhalb ihrer Grundversorgungsnetzgebiete einen Marktanteil von 49,4 Prozent aufweisen, ist auch auf regionaler Ebene weiterhin eine dominante Stellung der lokalen Grundversorger zu verzeichnen. Zwar werden mit Stand des Berichtsjahres 2009 erstmalig weniger als die Hälfte der Haushaltskunden über die Grundversorgung beliefert. Dies ist jedoch weniger auf Lieferantenwechsel, sondern hauptsächlich auf Vertragswechsel beim Grundversorger zurückzuführen. Daher werden nur knapp 14 Prozent aller Haushalte von einem anderen Lieferanten und weiterhin 86 Prozent vom lokalen Grundversorger beliefert.

Vertragsstruktur von Haushaltskunden, Stand 2009

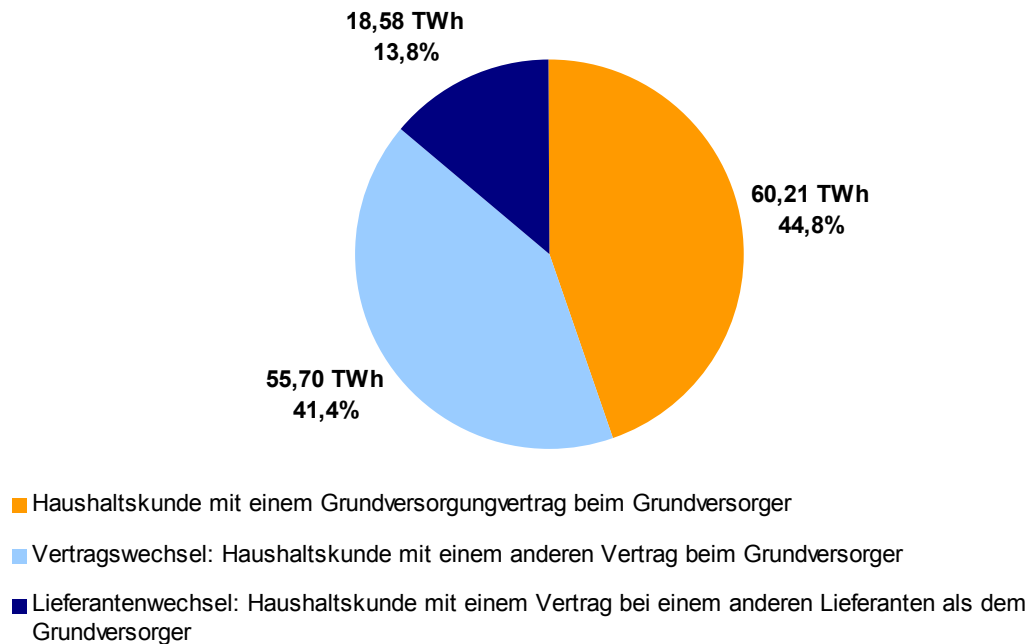


Abbildung 34: Vertrags- und Lieferantenwechsel von Haushaltskunden

Es zeigt sich, dass der Fokus bei einem Großteil der Lieferanten weiterhin stark regional begrenzt ist und somit die Wettbewerbsstrategie mehr auf Bestandskundenbindung anstatt auf eine Neukundengewinnung ausgerichtet ist. Hierdurch bleibt eine regionale Dominanz der Grundversorger erhalten, welche auch in Netzgebieten festzustellen ist, in denen viele Lieferanten tätig sind. Nur vereinzelt können Anteile der Grundversorger von weniger als 70 Prozent aller im Netzgebiet belieferten Haushaltskunden festgestellt werden.

³¹ 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.

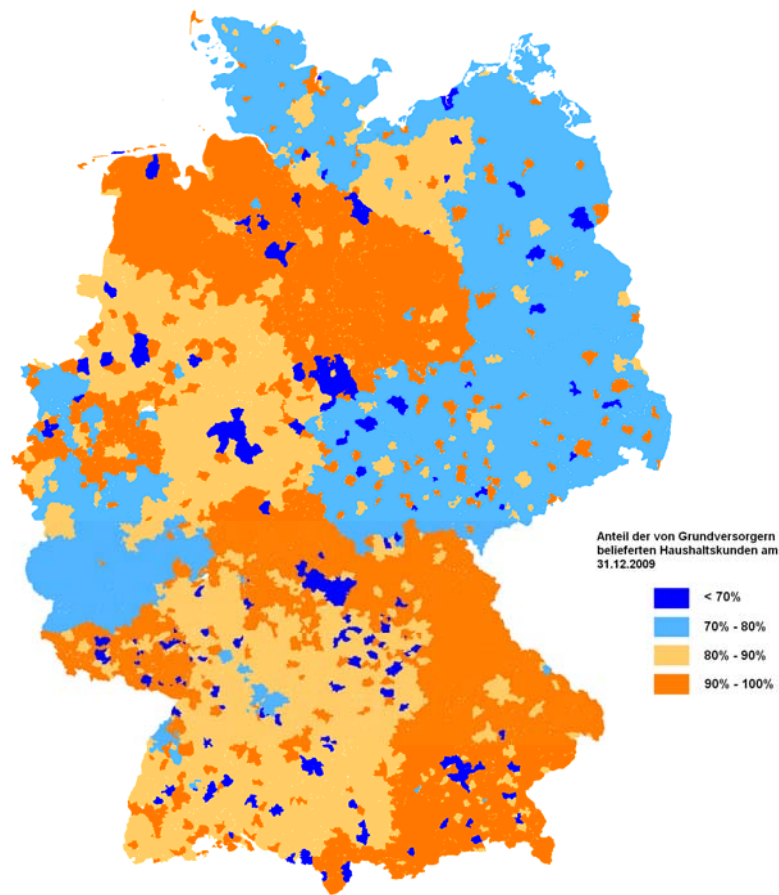


Abbildung 35: Anteil der von Grundversorgern belieferten Haushaltskunden je Netzgebiet am 31. Dezember 2009

An der regionalen Dominanz der lokalen Grundversorger wird sich nur etwas ändern, wenn Haushaltskunden von der Möglichkeit des Lieferantenwechsels in höherem Maße Gebrauch machen. Bisher finden Lieferantenwechsel zu wenigen, zumeist neuen Anbietern statt. Diese neuen Lieferanten konnten im Berichtsjahr 2009 ihre Neukundenanzahl nicht mehr so leicht vervielfachen wie in den Jahren zuvor.³² Dies hat dazu geführt, dass 2009 eine Stagnation der Lieferantenwechsel im Haushaltskundenbereich eingetreten ist.

³² Unter der Annahme dass der Discountbereich für Haushaltskunden einen Anteil von ca. 20 Prozent am gesamten Elektrizitätsmarkt einnehmen kann und zurzeit ca. 14 Prozent aller Haushaltskunden fast ausschließlich in den Discountbereich hinein gewechselt haben, könnte eine langsame Sättigung dieses Segmentes eintreten.

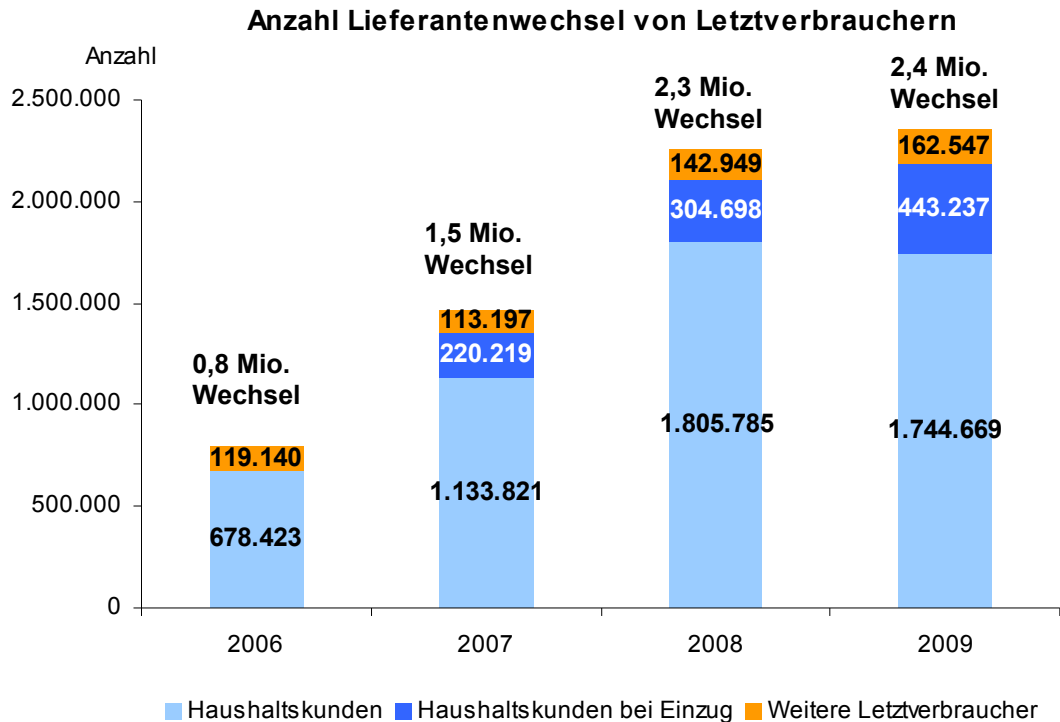


Abbildung 36: Anzahl Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern

Hatte sich die Menge und Anzahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden in den letzten Jahren stets deutlich erhöht, so verharrt sie im Jahr 2009 nahezu auf Vorjahresniveau. Hierbei ist die Anzahl der Lieferantenwechsel, die ohne Umzug durchgeführt wurden sogar rückläufig. Die Anzahl der Wechsel bei Umzug hat hingegen vergleichsweise deutlich zugenommen. So kann unter der Annahme, dass jährlich gut vier Mio. Haushalte umziehen³³ davon ausgegangen werden, dass mittlerweile jeder zehnte umziehende Haushalt einen anderen Energieversorger als den ansässigen Grundversorger als Elektrizitätslieferant wählt. Die Anzahl der Wechsel von weiteren Letztverbrauchern hat um knapp 20.000 Wechsel zugenommen.

Der in der Abbildung aufgezeigte leichte Anstieg der Gesamtanzahl der Lieferantenwechsel von 2008 auf 2009 um rund 100.000 Wechsel ist nicht auf einen tatsächlichen Anstieg der Lieferantenwechsel, sondern auf eine verbesserte Datenquantität und -qualität zurückzuführen. Dies wird bei der Darstellung der Lieferantenwechselquote deutlich, die im Vergleich zu 2008 mengenbezogen stagniert und anzahlbezogen leicht rückläufig ist.

³³ Statistisches Bundesamt; Bevölkerungsentwicklung 2006: 3,6 Mio. Umzüge über die Bundesländergrenzen hinweg (zuzüglich der geschätzten Umzüge innerhalb der Bundesländergrenzen)

Kategorie	2009 Lieferanten- wechsel in TWh	Anteil an Entnahme- menge in Prozent	2009 Anzahl Lieferanten- wechsel	Anteil an Anzahl Letztver- braucher in Prozent
Haushaltskunden, die ohne Umzug einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben	6,30	4,5%	1.744.669	3,8%
Haushaltskunden, die bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben	1,23	0,9%	443.237	1,0%
Gesamt	7,53	5,3%	2.187.906	4,7%

Tabelle 3: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Abfrage VNB

Die wichtigste Erkenntnis im Bereich des Lieferantenwechsels von Haushaltskunden ist eine Entwicklung, die sich bereits im Monitoring 2009 angedeutet hat. Im Berichtsjahr 2008 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 wurde nicht von immer mehr neuen Kunden ein Lieferantenwechsel durchgeführt, es wurde vielmehr begonnen erneut zwischen den neuen Anbietern zu wechseln. Hierdurch stieg die Anzahl der Lieferantenwechsel deutlich stärker an als die Anzahl der Haushalte die erstmalig von ihren Wechselmöglichkeiten Gebrauch machten.

Im Berichtsjahr 2009 hat bereits knapp die Hälfte aller gewechselten Haushaltskunden zuvor ihren Lieferanten gewechselt. Der Anteil der dem Wettbewerb neu zugeführten Haushaltskunden ist somit geringer als im Berichtsjahr 2008.

Durch das zu beobachtende Beharrungsvermögen der Haushaltskunden, die trotz großer Preisabstände zu günstigeren Lieferanten nach wie vor bei ihrem etablierten Grundversorger Elektrizität beziehen, bleiben bestehende Preissenkungspotentiale vielerorts ungenutzt. Der Druck auf die den Endkundenmärkten vorgelagerten Marktstufen der Weiterverteiler-, Großhandels- und Erzeugungsebene, der durch vermehrte Lieferantenwechsel entstehen könnte, bleibt somit hinter den Möglichkeiten zurück. Unter wettbewerblichen Gesichtspunkten wäre es daher wünschenswert, wenn insbesondere Haushaltskunden häufiger von den Einsparmöglichkeiten durch einen Lieferantenwechsel Gebrauch machen würden.

Der Grund für den ausbleibenden Lieferantenwechsel liegt nicht im Fehlen alternativer Tarifangebote. So steigen die Wechselmöglichkeiten für Verbraucher stetig. Im Jahr 2010 sind im einwohnergewichteten Mittelwert bereits durchschnittlich 124 Lieferanten je Netzgebiet tätig sind.

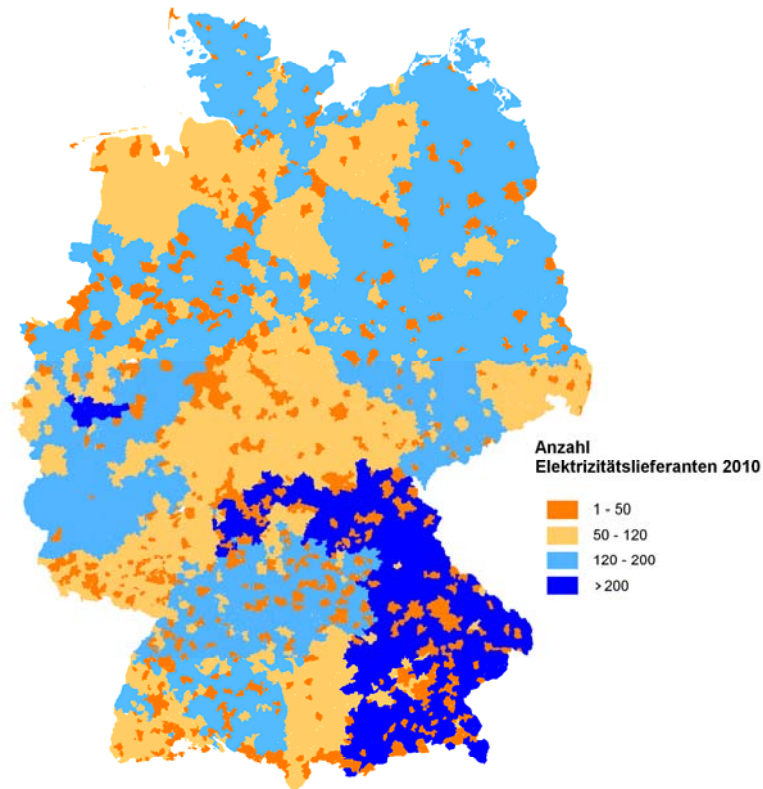


Abbildung 37: Anzahl Elektrizitätslieferanten je Netzgebiet 2010

Vielmehr ist neben dem Verharren der Kunden besonders eine fehlende preisliche Attraktivität vieler Alternativangebote zu konstatieren. Daher erklärt sich auch der nicht vorhandene Zusammenhang zwischen Anbietervielfalt und Wechselverhalten. Zwar bieten sehr viele Lieferanten ihre Tarife in immer mehr Netzgebieten an, diese Angebote werden jedoch zumeist nicht aktiv beworben und/oder bringen häufig auch keine größeren finanziellen Vorteile für den Nutzer mit sich. Nur wenige Lieferanten bieten eine deutlich kostengünstigere Elektrizitätsversorgung an und bewerben diese auch aktiv. So gewinnen nur drei Prozent der Lieferanten über 80 Prozent der wechselnden Kunden. Diese drei Prozent der Lieferanten sind sowohl in Netzgebieten mit vielen als auch mit wenigen Anbietern aktiv. Daher besteht, wie auf den Karten zu erkennen ist, kein Zusammenhang zwischen der Anzahl der Anbieter und der Häufigkeit der Lieferantenwechsel in einem Netzgebiet.

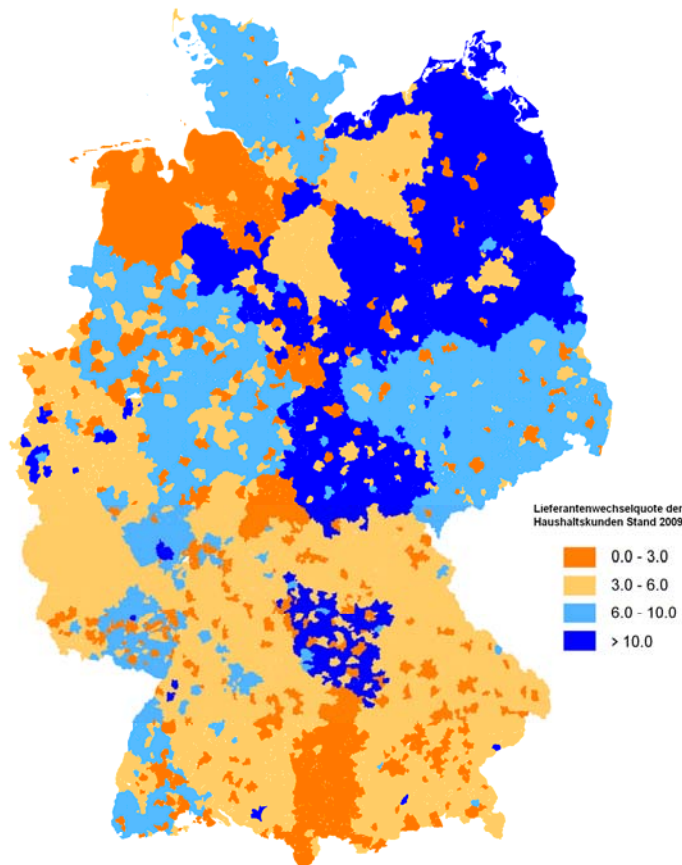


Abbildung 38: Lieferantenwechselquote der Haushaltskunden je Netzgebiet im Berichtsjahr 2009

Auch wenn in knapp 90 Prozent aller Netzgebiete mehr als 20 Lieferanten aktiv sind, ist dies gemessen an den über tausend in Deutschland tätigen Lieferanten recht gering. So sind knapp drei Viertel aller Lieferanten nur in maximal zehn Netzgebieten tätig. Auch hieran zeigt sich, dass nur wenige Elektrizitätslieferanten bundesweit aktiv sind und dass sich der überwiegende Teil, besonders im Segment der Haushaltskunden, auf die Belieferung von einzelnen Regionen beschränkt.

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass etablierte Energieversorger zumeist eine Strategie der Kundenbindung in ihren Grundversorgungsgebieten und weniger der Neukundenakquisition in anderen Netzgebieten betreiben. Ebenso verharren viele Verbraucher bei ihren angestammten Versorgern, anstatt den Lieferanten zu wechseln. Neuen Wettbewerbern fällt es zunehmend schwerer Neukunden zu gewinnen, die nicht bereits schon zur Kundengruppe der „wechselwilligen Kunden“ gezählt werden können. Von daher stagniert im Berichtsjahr 2009 die Anzahl der Lieferantenwechsel im Vergleich zum Vorjahr. Entscheiden sich die Verbraucher zu einem Wechsel des Lieferanten, so können hiervon hauptsächlich einige wenige EVU profitieren. Knapp die Hälfte aller gewechselten Haushaltskunden werden dabei, von den vier größten in Deutschland tätigen Lieferanten akquiriert. Auf das gesamte Bundesgebiet bezogen, bleiben hierdurch die dominierenden Marktverhältnisse bestehen. Und auch auf regionaler Ebene bleibt, trotz steigender Anbieterzahlen, eine lokale Dominanz der jeweiligen Grundversorger erhalten.

Wichtige Entwicklungen auf dem Gasmarkt

Der deutsche Gasmarkt war in den letzten Jahren durch weitreichende strukturelle und ordnungspolitische Veränderungen geprägt. Die Zusammenlegung von Marktgebieten, die Neuregelung der Bilanzierungsmethoden sowie weitere Maßnahmen und Festlegungen des Gesetzgebers und der Kartell- und Regulierungsbehörden haben zu einer nachhaltigen Verbesserung der Wettbewerbsbedingungen geführt. Aber auch durch den stärker werdenden Wettbewerb selbst sind neue Impulse für eine kontinuierliche Weiterentwicklung des Marktes entstanden.

Im Jahr 2009 wurde bei den Marktgebieten der entscheidende Durchbruch realisiert. Die Zahl der Marktgebiete halbierte sich von zwölf auf sechs Marktgebiete. Fast noch wichtiger war, dass dabei zwei Marktgebiete entstanden sind, die hinreichend groß für einen stabilen und liquiden Wettbewerbsmarkt zu sein scheinen:

- Gaspool aus dem Zusammenschluss von Wingas, Gasunie Deutschland, Ontras, Dong und Statoil Hydro
- NetConnect Germany aus dem Zusammenschluss von E.On-Gastransport (jetzt „Open Grid Europe“), Gasversorgung Süddeutschland (GVS), GRTgaz Deutschland, bayernets und ENI Deutschland.

Insbesondere die Großhandelsmärkte haben von den strukturellen Weiterentwicklungen auf dem Gasmarkt profitiert. Durch die Zusammenlegung von Marktgebieten wurde der Handel an den beiden wichtigsten deutschen Handlungspunkten in den Marktgebieten Gaspool und Net Connect Germany belebt. Zusammen mit dem Überangebot an Gas, das durch die weltweite Wirtschaftskrise mit verursacht worden ist, haben diese Entwicklungen zu einer deutlichen Erhöhung der Handelsmengen geführt und damit Deutschland zu einem der liquidesten Handelsplätze in Europa werden lassen. Auch lagen im Jahr 2009 die Spotmarktpreise teilweise dauerhaft deutlich unter den bisher als Referenzpreis geltenden Grenzübergangspreisen. Händler, die bereits eine flexible Beschaffungsstrategie verfolgen, konnten so Gas zu günstigeren Konditionen einkaufen, was die ölpreisgebundenen Gasmengen preislich unter erheblichen Druck gesetzt hat.

Auch die Endverbraucher und hier insbesondere die Haushaltskunden haben von dieser Entwicklung profitiert. Im Berichtsjahr 2009 sind die durchschnittlichen Gaspreise um fast zehn Prozent gesunken, wodurch für einen Haushaltskunden mit einem typischen Gasverbrauch im Durchschnitt eine Ersparnis von 126 Euro im Jahr resultierte. Allerdings hat nur ein kleiner Teil der Haushaltskunden bisher die Chancen des sich entwickelnden Wettbewerbs wahrgenommen und neue oder angepasste Verträge für ihre Gasbelieferung abgeschlossen. Gründe hierfür sind nach wie vor der Mangel an Informationen über die neuen Möglichkeiten des Wettbewerbs, das Vorurteil, Wechselprozesse seien kompliziert oder riskant bzw. die Annahme, dass die individuellen Einsparpotentiale zu gering seien.

Die durchschnittliche Anzahl der Lieferanten in den einzelnen Netzgebieten hat sich erheblich erhöht, so dass die meisten Kunden aus einer Vielzahl von Anbietern und Vertragsangeboten wählen können. Die durchschnittlichen Einsparmöglichkeiten liegen dabei meist über 100 Euro im Jahr, wobei nun auch (dem Vorbild des Elektrizitätsmarktes und des TK-Marktes folgend) zunehmend Wechselboni angeboten werden, die zusätzliche Einsparpotentiale oder sonstige Vorteile bieten. Auch umweltbewusste Kunden, die die Einführung und Verbreitung von Biogas fördern möchten, können verstärkt entsprechende Verträge abschließen.

Vor diesem Hintergrund ermutigt die Bundesnetzagentur - wie auch das Bundeskartellamt - alle Haushaltskunden nachdrücklich, sich über die Möglichkeiten für einen Vertrags- oder Lieferantenwechsel zu informieren und die Chancen des Wettbewerbs für sich zu nutzen. Häufig reicht schon das Gespräch mit dem bereits vertrauten, bestehenden Versorger, um einen neuen Vertrag mit besseren Konditionen zu erhalten.

Der Gasmarkt im Jahr 2009

Die globale Wirtschaftskrise und ihre weitreichenden Folgen hatten auch Auswirkungen auf den deutschen Energiemarkt. Während der Gasverbrauch der Haushaltskunden und kleinerer und mittlerer Gewerbebetriebe gegenüber dem Jahr 2008 weitestgehend unverändert geblieben ist und nur die üblichen (meist witterungsbedingten) Schwankungen aufzeigt, ist der Gasverbrauch von großen Industriebetrieben und Gaskraftwerken um über zwölf Prozent zurückgegangen. Insgesamt bedeutet dies ein Absinken des Gasverbrauches in Deutschland um ca. sieben Prozent gegenüber 2008.

In Folge dessen ist der Import von Gas aus dem Ausland ebenfalls zurückgegangen. Nach Angaben der Netzbetreiber ist die Einfuhr von Gas an den Grenzkoppelstellen um ca. zehn Prozent gesunken und auch die Exporte in andere Länder waren rückläufig. Nach wie vor sind Russland und Norwegen die wichtigsten Förderländer für in Deutschland verbrauchtes Erdgas. Aber auch die Niederlande als wichtiger Handelspunkt in Europa mit eigenen Gasvorkommen und als Anlandepunkt für Flüssiggastanker sind ein bedeutendes Importland für Gashändler in Deutschland.

Die Förderung von Erdgas im Inland geht weiterhin zurück. Die bisher angenommenen Reserven mussten erneut nach unten korrigiert werden. Nach Angaben des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) haben die zurzeit angenommenen Reserven eine statistische Reichweite von ca. 10,5 Jahren. Unkonventionelle Lagerstätten könnten die Reserven erhöhen, erfordern aber hohen Förderaufwand und Investitionen. Auch der verstärkte Einsatz von Biogas wird die Abhängigkeit Deutschlands von Gasimporten in den nächsten Jahren nicht mindern können. Im Vergleich zum Jahr 2008 hat sich die eingespeiste Menge an Biogas zwar mehr als verdreifacht, ist jedoch nach wie vor auf einem sehr geringen Niveau.

Deutschland selbst ist zudem als Transitland, auch aufgrund seiner im europäischen Vergleich sehr gut ausgebauten Speicherkapazitäten, von hoher Bedeutung für die Belieferung Westeuropas mit Gas. Deutlich über die Hälfte des im Jahr 2008 aus Deutschland exportierten Gases wurde nach Belgien, Frankreich und in die Schweiz transportiert. Im Berichtsjahr 2009 hingegen sind insbesondere im Export, aber auch in den Importzahlen, deutliche Verschiebungen zu beobachten. Grund hierfür war die Gaskrise zu Beginn des Jahres 2009, während der der Gastransport aus Russland in bzw. durch die Ukraine unterbrochen worden ist. Als Reaktion darauf wurden in vielen europäischen Ländern Anstrengungen unternommen, um die Versorgung aller Endabnehmer von Gas weiterhin gewährleisten zu können³⁴. In den Exportzahlen des Jahres 2009 ist dies als deutliche Erhöhung der Exporte in Richtung Österreich und Tschechien sichtbar geworden.

Gasgroßhandel in Deutschland

Der deutsche Gasmarkt nimmt für den europäischen Gashandel eine zunehmend wichtige Rolle ein. Die günstige geografische Lage als Transitland und die kontinuierliche Zusammenlegung von Marktgebieten haben dazu beigetragen, dass sich Deutschland zu einem der liquidesten Handelsplätze für Erdgas in Europa entwickelt hat. Vergleicht man die in Deutschland umgesetzten Mengen mit anderen europäischen Handelsplätzen, erreicht der deutsche Gasmarkt mittlerweile das Niveau des niederländischen Title Transfer Facility (TTF), das als entwickelt und liquide gilt.

³⁴ Eine detaillierte Analyse zu den hier nur kurz ausgeführten Ereignissen findet sich im Monitoringbericht 2009.

Handelsvolumen an ausgewählten Handelspunkten 2007-2010 (H-Gas)

(Stand: Juni 2010)

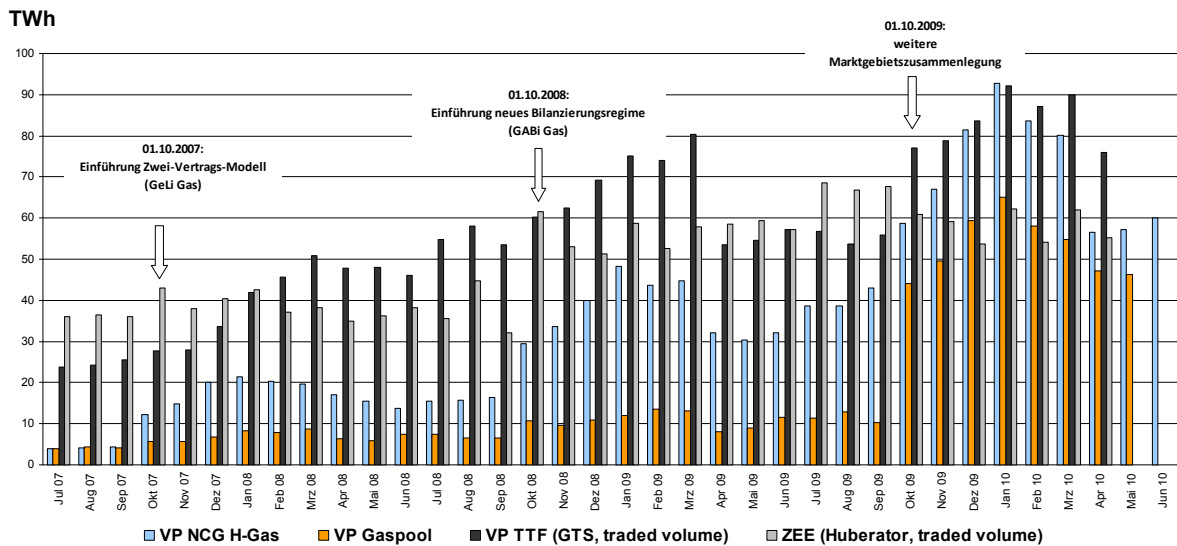


Abbildung 39: Die gehandelten Erdgasmengen an liquiden europäischen Handelsplätzen wie den Niederlanden (VP TTF) und Belgien (ZEE). Quelle: Monitoringabfrage 2010, Huberator, GTS.

Legt man die Churn-Rate³⁵ und insbesondere die gehandelten Gasmengen zugrunde, weist nur der britische Handelsmarkt am National Balancing Point (NBP) noch eine deutlich höhere Liquidität auf. Die jüngste Entwicklung des deutschen Marktes wird somit von einer enormen Dynamik geprägt. Die bereits vorliegenden Zahlen von 2010 bestätigen diesen positiven Trend. Im Gashandelsmarkt hat der OTC-Handel („Over-The-Counter“ - außerbörslicher Großhandel) nach wie vor eine überragende Bedeutung. Die an der European Energy Exchange (EEX) gehandelten Gasmengen sind noch sehr gering, im europäischen Vergleich aber nicht ungewöhnlich niedrig.

Eine besondere Herausforderung stellten für die Marktteilnehmer die Großhandelspreise dar. Der Grenzübergangspreis für Erdgas sowie die Spotmarktpreise im OTC-Markt und an der Börse haben sich massiv auseinanderentwickelt. Mittlerweile ist wieder eine Annäherung der beiden Preiskurven zu beobachten. Inwieweit die langfristigen Bezugsverträge mit der klassischen Ölpreisindizierung Bestand haben werden, bleibt abzuwarten. Im Verlauf des vergangenen Jahres konnte zumindest teilweise eine Entwicklung zu spotpreisindexierten Importverträgen beobachtet werden. Zudem haben sich die klassischen Importgesellschaften auf die kurzfristigeren Aktivitäten eingestellt und einen Teil ihres Bezugsportfolios vom Import auf die Beschaffung an innereuropäischen Handelsplätzen verlagert.

³⁵ Die Churn-Rate bezeichnet das Verhältnis von gehandelter Menge zu physisch transportierter Menge und ist ein wichtiger Indikator zur Bestimmung der Handelsliquidität.

Die Entwicklung des Gashandels in den deutschen Marktgebieten

Seit der Neuregelung des Gasbilanzierungssystems zum Gaswirtschaftsjahr 2008/09 und mit weiteren Marktgebietszusammenlegungen hat sich die Liquidität des deutschen Gashandelsmarktes signifikant gesteigert. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum wurden im H-Gasmarkt nahezu die doppelten Mengen umgesetzt:

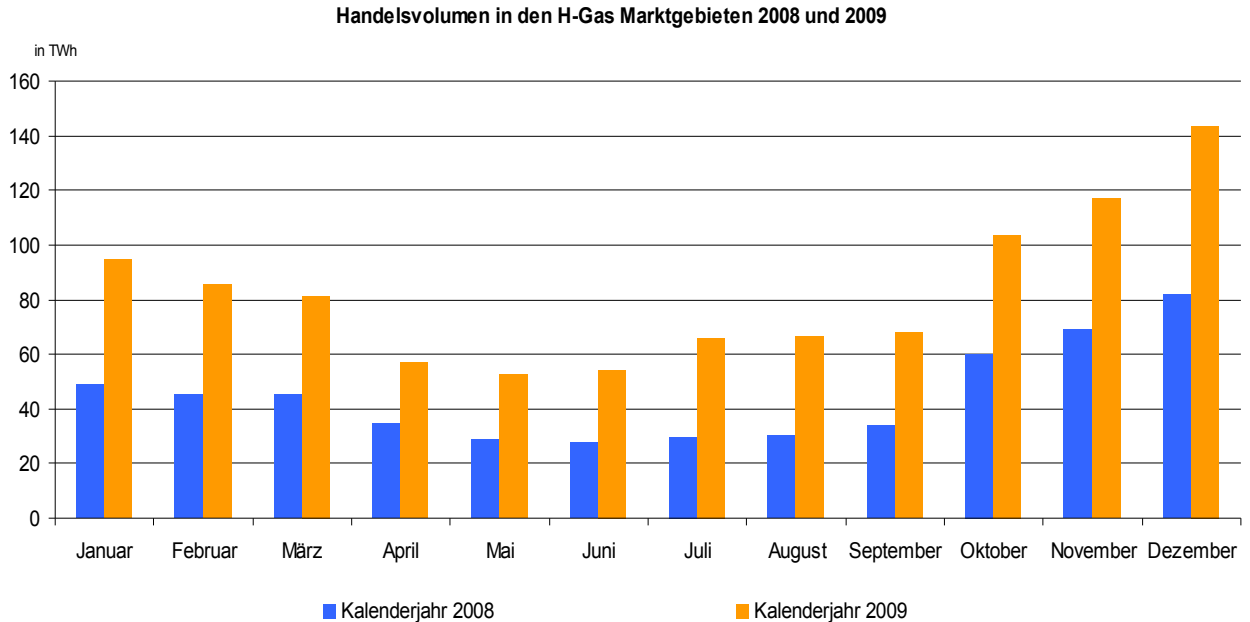


Abbildung 40: Die gehandelten Erdgasmengen in den deutschen H-Gas-Marktgebieten (inkl. Börsenhandel). Seit 1. Oktober 2009 gibt es nur noch drei H-Gas-Marktgebiete. Zwei davon gingen zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2009/10 aus umfassenden Zusammenlegungen hervor.
Quelle: Monitoringabfrage 2010, NetConnect Germany GmbH, Gaspool Balancing GmbH.

Noch größer waren die Steigerungsraten im Handelsbereich der L-Gas-Marktgebiete:

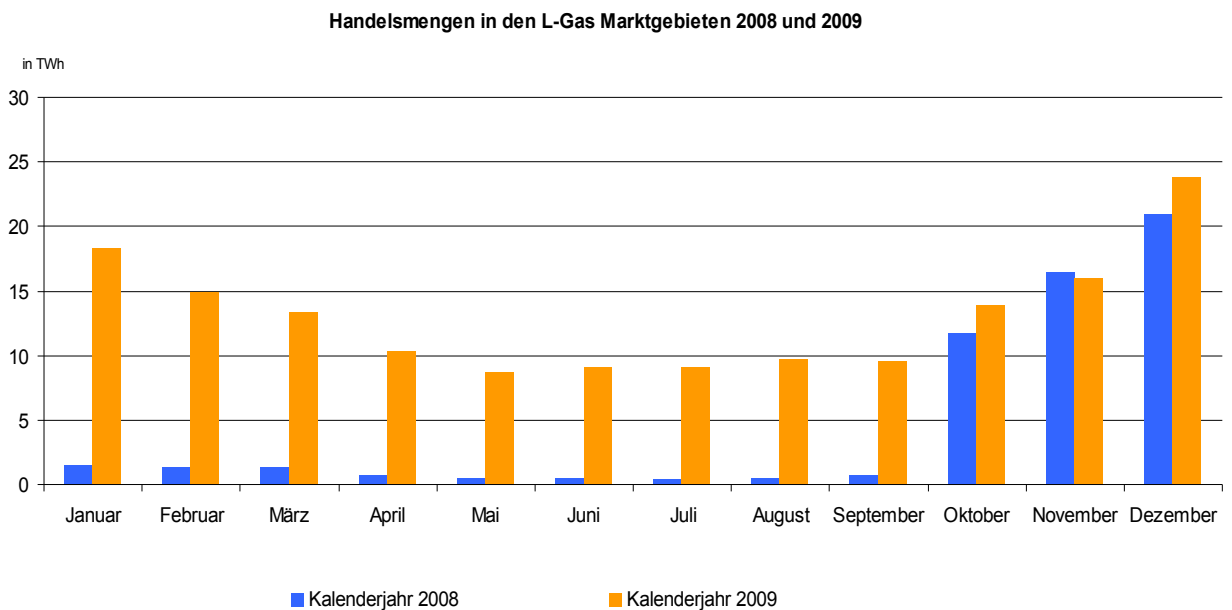


Abbildung 41: Die gehandelten Erdgasmengen in den deutschen L-Gas-Marktgebieten. Seit 1. April 2009 gibt es nur noch drei L-Gas-Marktgebiete. Quelle: Monitoringabfrage 2010, Aequamus GmbH.

OTC-Handel über Broker

Handelsgeschäfte werden entweder an der Börse oder außerhalb der Börse im sogenannten OTC-Handel abgewickelt. An einer Börse wird den Kunden typischerweise u. a. die Möglichkeit angeboten, standardisierte Produkte anonym zu handeln. Mit Clearinggeschäften ist das Geschäft gegen einen möglichen Ausfall des Vertragspartners abgesichert. In Deutschland wird der börsliche Erdgashandel in über die Energiebörse EEX in Leipzig abgewickelt. Im OTC-Geschäft ist den Handelspartnern häufig ein Broker zwischengeschaltet, der im Kundenauftrag Gas kauft oder verkauft. Der Kunde kann Vorgaben zu den Rahmenbedingungen des Vertrages machen und Voraussetzungen bestimmen, die der vom Broker auszusuchende Vertragspartner erfüllen soll. So kann er die Verwendung eines EFET -Rahmenvertrages verlangen oder festlegen, dass der Counterpart über eine bestimmte Erfahrung als Händler verfügt, die sich zum Beispiel an der Anzahl von Handelsjahren messen lässt. Bei den Brokern erfährt der Kunde die Identität seines Vertragspartners erst, wenn der Broker das Handelsgeschäft auf Grundlage seiner Vorgaben durchgeführt hat. Auf Wunsch übernimmt die Clearingstelle der EEX auch die Absicherung von OTC-Handelsgeschäften. Im deutschen Erdgashandel ist die Bedeutung des OTC-Handels gegenüber dem börslichen Handel an der EEX noch immer extrem hoch: Im Jahr 2009 wurden weniger als 1,6 Prozent aller Geschäfte auf dem Gashandelsmarkt an der EEX abgewickelt, der Großteil des Umsatzes entfiel auf den OTC-Bereich. Von den größten vier Brokern wurden im Rahmen des Monitoring 2010 erstmals Handelsdaten zu sämtlichen Geschäften abgefragt.

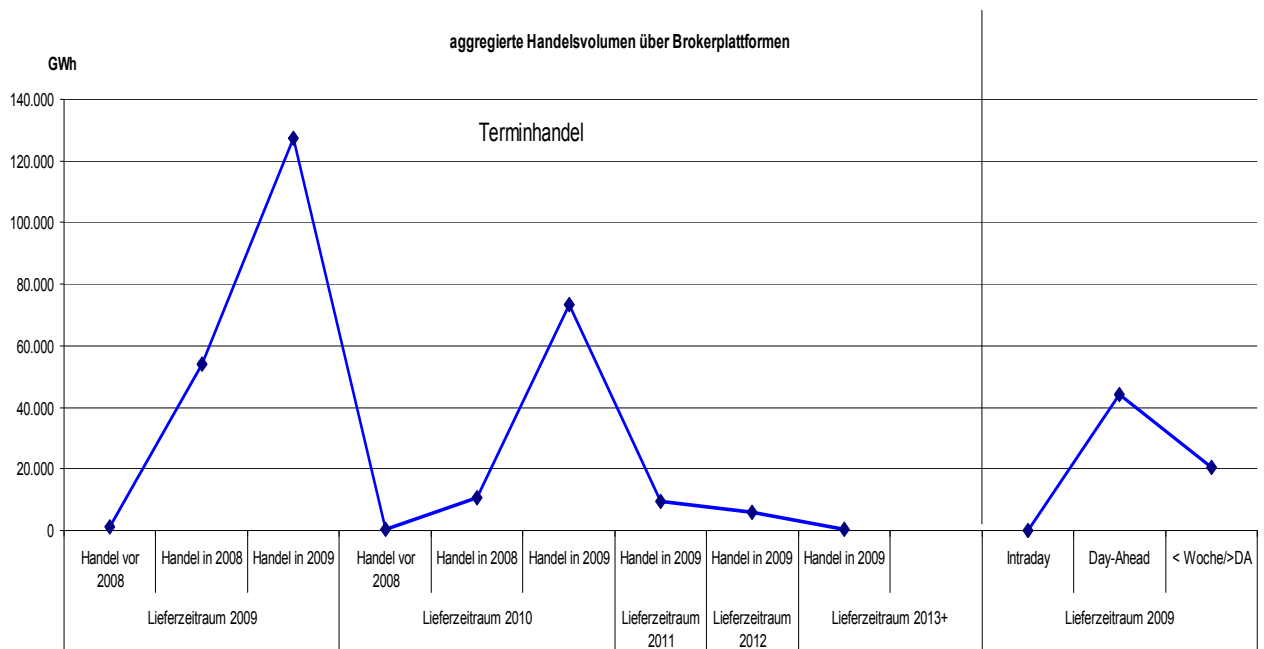


Abbildung 42: Die gehandelten OTC Erdgasmengen über Broker unterteilt nach dem kurzfristigen und langfristigen Handel für die Lieferzeiträume 2009 bis 2013.

Die Händler haben im Berichtsjahr vor allem Gas für die Jahre 2009 und 2010 beschafft. Lieferzeiträume ab 2011 wurden nur vereinzelt gehandelt, da die Prognose für die Entwicklung des Marktes schwerer fällt, je weiter entfernt der Betrachtungshorizont liegt. Bemerkenswert ist auch, dass der Intraday-Handel über Broker zu vernachlässigen ist. Deutlich liquider ist hingegen der Day-Ahead-Brokerhandel mit über 44.000 GWh. Unabhängig von den Lieferzeiträumen wurden im Spot- und Terminhandel zusammen insgesamt 281.143 GWh über Broker gehandelt.

Die Entwicklung des börslichen Gashandels an der EEX

Seit dem Start des Erdgashandels an der EEX im Juli 2007 ist die Entwicklung der Liquidität an der Börse noch sehr gering. Die anfänglich hohen Steigerungsraten konnten nicht gehalten werden. Vielmehr haben sich die Handelsvolumina seit November 2008 auf einem relativ niedrigen Niveau

eingependelt. Eine positive Entwicklung der Handelsmengen ist seit dem 15. Oktober 2009 zu erkennen. Seit diesem Zeitpunkt beschafft die marktgebietsverantwortliche NetConnect Germany GmbH (NCG) zumindest teilweise ihren Day-Ahead-Bedarf an Regelenergie für ihr H-Gas-Marktgebiet über die EEX. Dies könnte perspektivisch auch für das zweite große H-Gas-Marktgebiet an der EEX zum Tragen kommen: Seit Mai 2010 beschafft die marktgebietsverantwortliche Gaspool Balancing Services GmbH (Gaspool) ebenfalls einen Teil ihres Bedarfs an Regelenergie über die EEX.

Handelsvolumen an der EEX 2007-2010 (H-Gas)

(Stand: Juni 2010)

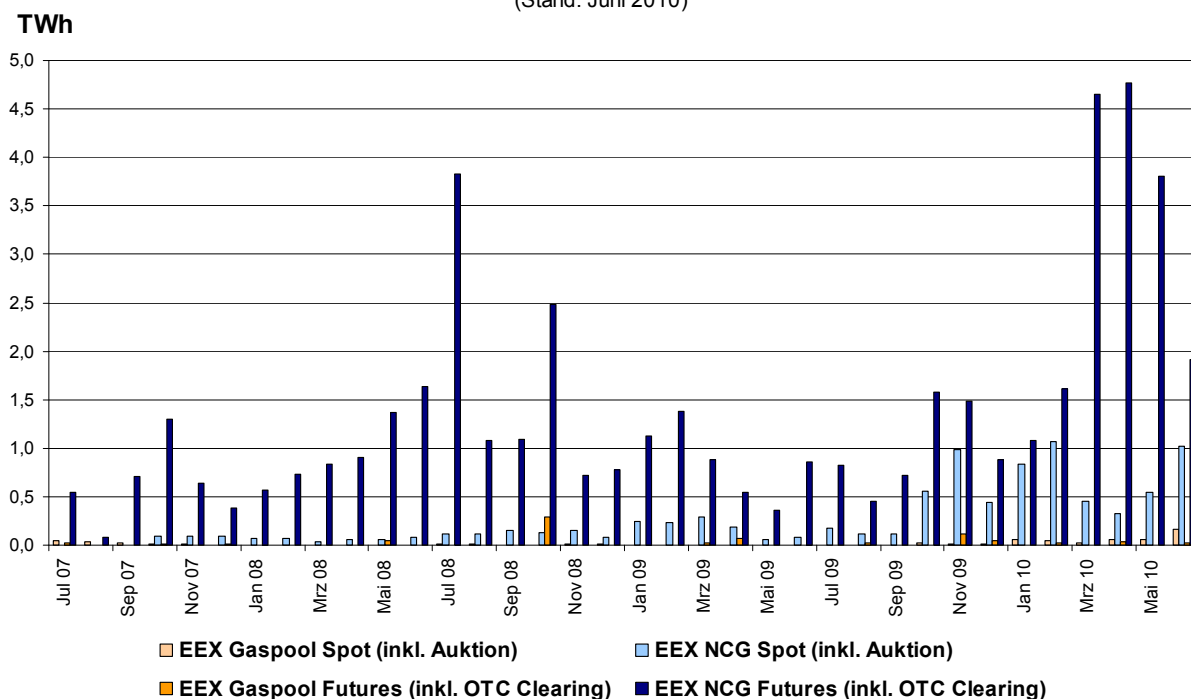


Abbildung 43: Kumulierte Monatsmengen in GWh an der deutschen Energiebörse EEX seit Beginn des Handels im Juli 2007 in den beiden handelbaren H-Gas Marktgebieten Gaspool und NetConnect Germany für Gasspot- und Gasfutureprodukte. Quelle: EEX.

Gemessen am physischen Erdgasverbrauch in Deutschland für 2009 (913,78 TWh/a) ist die Summe aller gehandelten Spot- und Future-Produkte für beide Marktgebiete (NCG / Gaspool) an der EEX mit knapp 15 TWh/a (entspricht 1,64 Prozent) sehr gering. Im Vergleich zu anderen europäischen Energiebörsen, wie der Amsterdam Power Exchange (APX), an der u. a. der Erdgashandel für die Märkte in den Niederlanden und in Zeebrügge abgewickelt wird, weist die EEX im kurzfristigen Handel liquidere Handelsumsätze auf. Lediglich der APX-Handel für den britischen NBP weist fast fünfzigfach höhere Handelsumsätze als die EEX auf.

Großhandelspreise

Infolge der schwächeren inländischen Konjunktur zeichnete sich der Gasmarkt in Deutschland im Jahr 2009 durch einen verringerten Gasverbrauch aus. Gleichzeitig sorgten umfangreiche Flüssiggas-Lieferungen (LNG) für ein andauerndes Überangebot an Erdgas in ganz Europa. Der Anteil von LNG-Lieferungen in Europa betrug im Jahr 2009 insgesamt zehn Prozent des gesamten Gasaufkommens der EU-30³⁶. Aus dieser Konstellation resultiert eine außergewöhnliche Spreizung der Gaspreise an den Grenzübergangspunkten im Vergleich zu den Großhandelsplätzen in den Marktgebieten. Der Grenzübergangspreis für Erdgas wird monatlich vom Bundesamt für Wirtschaft und

³⁶ Quelle: „Gasschwemme erreicht Europa“, Deutsche Bank Research vom 27. Mai 2010.

Ausfuhrkontrolle (BAFA) ermittelt³⁷ und gibt den Wert der Ware an der deutschen Grenze wieder. Er ist ein wichtiger Indikator für die Entwicklung des Gaspreises und bildet die Grundlage für langfristige Lieferverträge auf der Großhandelsebene.

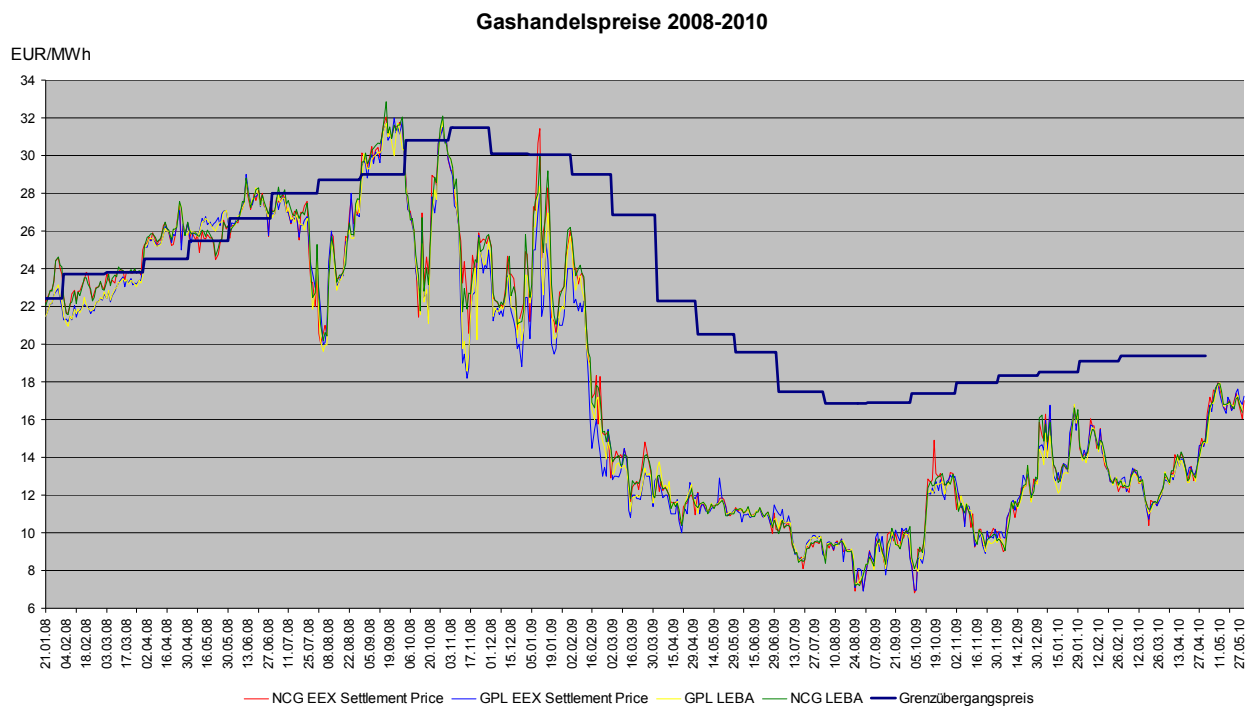


Abbildung 44: Gegenüberstellung der täglichen Gashandelspreise in den deutschen Marktgebieten NetConnect Germany (NCG) und Gaspool (GPL), wie sie an der EEX und OTC für den kurzfristigen Handel erzielt worden sind. Außerdem wird der monatliche Grenzübergangspreis dargestellt.
Quellen: EEX, LEBA, BMWi / BAFA.

Wie aus der Abbildung hervorgeht, übertraf der Grenzübergangspreis im Jahr 2009 das Spotpreis-Niveau für die beiden H-Gas-Marktgebiete NetConnect Germany und Gaspool deutlich. Im August lag der Preis am Grenzübergang bis zu 2,3-mal über dem Preis an der Energiebörse EEX. Dies setzte Gasimporteure, die langfristige ölpreisindexierte Lieferverträge hatten, unter Druck. Händler hingegen können ihr Gas an den Spotmärkten deutlich günstiger als am Grenzübergangspunkt beschaffen, soweit sie keine starren Lieferverträge mit festen Abnahmeverpflichtungen („Take-or-Pay“) mit ihren Vorlieferanten haben. Aufgrund der signifikanten Preisdifferenz wirken die Händler jedoch teilweise auf eine Anpassung der langfristigen Lieferverträge hin. Einzelnen Prognosen zufolge wird das derzeitige Überangebot an Erdgas und das daraus resultierende niedrige Preisniveau wohl noch kurz- bis mittelfristig Bestand haben.

Lieferantenwechsel und Gaspreisentwicklung im Einzelhandelsbereich

Lieferantenwechsel

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. Insgesamt basieren die in der nachfolgenden Tabelle dargestellten Zahlen auf eingegangenen 609 Fragebögen der Netzbetreiber. Diese Entwicklung der Zahl der Lieferantenwechsel ist zugleich ein Indikator für die Wettbewerbsentwicklung im Einzelhandelsbereich.

Bei der Gesamtbetrachtung aller Netzbetreiber und der gemeldeten Lieferantenwechsel ist eine Erhöhung des Volumens der Lieferantenwechsel um knapp zehn Prozent festzustellen. Dabei stieg

³⁷ Beim Grenzübergangspreis handelt es sich um einen statistischen Durchschnittswert der vom BAFA erfassten Importe von Gashandelsgesellschaften zur Versorgung des deutschen Gasmarktes. Nicht enthalten ist z. B. die deutsche Erdgassteuer.

das Lieferantenwechsellvolumen von 42,53 TWh in 2008 auf 47,18 TWh im Berichtsjahr 2009, was einer Lieferantenwechselquote von 5,16 Prozent (4,43 Prozent in 2008) entspricht.

2009 fanden insgesamt 402.958 Wechsel von Haushaltskunden zu einem anderen Lieferanten statt. 2008 lag diese Zahl noch um knapp 50.000 Wechselvorgänge niedriger, bei 353.460. Die Tatsache, dass sich die mengenbezogene von der anzahlbezogenen Wechselquote unterscheidet, mag zum einen auf unvollständige Angaben der Netzbetreiber beruhen, deutet aber auch darauf hin, dass besonders verbrauchsintensive Haushalte sich für einen Lieferantenwechsel entscheiden.

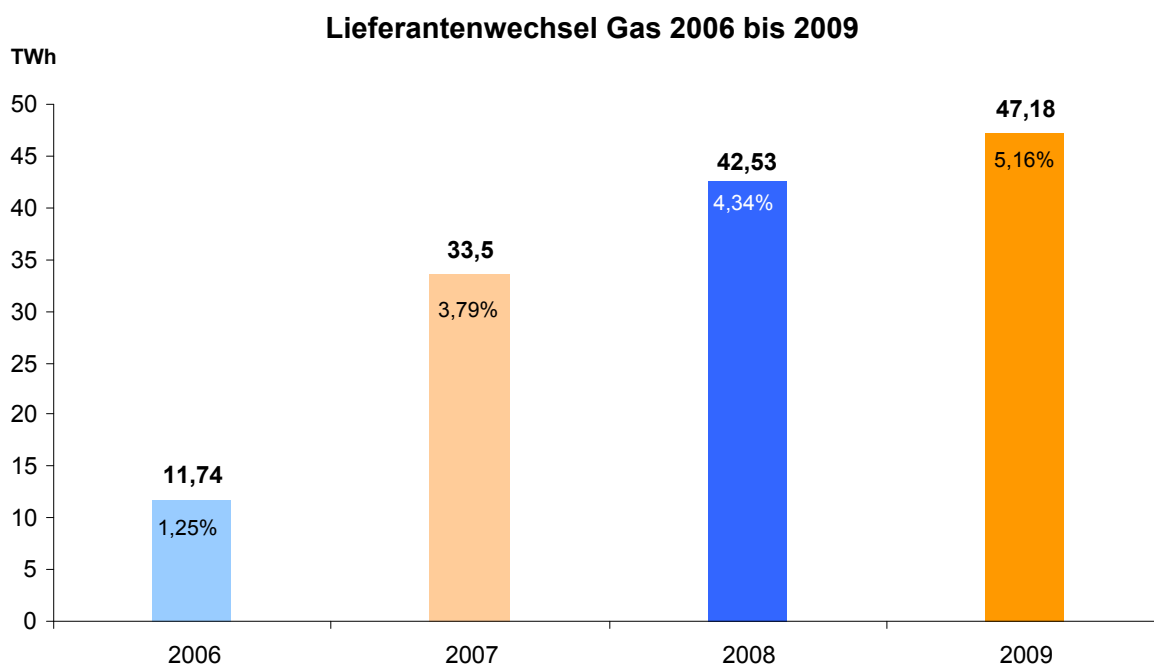


Abbildung 45: Entwicklung der Lieferantenwechsellmenge in TWh sowie der Lieferantenwechselquote (2006 bis 2009), gemäß Abfrage VNB und FNB

Allerdings ist auch festzustellen, dass die Dynamik in der Steigerung der Lieferantenwechselquote seit 2006 nachgelassen hat. Während sich im Vergleichszeitraum 2006 zu 2007 die Steigerungsquote von einem sehr niedrigen Niveau ausgehend fast verdreifacht hat, lag die Steigerungsquote im Vergleichszeitraum 2007 zu 2008 bei knapp 30 Prozent. Die aktuelle Steigerungsquote in 2009 hingegen liegt bei nur noch knapp elf Prozent.

Insgesamt 48.668 Haushaltskunden haben im Jahr 2009 bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt und nicht dem Grundversorger den Vorzug gegeben. Diese Zahl lag 2008 noch bei 15.626. Dies deutet darauf hin, dass Kunden verstärkt schon vor der Erstbelieferung durch einen Versorger am neuen Wohnort Preisvergleiche durchführen und sich für einen günstigeren Versorger als den Grundversorger entscheiden.

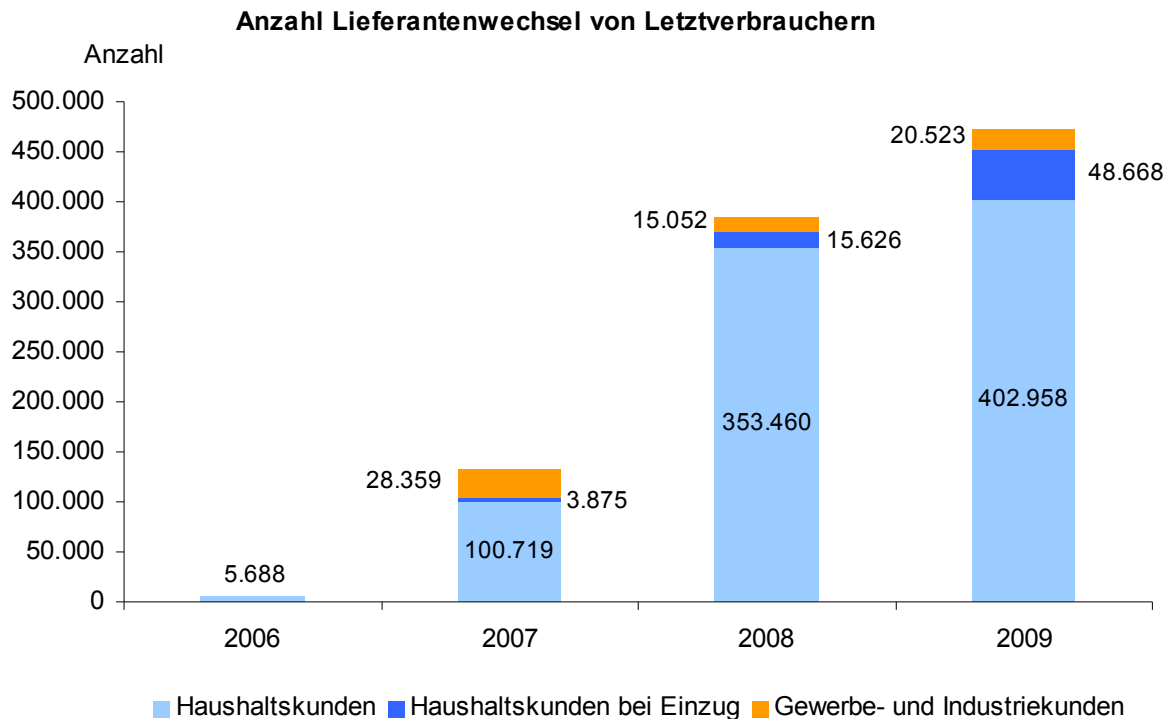


Abbildung 46: Anzahl Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern (2006 bis 2009)

Während kleine und mittlere Energieversorgungsunternehmen bis zu einer Größe von 50.000 Haushaltskunden mehr Zugänge zu verzeichnen haben, weisen große und sehr große Unternehmen mit einer Kundenzahl von mehr als 50.000 bzw. mehr als 200.000 rückläufige Kundenzahlen auf. Das deutet darauf hin, dass auch kleine und mittlere Unternehmen den Haushaltskunden konkurrenzfähige Gaspreise anbieten können.

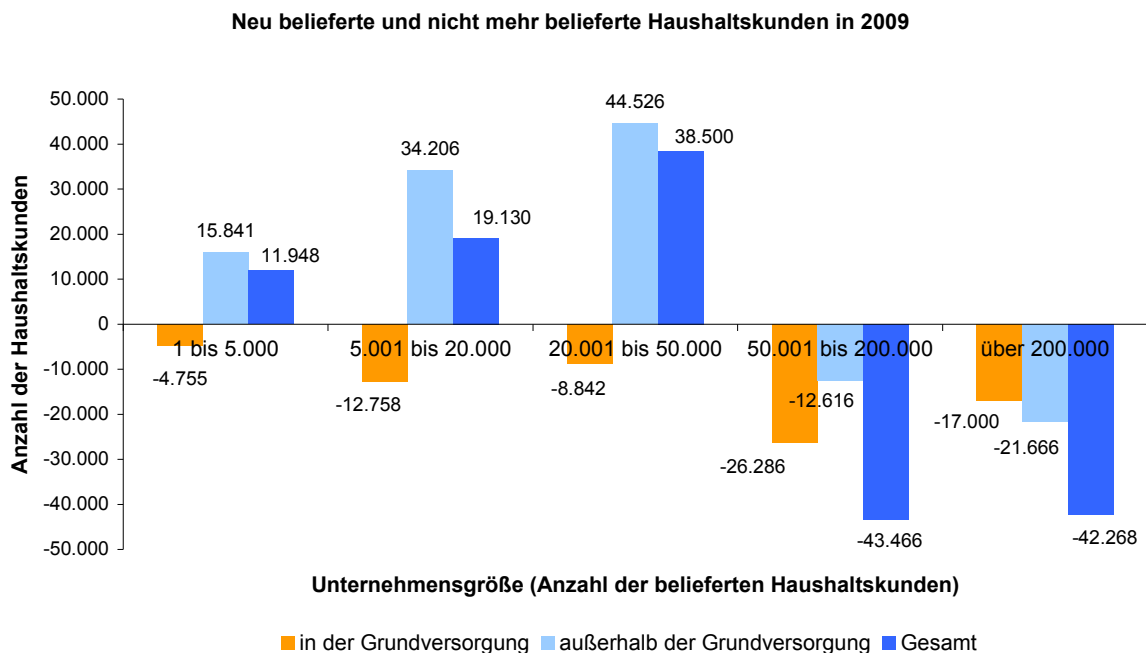


Abbildung 47: Neu belieferte und nicht mehr belieferte Haushaltskunden in 2009 – Saldobetrachtung. Dabei ist zu beachten, dass die Zahlen der neu belieferten und nicht mehr belieferten Kunden nicht miteinander aufgewogen werden können. Die auftretende Differenz von 16.000 Kunden basiert auf unvollständigen Angaben der Marktteilnehmer.

Vertrags- und Lieferantenwechsel

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 angestammten Versorger, schließt jedoch einen neuen Liefervertrag auf Sondervertragsbasis ab (Vertragswechsel).

Auch bei der Belieferung durch einen anderen Lieferanten schließt der Haushaltskunde einen Liefervertrag auf Sondervertragsbasis ab. Hierbei handelt es sich dann um einen tatsächlichen Lieferantenwechsel.

Die Gasgroßhändler und -lieferanten wurden im Rahmen der Datenerhebung 2010 nach der Belieferungsart der jeweiligen Letztverbraucher befragt. 27 Prozent der Gesamtabgabemenge werden von den Lieferanten im Rahmen der Grundversorgung an die Haushaltskunden abgegeben. Mit einem Anteil von 68 Prozent wird der Großteil der an die Haushaltskunden abgegebenen Gasmenge über die Grundversorger zu Sondervertragspreisen geliefert.

**Vertrags- und Lieferantenwechsel von Haushaltskunden
Stand 31. Dezember 2009 in TWh**

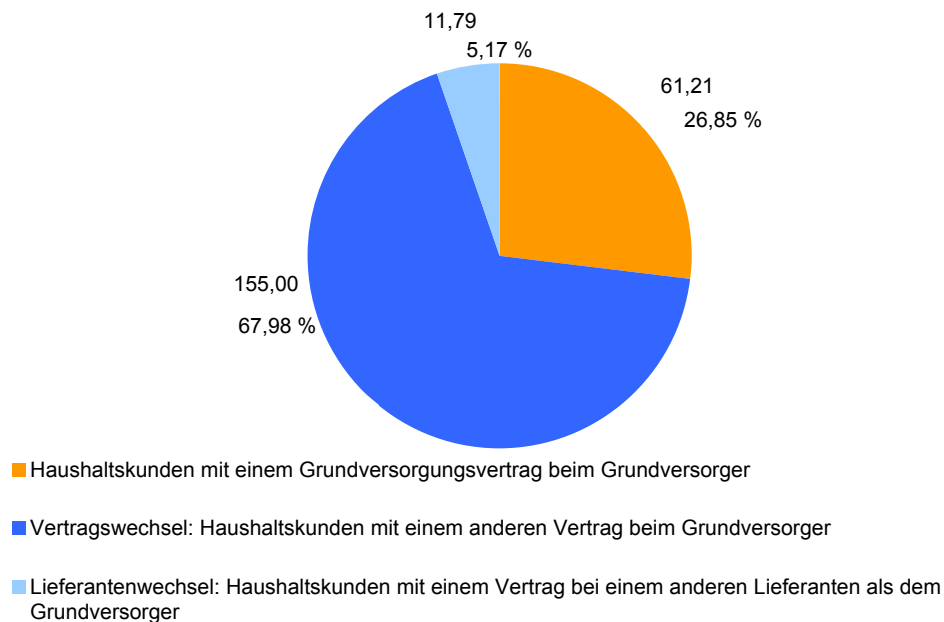


Abbildung 48: Vertrags- und Lieferantenwechsel von Haushaltskunden, Stand 31. Dezember 2009

Der Vertragswechsel der Haushaltskunden aus der Grundversorgung in den Bereich der Sonderverträge deutet darauf hin, dass es den etablierten Versorgern oft gelingt, ihre Kunden mit meist preisgünstigeren Sonderverträgen an sich zu binden. Diese Verträge enthalten regelmäßig Mindestlaufzeiten und Preisgarantien. Nur 5,17 Prozent der Gesamtabgabemenge werden von Lieferanten, die keine Grundversorger sind, an die Haushaltskunden geliefert. In diesen Fällen hat ein Lieferantewechsel stattgefunden.

Insgesamt jedoch verfestigt sich der Trend zu einem vermehrten Lieferantenwechsel und damit steigendem Wettbewerb im Haushaltskundenbereich, der ein Zeichen für die steigende Preissensibilität der Kunden und die steigende Bereitschaft zu einem Preisvergleich ist.

Anzahl der Lieferanten in einem Netzgebiet

Ein weiterer wesentlicher Indikator für einen funktionierenden Wettbewerb der Gaslieferanten ist die Anzahl der pro Netzgebiet zur Verfügung stehenden Gaslieferanten.

Schon auf den ersten Blick ist erkennbar, dass hier im Jahresvergleich 2008 mit 2009 eine erhebliche Verbesserung der Wettbewerbssituation stattgefunden hat. Hatte die große Mehrheit der Haushaltskunden 2008 nur die Möglichkeit zwischen einem bis fünf Lieferanten zu wählen, so konnte die Mehrheit der Haushaltskunden im Jahr 2009 aus einer Vielfalt von sechs bis zehn Lieferanten wählen.

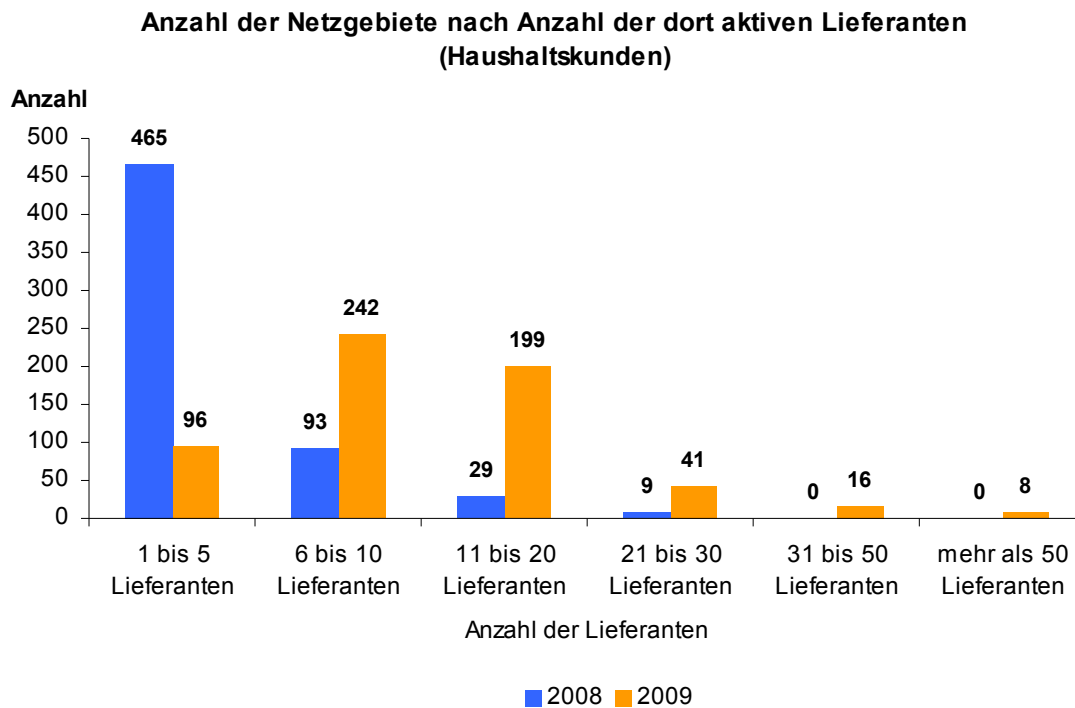


Abbildung 49: Anzahl der Netzgebiete nach Anzahl der dort aktiven Lieferanten (Haushaltskunden) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Gemessen an der Vielzahl der Netzgebiete in Deutschland und der aktiven Lieferanten erscheint die Zahl der Lieferanten (zwölf), die in mehr als 100 Netzgebieten tätig sind, gleichwohl niedrig. Die Mehrzahl der in Deutschland tätigen Lieferanten ist weiterhin in nur einem Netzgebiet tätig und beschränkt sich auf die Belieferung einer einzelnen Region.

Gaspreisentwicklung im Einzelhandelsbereich

Der von Endverbrauchern gezahlte Gaspreis besteht aus mehreren Komponenten, dabei sind die Kosten für die Beschaffung des Gases durch den Lieferanten einer der wichtigsten Bestandteile.

**Zusammensetzung der Preise für Haushaltskunden 2010
(Stichtag 1. April 2010)**

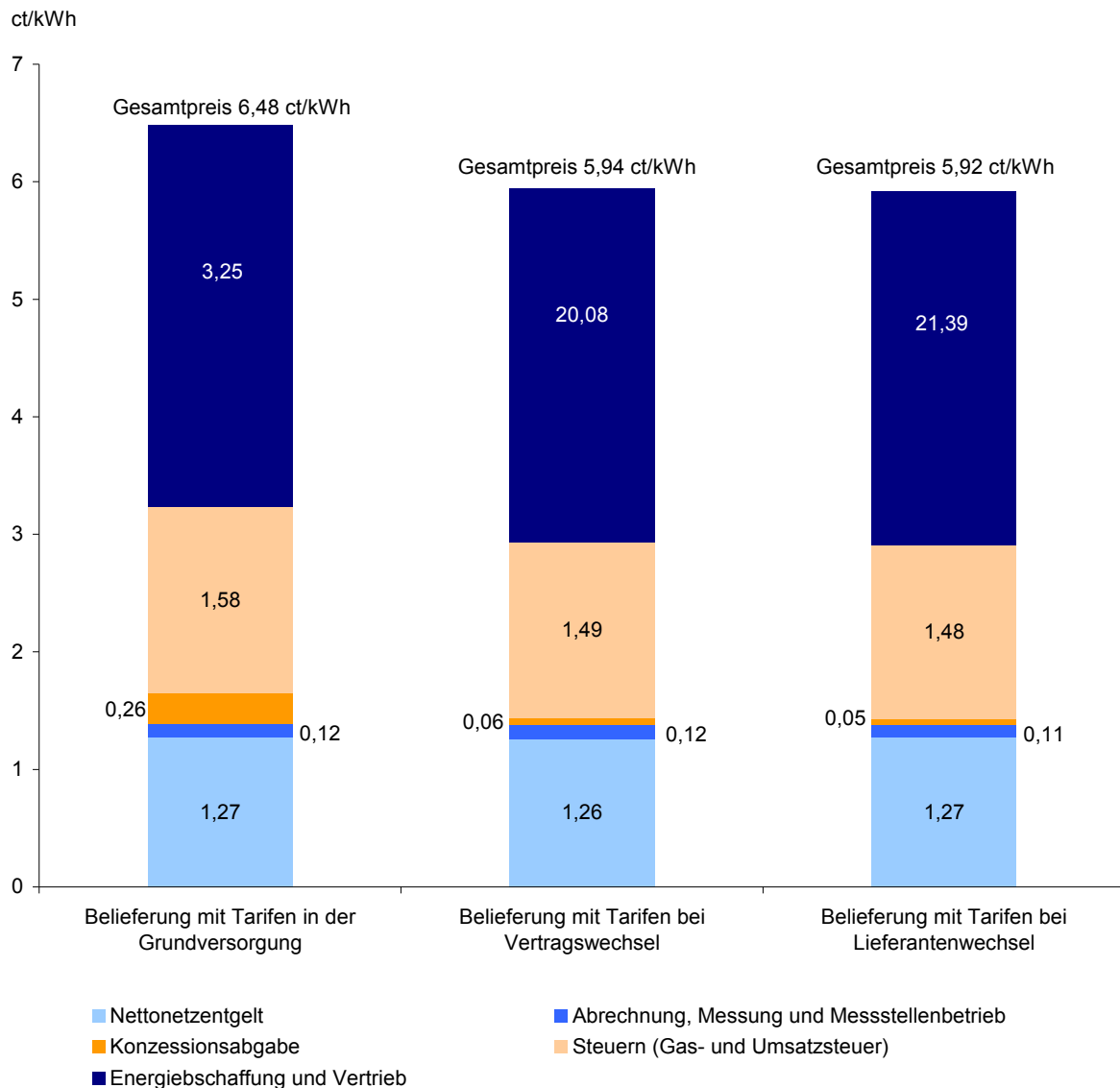


Abbildung 50 Zusammensetzung Gaspreis – Zusammenfassung

Die stark gesunkenen Spotmarktpreise lassen erhebliche Preissenkungen im Einzelhandelsbereich erwarten. Allerdings wurden die gesunkenen Spotmarktpreise nicht von jedem Lieferanten in gleichem Maße genutzt und an die Kunden weitergegeben. So wird die Differenz zwischen Grenzübergangs- und Spotmarktpreisen offensichtlich nur von Lieferanten genutzt, die ihre Beschaffungsstrategie zumindest teilweise flexibel gestaltet haben und auf kurzfristige Preisentwicklungen reagieren können. Dennoch sind im Jahr 2009 Auswirkungen der sinkenden Großhandelspreise auf den Einzelhandelspreis deutlich geworden.

Obwohl es vereinzelt auch zu Gaspreiserhöhungen gekommen ist, ist der Gaspreis 2010 unter das Vorjahresniveau gefallen und unterbot zugleich das bisher niedrigste Preisniveau von 2006.

Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden 2006 bis 2010 (mengengewichtete Mittelwerte)

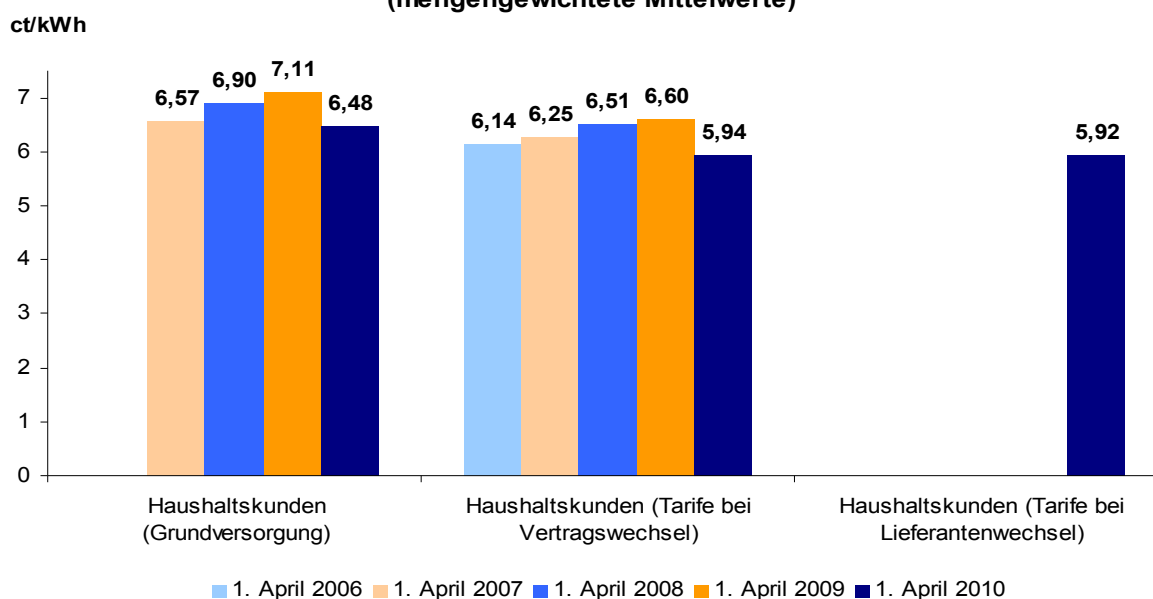


Abbildung 51: Entwicklung der mengengewichteten Gaspreise für Haushaltskunden 2006 bis 2010. Preisstand 1. April 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas³⁸

In den Jahren 2006 bis 2009 war der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ einer der Hauptkostentreiber für den steigenden Gaspreis. Erstmals seit der Erfassung im Jahr 2006 ist dieser Preisbestandteil gesunken. Für die Versorgung von Haushaltskunden in und außerhalb der Grundversorgung sanken die Gasbeschaffungskosten um bis zu 16 Prozent. Die zunehmende Nutzung flexiblerer Beschaffungsstrategien durch die Unternehmen könnte auch in Zukunft positive Auswirkungen auf die Gasbeschaffungskosten im Bereich der Haushaltskunden haben.

Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung und Vertrieb" für Haushaltskunden 2006 bis 2010 (mengengewichtete Mittelwerte)

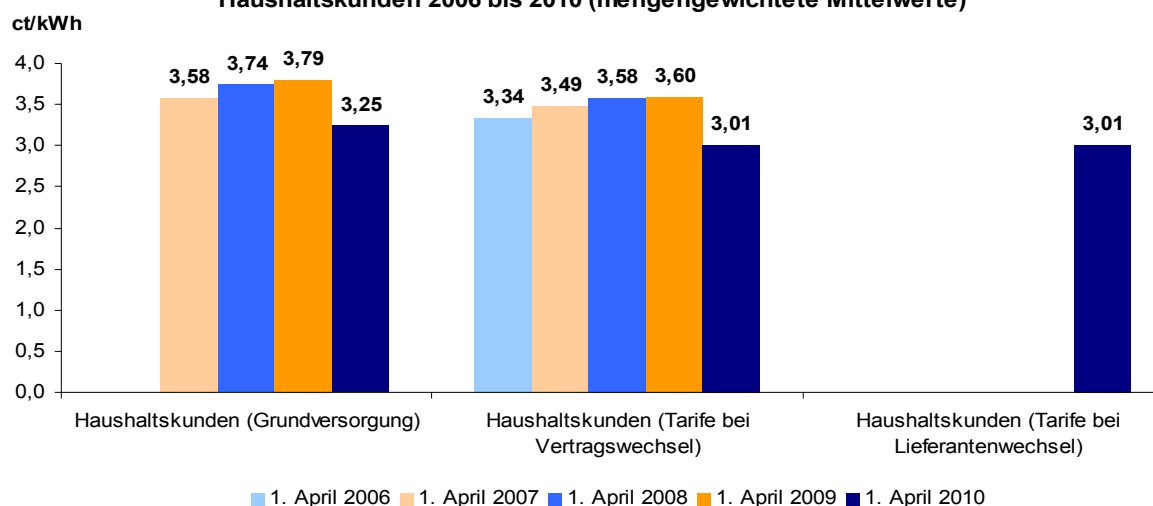


Abbildung 52: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ für Haushaltskunden 2006 bis 2010. Preisstand 1. April 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas³⁹

³⁸ Zum Stichtag 1. April 2006 wurde für den Gaspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung kein Wert erhoben. Der Preisstand für Haushaltskunden außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes wurde erstmalig zum 1. April 2010 erhoben.

³⁹ Zum Stichtag 1. April 2006 wurde für den Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ für Haushaltskunden in der Grundversorgung kein Wert erhoben. Der Preisstand für Haushaltskunden außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes wurde erstmalig zum 1. April 2010 erhoben.

Gaspreise für Haushaltskunden nach Vertragsart

Der Gaspreis bei der Belieferung der Haushaltskunden im Rahmen der Grundversorgung ist um knapp neun Prozent gefallen. Verantwortlich für den deutlichen Preisrückgang von 7,11 ct/kWh auf 6,48 ct/kWh ist, wie oben ausgeführt, der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“. Während die restlichen Preisbestandteile relativ unverändert geblieben sind, sank der Wert für Energiebeschaffung und Vertrieb um knapp zwölf Prozent. Bei einem durchschnittlichen jährlichen Verbrauch von 20.000 kWh (Einfamilienhaus) ergibt sich aus der Preisreduzierung durchschnittlich eine jährliche Entlastung in Höhe von 126 Euro.

Die Sondertarife bei Grundversorgern sind um zehn Prozent gesunken. Der Preisrückgang von 6,60 ct/kWh auf 5,94 ct/kWh bedeutet für einen Haushalt mit einem durchschnittlichen jährlichen Verbrauch von 20.000 kWh eine Entlastung von 132 Euro.

Der Gasgesamtpreis liegt bei einer Belieferung bei Sondertarifen um etwa acht Prozent niedriger als der Gaspreis in der Grundversorgung. Bei einem durchschnittlichen Gasverbrauch eines Haushaltskunden in Höhe von 20.000 kWh ergibt sich hier ein durchschnittliches Einsparpotenzial von 108 Euro jährlich, das schon durch einen einfachen Vertragswechsel durch den Gaskunden genutzt werden kann. Je nach Liefergebiet kann im Einzelfall durch einen Lieferantenwechsel sogar noch eine deutlich größere Einsparung erzielt werden.

Beim Monitoring 2010 wurde erstmals zum Stichtag 1. April 2010 das Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden bei Belieferung mit Sondertarifen bei Lieferantenwechsel erhoben. Der durchschnittliche Gesamtpreis für Gas bei Unternehmen, die zu Sondertarifen bei Lieferantenwechsel liefern, liegt bei 5,92 ct/kWh.

Die Gaslieferung zu Tarifen der Grundversorgung stellt im bundesweiten Durchschnitt die teuerste Variante der Belieferung dar. Eine günstigere Lösung stellt die Belieferung nach einem Vertragswechsel dar. Die günstigste Alternative stellt jedoch die Belieferung nach einem Lieferantenwechsel dar. Jedoch ist die Differenz zum Preis für die Belieferung mit Sondertarifen nur marginal. Im Regelfall bedarf es daher eines Vertrags- oder Lieferantenwechsels durch den Kunden, um dieses Potential zu realisieren. Ein Kunde, der seinen Grundversorgungsvertrag in ein Sondervertragsverhältnis umwandelt oder den Anbieter wechselt, profitiert in beiden Fällen sofort und gleichermaßen.

Neben dem Einsparpotential durch einen Vertrags- oder Lieferantenwechsel können Haushaltskunden nun auch verstärkt von Wechselboni profitieren. So bieten einige Gaslieferanten zusätzliche Einmalzahlungen zwischen einmalig zehn und 120 Euro an. Auch Verträge, bei denen der Preis für einen bestimmten Zeitraum (derzeit im Durchschnitt für zwölf Monate) fest vereinbart ist, werden dem Haushaltskunden vermehrt angeboten.

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

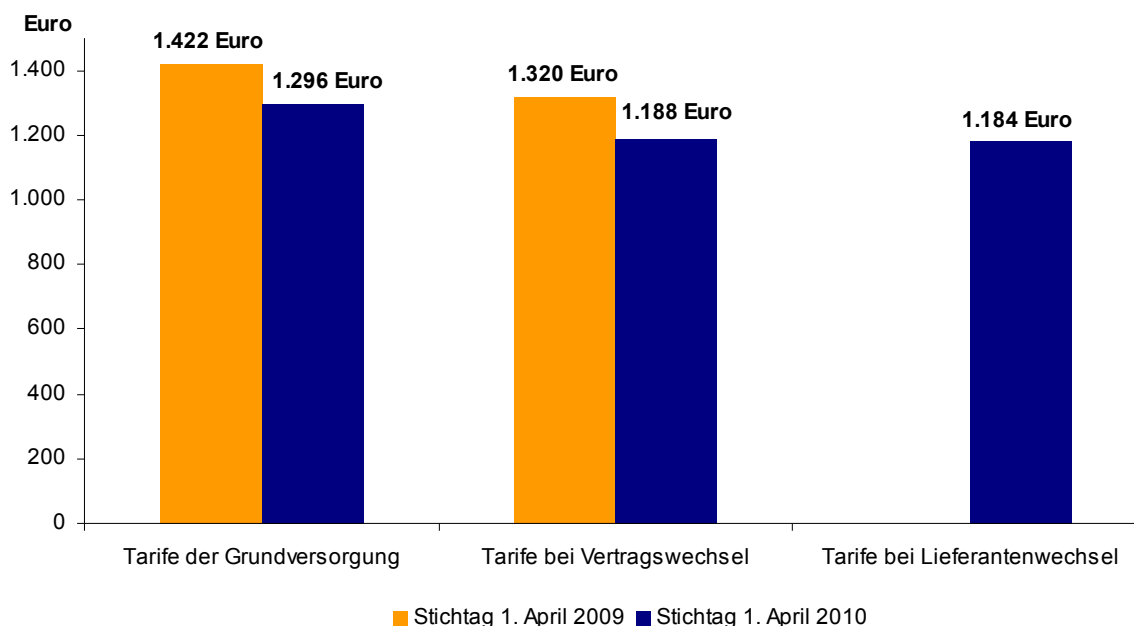


Abbildung 53: Durchschnittliche jährliche Gaskosten eines Haushaltskunden innerhalb der verschiedenen Belieferungsarten bei einem durchschnittlichen Gasverbrauch von 20.000 kWh

Ausblick – Zukünftige Entwicklungen auf dem deutschen Gasmarkt

Der Wettbewerb im Gasbereich entwickelt sich spürbar. Die etablierten Strukturen der Gasversorgung kommen zunehmend unter Druck, weil sich die traditionellen Beschaffungswege über langfristige, ölpreisgebundene Importverträge im aktuellen Marktumfeld nur noch schwer behaupten können. Zudem eröffneten die im vergangenen Jahr frei verfügbaren Gasmengen zusätzlichen Raum für eine weitere dynamische Entwicklung des deutschen Gasmarktes. Diese positiven Entwicklungen auf den Groß- und Einzelhandelsmärkten werden vor allem durch kontinuierliche Verbesserungen der Marktstrukturen in Deutschland und durch die anhaltend hohe Qualität der leitungsgebundenen Gasversorgung erreicht.

Sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene wird weiterhin an einer Verbesserung der Rahmenbedingungen auf den Energiemärkten gearbeitet. Die Bundesnetzagentur wird die Marktstrukturen in Deutschland auch weiterhin nachhaltig verbessern, um so den wettbewerblich orientierten Gasmarkt weiter zu stärken.

In der nahen Zukunft sind weitere erhebliche Bewegungen zu erwarten. Prognosen zufolge dürfte der Gasgroßhandelsmarkt noch einige Zeit durch einen Angebotsüberhang geprägt sein und die wettbewerbliche Orientierung des Marktes dürfte weiter zunehmen. Dafür sorgt zum einen das Marktumfeld selbst, aber auch die Neuregelungen der GasNZV und die Aktivitäten der Bundesnetzagentur sind von großer Bedeutung. Mit den kürzlich eingeleiteten Maßnahmen zur Innovation des Kapazitätsmanagements und zur qualitätsübergreifenden Marktgebietskonsolidierung setzt die Bundesnetzagentur weitere Meilensteine für den Abbau struktureller Marktzutrittschranken und die Schaffung größtmöglicher Markträume mit hoher Liquidität. Die wettbewerbliche Entwicklung des deutschen Gasmarktes, deren Erfolge sich im Monitoring 2010 deutlich feststellen ließen, wird durch diese Maßnahmen nachhaltig gestärkt und gefestigt werden. Zusätzlich wird hierdurch ein wichtiger Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit geleistet.

Biogaseinspeisung

Wichtig für die zukünftige Entwicklung des Gasmarktes in Deutschland sind auch mögliche Alternativen zur Nutzung von Erdgas. Im Jahr 2009 haben 27 Biogasanlagen ca. 1200 GWh Jahresarbeit in die Gasnetze eingespeist. Nach wie vor ist dies deutlich weniger als ein Prozent des in Deutschland verbrauchten Gases. Obwohl die Entwicklung der Biogaseinspeisung damit erst am Anfang steht, können Letztverbraucher bereits Gaslieferverträge mit Biogasanteilen abschließen. Im September 2010 wurden durch die neue GasNZV die Rahmenbedingungen für die Einspeisung und den Transport von Biogas in Erdgasnetze verbessert; Biogaseinspeiser werden deutlich besser gestellt. So sollen insbesondere die Kosten für Netzanschluss und Leitungen stärker auf den Netzbetreiber übertragen werden. Die Förderung der Biogaseinspeisung mittels vermiedener Netzentgelte in Höhe von 0,7 cent/kWh wird auf zehn Jahre festgeschrieben, was die Investitionsplanung für Biogasanlagen deutlich verbessert.

Technische Versorgungssicherheit und Investitionstätigkeit in Deutschland

Investitionen in die Gasnetze sind im Wesentlichen erforderlich, um Wartungs- und Erneuerungsarbeiten durchzuführen. Diese sind für die technische Versorgungssicherheit von zentraler Bedeutung. Für den Endverbraucher bedeutet eine hohe technische Versorgungssicherheit, dass die Belieferung mit Gas nicht durch Ausfälle oder Unfälle unterbrochen wird. Die technische Versorgungssicherheit ist in Deutschland nach wie vor sehr gut. Sie wird analog der international anerkannten Methoden für Elektrizitätsnetze berechnet. Der sog. SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index) gibt die "durchschnittliche Versorgungsunterbrechung in Minuten je angeschlossenen Letztverbraucher" an.

Insgesamt haben 704 Gas-Netzbetreiber für das Jahr 2008 ca. 66.900 Versorgungsunterbrechungen gemeldet, davon waren 21.000 ungeplant und 45.900 geplant. Umgerechnet auf die Letztverbraucher ergibt sich dadurch in 2008 eine durchschnittliche Nichtverfügbarkeit von Gas in Höhe von einer Minute je angeschlossenen Letztverbraucher⁴⁰. Für das Jahr 2009 liegt noch keine abschließende Auswertung vor, jedoch kann von einem vergleichbar geringen Wert ausgegangen werden.

Im Norden Europas wurde im April 2010 mit dem Bau des Offshore-Teils der Nordstream Pipeline begonnen, die vom russischen Wyborg 1.220 Kilometer durch die Ostsee verläuft, bis sie Deutschland in Lubmin bei Greifswald erreicht. Dieses Projekt zieht auch umfassende Ausbaumaßnahmen in Deutschland nach sich. So wird über die Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (OPAL) das ankommende Erdgas hauptsächlich bis nach Tschechien weitertransportiert und über die noch im Planungsstadium befindliche Nordeuropäische-Erdgas-Leitung (NEL) vom Anlandepunkt in Richtung Rehden in Niedersachsen transportiert.

⁴⁰ Nur ungeplante Unterbrechungen mit spürbaren Auswirkungen auf die Letztverbraucher werden berücksichtigt, wobei Versorgungsunterbrechungen aufgrund höherer Gewalt nicht mit einbezogen sind.

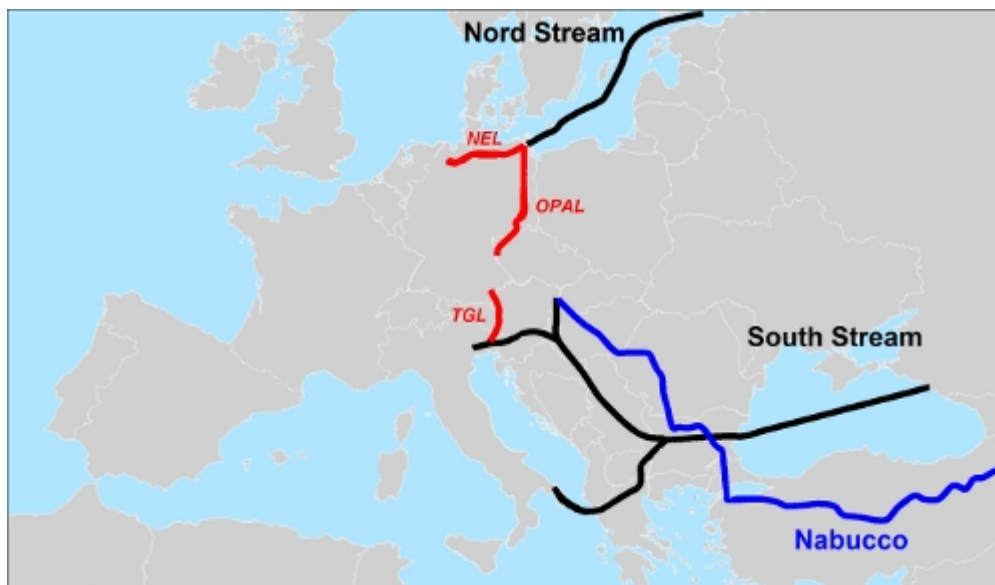


Abbildung 54: Übersicht über die geplanten großen Gasinfrastrukturprojekte

Im Planungsstadium befinden sich gegenwärtig die Tauer gasleitung (TGL), die Deutschland mit Italien und den italienischen LNG-Häfen verbindet, die South-Stream, die russisches Erdgas nach südeuropa transportieren soll und die Nabucco, die darauf ausgerichtet ist, Gas nach Europa zu transportieren, das außerhalb der russischen Einflussphäre zur Verfügung steht. Ebenfalls zu nennen ist die Trans-Adriatic-Pipeline (TAP), die Griechenland mit Italien verbindet, sowie die Verbindung zwischen der Türkei-Griechenland-Italien (Interconnection Turkey-Greece-Italy (ITGI)). Beide Projekte sollen später Gas aus dem kaspischen Raum nach Europa führen. Diese internationalen Projekte bedeuten für Deutschland und Europa eine Diversifizierung der Transportrouten. Wie von den zunehmenden Mengen an in Westeuropa angelandetem Flüssiggas wird von Nabucco bzw. dem südlichen Korridor zusätzlich eine Diversifizierung der Lieferquellen erwartet. Beide Aspekte stärken die Versorgungssicherheit.

Bilanzierung

Die Umstellung der Bilanzierungsregeln im Jahr 2008 bewirkte die eigentliche Öffnung des Gasmarktes in Deutschland. Auf dieser Basis hat sich seitdem der Wettbewerb entfaltet. Allerdings befindet sich das Bilanzierungssystem nach wie vor in der Einführungsphase. Obwohl die Prozesse grundsätzlich etabliert sind, besteht noch ein Abrechnungstau, der sich langsam auflöst. Die Bundesnetzagentur verfolgt fortlaufend die qualitative und quantitative Wirkungsweise des Systems. Hierfür werden u. a. Daten bei den Bilanzkreisnetzbetreibern abgefragt.

Im Frühjahr 2010 war aus bislang nicht abschließend geklärten Gründen der Regelennergiebedarf der Marktgebietsverantwortlichen stark angestiegen, was zu einem entsprechenden Anstieg der Regelennergieumlage geführt hat.

Mit der Mitteilung Nr. 4 zur Festlegung in Sachen Ausgleichsleistungen Gas (GABi Gas), hat die Bundesnetzagentur auf diese Schwierigkeiten reagiert und einen diesbezüglichen Verbändevorschlag aufgegriffen. Gleichzeitig wurde für Ausspeisenetzbetreiber eine Informationsverpflichtung über Abweichungen von Netzkontoständen vorgesehen, die deutlich über die Schwellenwerte des Verbändevorschlages hinausgeht.

Reduzierung der Zahl der Marktgebiete

Nach den großen Zusammenlegungen der Marktgebiete im Jahr 2009 sollen weitere Schritte folgen, um insbesondere in den kleinen Marktgebieten, die bisher vom Wettbewerb weitgehend abgeschnitten waren, für eine Verbesserung der Situation zu sorgen.

Die neue GasNZV konkretisiert die Verpflichtung der Netzbetreiber zur Reduzierung der Marktgebiete dahingehend, dass bis zum 1. April 2011 die derzeit vorhandenen sechs Marktgebiete zunächst auf drei zu reduzieren sind. Ab dem 1. August 2013 dürfen deutschlandweit höchstens noch zwei Marktgebiete existieren. Als eine Möglichkeit zur Marktgebietenkonsolidierung sieht die GasNZV dabei ausdrücklich auch die qualitätsübergreifende Zusammenfassung von H- und L-Gas-Marktgebieten vor.

Um ihrer Verpflichtung zur Marktgebietenreduzierung nachzukommen, prüfen mehrere Netzbetreiber derzeit die Möglichkeiten der Integration von H-Gas- und L-Gas-Marktgebieten. Die Bundesnetzagentur begrüßt diese Diskussion als wichtigen Beitrag zur weiteren Marktgebietenkonsolidierung. Da die weitere Reduzierung der Marktgebiete erheblichen Einfluss auf die Entwicklung der Gasmärkte und die Ausgestaltung des Netzzugangssystems in Deutschland haben wird, wurden die detaillierten Vorschläge von zwei marktgebietenaufspannenden Netzbetreibern für eine qualitätsübergreifende Marktgebietenintegration zur öffentlichen Konsultation gestellt.

Kapazitätsallokation und Engpassmanagement

Während im Elektrizitätssektor die Schaffung langfristig ausreichender Leitungskapazitäten im Vordergrund steht, ist im Gasbereich die effiziente Nutzung der bestehenden Transportkapazitäten von zentraler Bedeutung. Das Monitoring 2010 hat erneut gezeigt, dass feste Kapazitäten zwar fast überall ausgebucht sind und damit anderen Marktteilnehmern nicht mehr zur Verfügung stehen, die tatsächliche physische Auslastung jedoch meist wesentlich geringer ist und die Nutzung durch weitere Transportkunden erlauben würde.

Bereits im Jahr 2009 hat das Bundeskartellamt im Rahmen einer Sektoruntersuchung die „Kapazitätssituation in den deutschen Fernleitungsnetzen“ untersucht und einen ausführlichen Abschlussbericht vorgelegt.⁴¹ Dabei ergab sich, dass viele Grenzübergangspunkte langfristig (d. h. mehr als zwei Jahre) vertraglich ausgebucht sind, und zwar zumeist durch mit den Netzbetreibern im Konzern verbundenen Vertriebsunternehmen. Hieraus könnte die wettbewerbliche Gefahr der Abschottung der nachgelagerten Gasliefermärkte resultieren, insbesondere dann, wenn zusätzlich Entflechtungsvorschriften nur unzureichend umgesetzt würden. Von der Einleitung von Missbrauchsverfahren hat das Bundeskartellamt zunächst mit Blick auf Reformbestrebungen im Rahmen der Novelle der GasNZV und mögliche Reformansätze im EnWG abgesehen. Parallel zur Sektoruntersuchung des Bundeskartellamts führte die Kommission ein Missbrauchsverfahren gegen den E.ON-Konzern durch, das mit einer Verbindlicherklärung von Zusagen abgeschlossen wurde.⁴² Ein Schwerpunkt der neuen GasNZV befasst sich mit der Frage der Kapazitätsbewirtschaftung. So soll das bislang geltende Windhundprinzip („first come first served“) durch eine generelle Auktion der Kapazitäten abgelöst werden. Die Vergabe soll zudem auf einheitlichen Plattformen erfolgen. Damit dürfte eine deutliche Vereinfachung des Buchungsvorgangs und eine Aufhebung von faktischen Zugangsbarrieren für kleine Marktteilnehmer erreicht werden. Auch in der im Juni 2010 von den europäischen Regulierungsbehörden (ERGEG) verabschiedeten europäischen Rahmenleitlinie zur Vergabe von Transportkapazitäten im Gasbereich ist eine deutliche Präferenz für die generelle Versteigerung von Transportkapazitäten dokumentiert. In Bezug auf das Engpassmanagement hat ERGEG Leitlinien entwickelt und die Kommission beabsichtigt, diese in einen Vorschlag für ein Komitologieverfahren zu überführen. Die Leitlinien wurden an die Kommission übermittelt und von ERGEG im September 2010 im Rahmen des „Madrid Forums“ vorgestellt.

⁴¹ Abrufbar unter http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/0912_Abschlussbericht_SU_Gasfernleitungsnetze.pdf

⁴² COMP/B-1/39.317 E.ON Gas.

Die Bundesnetzagentur hat im Februar 2010 ein Festlegungsverfahren eingeleitet, mit dem das Kapazitätsmanagement neu geregelt werden soll. Die Einleitungsverfügung richtet sich an diejenigen Fernleitungsnetzbetreiber, bei denen Transportkapazitäten an Marktgebiets- bzw. Grenzkoppelpunkten gebucht werden können.

Transparenz im Energiehandel

Der Energiehandel in Europa hat stark zugenommen. Die Bedeutung des Elektrizitäts- und Gas-handels steigt. Dies liegt zum einen daran, dass gerade kleine und kommunale Unternehmen durch eine flexiblere Handelsstrategie Wettbewerbsvorteile bei der Belieferung von Kunden generieren können. Zudem ist der Energiehandel sowohl für Energieerzeuger als auch große Energienachfrager ein wichtiges Instrument geworden, um sich gegen Energiepreisschwankungen abzusichern (sog. Hedging). Darüber hinaus ist die zunehmend wichtigere Rolle des Handels insgesamt, speziell aber auch die des Börsenhandels bei der Integration der erneuerbaren Energien zu nennen. Neben Erzeugung und Transport ist der Handel der dritte strategische Pfeiler geworden, mit dem sich die Energiepolitik verstärkt befassen muss. Die Aufsichtsstrukturen im Energiehandel haben daher dieser Entwicklung Rechnung zu tragen.

Die neue wirtschaftliche Bedeutung sowie die forcierte Europäisierung des Elektrizitäts- und Gas-handels erfordern die ständige Optimierung der Handelsmechanismen („Marktdesign“) sowie eine grundlegende Verbesserung der Marktaufsicht, um ebenfalls steigenden Risiken des Marktmissbrauchs (Insiderhandel; Marktmanipulation wie z. B. die Zurückhaltung von Elektrizitätserzeugungskapazitäten bzw. das vorsätzliche „Zubuchen“ von Gasleitungen) entgegenzuwirken.

Daher hatte die Europäische Kommission an die Energie- und Finanzmarktregulierer das Mandat übertragen, die Elektrizitäts- und Gasmärkte auf Anfälligkeit für Marktmissbrauch zu untersuchen. Die Regulierer haben innerhalb einer gemeinsamen Arbeitsgruppe festgestellt, dass die derzeitigen Regelungen der Finanzmarktaufsicht nicht ausreichend sind, um eine angemessene Marktintegrität in den Energiemärkten sicherzustellen.

Die Energie- und Finanzmarktregulierer haben in ihrem Bericht⁴³ aufgezeigt, dass der Energiehandel nur zu einem Teil unter die Marktmissbrauchsrichtlinie fällt. Die beteiligten Behörden (Finanzmarktregulierer, Energieregulierer, Börsenaufsicht etc.) haben keinen vollständigen Überblick über den gesamten börslichen und außerbörslichen Handel. Somit existieren weder ausreichender Schutz noch Regularien und Sanktionen gegen Marktmissbrauch im Energiehandel.

Die europäischen Energie- und Finanzmarktregulierer haben der Europäischen Kommission daher empfohlen, diese Schwachstellen zu beseitigen und sektorspezifische, maßgeschneiderte Regelungen zur Verhinderung von Marktmissbrauch (Marktmanipulation und Insiderhandel) zu schaffen, um die Integrität der Energiegroßhandelsmärkte sicherzustellen. Der Vorschlag der Arbeitsgruppe strebt eine Transparenz der Fundamentaldaten an, also über preisrelevante Informationen, und eine Veröffentlichung der relevanten Informationen über die Handelsgeschäfte sowie ein effizientes Reporting System von den Energieversorgungsunternehmen an die Energieregulierungsbehörden.

In Bezug auf die Veröffentlichung von Daten muss dabei grundsätzlich sichergestellt werden, dass weder wettbewerbsbeschränkende Absprachen oder abgestimmtes Verhalten befördert, noch wettbewerbslose Reaktionsmuster bzw. oligopolistische Rahmenbedingungen auf Erzeuger- bzw. Händlerseite begünstigt werden.

In Betracht gezogen werden sollen zudem auch Märkte wie Emissionshandel sowie Öl bzw. Kohle. Diese Bereiche haben einen unmittelbaren Einfluss auf die Produktionskosten für die Kraftwerke; Schäden durch Marktmissbrauch in diesen vorgelagerten Märkten könnten entsprechend Auswirkungen auf die Elektrizitäts- und Gaspreise haben.

⁴³ CESR and ERGEG advice to the European Commission in the context of the Third Energy Package, Ref. E08-FIS-07-04, October 2008, http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Cross-Sectoral/2008/E08-FIS-07-04_%20MAD%20Advice.pdf

Das Konzept der Energie- und Finanzmarktregulierer ist bei der Kommission positiv aufgenommen worden. Die Kommission ist entschlossen, die Ideen der Regulierer aufzugreifen. Ein Gesetzgebungsvorschlag der Kommission wird voraussichtlich im Herbst 2010 vorliegen. Die von den Energieregulierern vorgeschlagene Transparenz der Fundamentaldaten trägt entscheidend dazu bei, übermäßige Spekulation zu verhindern, da sie den Marktteilnehmern eine Übersicht über die tatsächliche Angebots- und Nachfragesituation ermöglicht. Dies ist eine systemische Begrenzung gegen die Möglichkeiten des Aufbaus extremer Marktpositionen.

Aufgrund der Bedeutung der Transparenz für den Wettbewerb hat sich die Bundesnetzagentur bereits im Vorfeld einheitlicher europäischer Veröffentlichungspflichten intensiv dafür engagiert, die Transparenz insbesondere im Bereich der Erzeugungsdaten zu verbessern.

So konnte erreicht werden, dass die relevanten Daten seit Oktober 2009 zentral auf der Internetseite der EEX veröffentlicht werden (siehe hierzu <http://www.transparency.eex.com/de>). Auf dieser Transparenzplattform werden die wesentlichen Daten für den deutschen Elektrizitätsmarkt zentral veröffentlicht, wie u.a. die installierte Erzeugungskapazität, die geplante Erzeugung, Ausfälle von Kraftwerken sowie die geplante und tatsächliche Elektrizitätserzeugung aus Wind- und Solaranlagen.

Bisher (Stand: 10. November 2010) deckt die EEX-Transparenzplattform nach EEX-Angaben ungefähr 84 Prozent der installierten Leistung ab. Eine Liste der meldenden Kraftwerksbetreiber findet sich auf der Internetseite der EEX. Die Bundesnetzagentur hat daher alle Kraftwerksbetreiber, welche bisher noch nicht an die EEX melden, aufgefordert, ihren gesetzlichen Veröffentlichungspflichten durch eine Veröffentlichung auf den Seiten der EEX nachzukommen. Durch diese Vorgehensweise wird sichergestellt, dass der wesentliche Teil des deutschen Erzeugermarktes in Kürze komplett auf der EEX-Transparenzplattform abgedeckt wird. Die EEX-Transparenzplattform hat durch ihr Informationsangebot und die leichte Bedienbarkeit auch im europäischen Ausland Beachtung gefunden und hat Vorbildcharakter für europäische Lösungen.

Das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 sieht die Einrichtung einer Markttransparenzstelle für den Handel mit Elektrizität und Gas vor. Diese Stelle soll laufend marktrelevante Daten für die Regulierungs-, Wettbewerbs- und andere Aufsichtsbehörden erheben, sammeln und analysieren. Dadurch soll das Vertrauen der Marktteilnehmer in den Wettbewerb gestärkt werden.

Schwerpunkte der kartellbehördlichen Wettbewerbsaufsicht

Die Tätigkeit des Bundeskartellamtes war neben grundlegenden Verfahren der Fusionskontrolle vor allem geprägt von der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht, aber auch von verschiedenen Sektoruntersuchungen sowie der Evaluierung der vom Bundeskartellamt in zentralen Kartell- und Missbrauchsverfahren der letzten Jahre verhängten Maßnahmen.

Fusionskontrolle

In der Fusionskontrolle hatte vor allem die Veräußerung der Stadtwerke-Holding Thüga AG durch den E.ON-Konzern besondere strukturelle Bedeutung für die betroffenen Energievertriebsmärkte.

Das Bundeskartellamt hat insbesondere das Vorhaben mehrerer Stadtwerke, über die eigens dafür gegründete Holding Integra sämtliche Anteile an der Thüga AG vom E.ON-Konzern zu übernehmen, freigegeben. Mit der Thüga AG wurden zahlreiche deutsche Stadtwerke und Regionalversorger aus dem E.ON-Einflussbereich herausgelöst, darunter bedeutende Versorgungsunternehmen mit eigenen Elektrizitätserzeugungskapazitäten und überregionalen Marktauftritten. Dieser Zusammenschluss hat dezentrale Effekte insbesondere auf der Vertriebsstufe bewirkt. Der hier bislang hohe Verflechtungsgrad hat dazu geführt, dass einerseits alternativen Energielieferanten der Zugang zu Weiterverteilern in Deutschland erschwert wird und andererseits der Wettbewerb um die Endkunden reduziert bleibt. Der Zusammenschluss dürfte den Wettbewerb auf den betroffenen Märkten beleben und somit zur Verbesserung der wettbewerblichen Strukturen im Energiesektor beitragen.

Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen

Bei der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen nahm die Preismissbrauchsaufsicht neben der Verfolgung von Behinderungsmissbräuchen in Sachen Konzessionsabgaben eine zentrale Rolle ein. Bei der durch § 29 GWB im Jahre 2007 verschärften Preismissbrauchsaufsicht über Energieversorgungsunternehmen war es auch im Berichtszeitraum das Ziel der kartellbehördlichen Verfahren, die Vorschrift ordnungspolitisch vernünftig umzusetzen und den aufkommenden Wettbewerb nicht zu Lasten alternativer Lieferanten durch preiswirksame kartellbehördliche Maßnahmen zu stören.

Das Bundeskartellamt hat sich daher mit der Preismissbrauchsaufsicht nach §§ 19 und 29 GWB auf Elektrizitäts- und Gasmärkte konzentriert, in denen die Kunden „gefangen“ sind, also nicht oder kaum zwischen alternativen Anbietern wählen können. Auf den Märkten für die Belieferung von Haushaltskunden mit Elektrizität hat das Bundeskartellamt daher die Missbrauchsaufsicht auf den Heizstrommarkt gerichtet. Auch einige Landeskartellbehörden haben im Jahr 2009 Verfahren gegen Heizstromanbieter geführt und abgeschlossen.

Das Bundeskartellamt hat auch seine Missbrauchsverfahren in Sachen Konzessionsabgaben gegen kommunale Gasverteilnetzbetreiber fortgesetzt. Die betroffenen Unternehmen haben ihr Verhalten nach Intervention des Bundeskartellamtes weitgehend aufgegeben.⁴⁴

Wettbewerbsbeschränkungen

Gegen einige Gas- und Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Lieferanten) hat das Bundeskartellamt Verfahren eingeleitet, weil sie durch Weiterverkaufsverbote für Mindestabnahmemengen (zumeist im Zusammenhang mit sog. Take-or-Pay-Klauseln) ihre Wettbewerber behindern. Diese Vereinbarungen beschränken den Wettbewerb auf den Gas- und Elektrizitätsvertriebsmärkten. Auf diesen Märkten werden die betroffenen Abnehmer durch die Weiterverkaufsverbote daran gehindert, selbst das nicht benötigte Erdgas bzw. den nicht benötigten Strom anzubieten, wodurch der Sekundärhandel mit Gas und Elektrizität behindert wird. Viele betroffene Unternehmen haben sich bereits

⁴⁴ Vgl. z.B. Fallbericht B10-71/08 zum Missbrauchsverfahren gegen die Gruppen-Gas- und Elektrizitätswerk Bergstraße AG, abrufbar unter: <http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Kartell/Kartell09/Fallberichte/B10-71-08-Fallbeschreibung.pdf?navid=44>, Stand: 20. Juli 2010.

verpflichtet, diese Praxis aufzugeben. Dadurch erhöht sich die Liquidität an den Elektrizitäts- und Gasmärkten.

Sektoruntersuchungen

Das Bundeskartellamt hat die im März 2009 eingeleitete Sektoruntersuchung der Elektrizitätserzeugungs- und Großhandelsstufe nach § 32e GWB fortgesetzt.

Seine Sektoruntersuchung zur Kapazitätssituation in den Gasfernleitungsnetzen hat das Bundeskartellamt im Dezember 2009 abgeschlossen. Die Untersuchung hat ergeben, dass viele Netzübergangspunkte meist durch konzernverbundene Vertriebsunternehmen langfristig ausgebucht sind und die nachgelagerten Gasliefermärkte so abgeschottet werden können. Seine Erkenntnisse aus der Untersuchung hat das Bundeskartellamt bei der Novellierung der GasNZV eingebracht. Die weitere Entwicklung wird vom Bundeskartellamt beobachtet.

Schließlich hat das Bundeskartellamt auch im Fernwärmesektor eine Sektoruntersuchung eingeleitet. Diese war zum Berichtszeitpunkt noch nicht abgeschlossen.

Evaluierung kartellrechtlicher Verfahren

Das Bundeskartellamt hat im Berichtszeitraum außerdem analysiert, inwieweit die kartellrechtlichen Verfahren der vergangenen Jahre in Sachen langfristige Gaslieferverträge den Wettbewerb tatsächlich verbessert haben. Außerdem hat das Bundeskartellamt im Nachgang der 33 Gaspreismissbrauchsverfahren aus dem Jahr 2007/2008 überprüft, ob die betroffenen Gasversorger ihre verbindlich abgegebenen Zusagen eingehalten haben. Beide Evaluierungen haben ergeben, dass sich die in die Verfügungen gesetzten Erwartungen erfüllt haben. Die Vorgaben zu langfristigen Gaslieferverträgen müssen nicht verlängert werden. Auch auf der Endkundenstufe hat das Bundeskartellamt aufgrund der positiven Ergebnisse keine neuen Gaspreisverfahren eingeleitet. Nur einige Landeskartellbehörden haben im Jahr 2009 Missbrauchsverfahren gegen Gasversorger geführt und abgeschlossen.

Teil II Weitere Marktthemen

Bundeskartellamt; Tätigkeiten u. Verfahren

Entwicklung auf dem Elektrizitätsmarkt

Situation im Erzeugungsbereich

Die Situation im Erzeugungsbereich hat sich im Berichtszeitraum im Vergleich zu 2008 insoweit geändert, als E.ON sich gegenüber der Europäischen Kommission verpflichtet hat, rund 5.000 MW an Erzeugungskapazitäten abzugeben. Zudem ist die installierte Leistung der nach EEG vergüteten Anlagen deutlich gestiegen.

Die im Rahmen der Monitoringabfrage ermittelte Netto-Engpassleistung von Kraftwerken mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens fünf MW (ohne industrielle Erzeugungskapazitäten) hat sich im Berichtszeitraum im Vergleich zum Vorjahreswert leicht erhöht und liegt bei ca. 103.931 MW (Stand: 31 Dezember 2009). Der Anteil der vier großen Erzeugungsunternehmen ist im Vergleich zu 2008 gesunken. Es entfallen insgesamt ca. 82.437 MW, d. h. 79,3 Prozent der Netto-Engpassleistung auf die vier großen Erzeugungsunternehmen (2008: 86.515 MW bzw. 84,7 Prozent). Neben diesen vier Unternehmen verfügt kein weiteres Energieversorgungsunternehmen über einen Anteil von fünf Prozent oder mehr an der Netto-Engpassleistung von Kraftwerken mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens fünf MW (ohne industrielle Erzeugungskapazitäten).

Die im Berichtszeitraum erzeugte Nettoelektrizitätsmenge ist im Vergleich zu 2008 deutlich gesunken. Die Monitoringabfrage hat für das Jahr 2009 eine gesamte Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge von 447,4 TWh ergeben, von der 432,3 TWh in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist wurden. Die Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge der vier großen Erzeugungsunternehmen, die in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist wurde, beläuft sich auf 359,3 TWh, was einem Anteil von 83,1 Prozent entspricht. Auch bei der Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge kommt neben den vier großen Erzeugungsunternehmen kein weiteres Unternehmen auf einen Anteil von mehr als fünf Prozent.

Im Rahmen der Sektoruntersuchung Elektrizitätserzeugung/Elektrizitätsgroßhandel prüft das Bundeskartellamt derzeit umfassend das Vorliegen von Marktbeherrschung auf dem Markt für den erstmaligen Absatz von Elektrizität. Es wendet dabei erstmals die Pivotalanalyse an, d. h. es untersucht die Marktmacht der Unternehmen in Abhängigkeit von der in jeder Viertelstunde technisch verfügbaren Kapazität (ohne Regel- und Reserveenergie, technische Restriktionen und Netzrestriktionen).

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 anders als noch im letzten Berichtszeitraum nunmehr zwischen einem sachlichen Markt für die Belieferung leistungsgemessener Letztverbraucher und drei verschiedenen sachlichen Märkten für die Belieferung nicht-leistungsgemessener Letztverbraucher, nämlich Grundversorgungskunden, Sondervertragskunden und Heizstromkunden.⁴⁵

Der Markt für leistungsgemessene Letztverbraucher umfasst sämtliche Letztverbraucher, deren Verbrauch von elektrischer Energie durch eine registrierende Leistungsmessung erfasst wird (RLM-Kunden). Räumlich ist dieser Markt weiterhin deutschlandweit abzugrenzen.⁴⁶ RLM-Kunden

⁴⁵ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 30. November 2009, Az. B8 – 107/09 – *Integra/Thüga*, Rn. 32 ff., abrufbar unter: <http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Fusion/Fusion09/B8-107-09.pdf>, Stand: 20. Juli 2010.

⁴⁶ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 30. November 2009, Az. B8 – 107/09 – *Integra/Thüga*, Rn. 39.

nehmen 58,5 Prozent der von Letztverbrauchern insgesamt auf der Ebene der Verteilnetze abgenommene Elektrizität ab.

Die Nachfrage nicht-leistungsgemessener Letztverbraucher wird auf der Basis eines Standard-Lastprofils ohne registrierende Leistungsmessung abgerechnet (SLP-Kunden).

Innerhalb der nicht-leistungsgemessenen Letztverbraucher unterscheidet das Bundeskartellamt zwischen drei unterschiedlichen sachlichen Märkten:

Der Markt für die Belieferung von Grundversorgungskunden mit Elektrizität umfasst sämtliche SLP-Kunden, deren Verbrauch zu Allgemeinen Preisen im Sinne des § 36 Abs. 1 EnWG und des § 38 Abs. 1 EnWG abgerechnet wird. Diese Kunden weisen im Gegensatz zu den Sondervertragskunden eine nur geringe Wechselbereitschaft auf und zahlen höhere Tarife. Die Versorgung dieser Kunden übernimmt als Grundversorger das Energieversorgungsunternehmen, das die meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung beliefert; die Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preise der Grundversorgung sind öffentlich bekannt zu machen. Der Vertragsschluss erfolgt regelmäßig ohne schriftliche Vereinbarung durch die Inanspruchnahme von Elektrizität nach § 2 Abs. 2 StromGVV.

Räumlich ist der Markt für die Belieferung der Grundversorgungskunden nach den etablierten Versorgungsgebieten – dem zur Versorgung erforderlichen Niederspannungsnetz – abzugrenzen, da nach § 36 EnWG nur einem Unternehmen die Grundversorgereigenschaft zukommt und dies im Regelfall der etablierte Anbieter ist.

Der Markt für die Belieferung von Sondervertragskunden umfasst alle SLP-Kunden, deren Verbrauch außerhalb Allgemeiner Preise abgerechnet wird. Die Sondervertragskunden zeigen eine erhöhte Wechselbereitschaft gegenüber den Grundversorgungskunden. SLP-Kunden, die bereits in der Vergangenheit ihren Versorger gewechselt haben, wechseln tendenziell häufiger erneut den Lieferanten als Kunden, die in der Grundversorgung geblieben sind. Das zeigt sich daran, dass im Jahr 2009 (bezogen auf die Elektrizitätsabnahmemenge) nur 13,9 Prozent aller Haushaltskunden von alternativen Elektrizitätslieferanten beliefert wurden, obgleich die aufsummierten Wechselquoten über die Jahre 2005 bis 2009 insgesamt 19,8 Prozent betragen. Das Preisniveau zwischen Sonderverträgen und Grundversorgung unterscheidet sich deutlich.

Letztverbraucher	2009 Gesamte Ent- nahmemenge in kWh	2009 Menge der Lieferanten- wechsel in kWh	Wechsel- quote in Prozent	31.Dezember 2009 Anzahl Letztverbraucher	2009 Anzahl Lieferanten- wechsel	Wechsel- quote in Prozent
Leistungsgemessene Letztverbraucher	28.255.019.757	333.707.665	1,18	136	5	3,68
Nicht leistungs- gemessene Letztverbraucher	7.326.545	0	0	9	0	0

Tabelle 4: Lieferantenwechsel in den Netzen der ÜNB (Elektrizität) nach leistungsgemessenen und nicht-leistungsgemessenen Letztverbrauchern

	2009 Gesamte Ent- nahmemenge in kWh	2009 Gesamtmenge der Lieferanten- wechsel in kWh	Wechsel- quote in Prozent	31.Dezember 2009 Anzahl Letztver- braucher	2009 Anzahl Lieferanten- wechsel	Wechsel- quote in Prozent
Letztverbraucher						
Leistungsgemessene Letztverbraucher	256.130.073.835	33.088.352.854	12,92	524.424	119.449	22,78
Nicht leistungsgemes- sene Letztverbraucher	181.712.542.478	11.282.376.405	6,21	47.645.190	2.273.489	4,77
Haushaltskunden						
Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG	141.121.896.901	7.526.851.280	5,33	46.080.253	2.187.906	4,75
Haushaltskunden, die Wärmepumpenstrom bzw. Wärmespeicher- strom beziehen (Teil- menge der vorherge- henden Zeile)	13.881.414.323	61.857.982	0,45	1.895.644	8.787	0,46

Tabelle 5: : Lieferantenwechsel in den Netzen der VNB (Elektrizität) nach leistungsgemessenen und nicht-leistungsgemessenen Letztverbrauchern

Die etablierten Anbieter versuchen die Abwanderung von Kunden insbesondere durch eigene günstige Sondervertragstarife zu verhindern (und nicht durch die Absenkung der Grundvertragsstarife). Räumlich umfasst dieser Markt für die Belieferung von Sondervertragskunden das gesamte Bundesgebiet. Die Sondervertragskunden haben eine große Auswahl an überregional tätigen Elektrizitätslieferanten. Im Jahr 2009 gab es in Deutschland in knapp zehn Prozent aller örtlichen Verteilnetze mehr als 100 unterschiedliche Elektrizitätslieferanten, in 40,5 Prozent aller Netze waren zwischen 51 und 100 Lieferanten tätig und nur in 1,3 Prozent der Netzgebiete gab es lediglich einen einzigen Anbieter. 26,6 Prozent der Lieferanten beliefern Kunden in mehr als zehn Netzgebieten. Zu den 6,5 Prozent der Lieferanten, die sogar in mehr als 300 Netzgebieten Kunden beliefern, gehören insb. Energieversorgungsunternehmen, die keine regionale Bindung aufweisen, sondern sich strategisch als bundesweite Anbieter positionieren.

Der Markt für die Belieferung von Heizstromkunden umfasst SLP-Kunden, die Elektrizität außerhalb allgemeiner Preise zum Betrieb unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen mit dem Zweck der Raumheizung nachfragen.⁴⁷ Heizstromkunden unterscheiden sich von den sonstigen SLP-Kunden insbesondere durch ein abweichendes Nutzerprofil. Die Abnahme variiert in Abhängigkeit von der Außentemperatur und der Tageszeit - Heizstrom wird vor allem nachts nachgefragt - und die durchschnittlich nachgefragten Elektrizitätsmengen übersteigen die Nachfrage sonstiger SLP-Kunden erheblich. Die Preise für Heizstrom sind durchgängig niedriger als die für Haushaltsstrom. Ein wesentlicher Grund dafür ist die Abnahme zu kostengünstigen Off-Peak-Zeiten. Zum Tragen kommt insoweit auch eine unterschiedliche Behandlung von Heizstrom und Haushaltsstrom: Für Heizstrom werden geringere Netzentgelte und niedrigere Konzessionsabgaben erhoben. Wegen der erheblichen Preisunterschiede ist die Substitution zwischen Heizstrom und Haushaltsstrom wirtschaftlich nahezu ausgeschlossen. Die räumliche Marktabgrenzung erfolgt regional nach den etablierten Versorgungsgebieten der jeweiligen Anbieter. Die Verbraucher haben praktisch keinerlei Wechselmöglichkeiten, weil innerhalb eines Versorgungsgebiets nur der lokale Anbieter tätig ist. Bezogen auf die

⁴⁷ Die Abgrenzung eines eigenen Markts für Heizstrom hat das OLG Düsseldorf im einstweiligen Rechtsschutzverfahren als zumindest plausibel anerkannt und wurde auch von der Beschwerdeführerin nicht angegriffen, vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 20. Mai 2010, Az. VI-2 Kart 9/09 (V).

als Wärmepumpenstrom bzw. Wärmespeicherstrom an Haushaltskunden gelieferte Elektrizitätsmenge liegt die Wechselquote bei nur 0,4 Prozent.

Sektoruntersuchung Elektrizitätsgroßhandel

Die im März 2009 vom Bundeskartellamt eingeleitete Sektoruntersuchung im Bereich der Elektrizitätserzeugung und des Elektrizitätsgroßhandels wurde im Berichtszeitraum fortgesetzt. Das Bundeskartellamt untersucht die erhobenen Daten auf Hinweise für missbräuchliche Zurückhaltungen von Erzeugungskapazitäten durch marktstarke Unternehmen. Hierfür wurde ein spezieller Algorithmus entwickelt, mit dem das Bundeskartellamt überprüft, ob die Kraftwerke durch die Erzeugungsunternehmen entsprechend den definierten Kriterien optimal eingesetzt wurden. Dabei geht 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.

Darüber hinaus werden eine Reihe weiterer quantitativer Analysen des deutschen Kraftwerksparks sowie der Marktstruktur vorgenommen. Unter anderem wird der Marktbeherrschungstest um eine Berechnung des Residual-Supply-Indexes (RSI) ergänzt. Mit dem RSI untersucht das Bundeskartellamt, ob die Erzeugungskapazitäten eines Unternehmens notwendig sind, um die Nachfrage zu decken. Ist ein Unternehmen in diesem Sinne pivotal, kann dies als Indiz für das Vorliegen von Marktmacht herangezogen werden. Die Sektoruntersuchung war zum Berichtszeitpunkt noch nicht abgeschlossen.

Maßnahmen gegen wettbewerbsbeschränkende Vereinbarungen

Verfahren zu Weiterverkaufsverboten

Das Bundeskartellamt hat im Berichtszeitraum erste Verfahren gegen Gas- und Elektrizitätslieferanten eingeleitet, deren Lieferverträge ein Weiterverkaufsverbot für Mindestabnahmemengen von Gas bzw. Elektrizität vorsehen. Im Elektrizitätsbereich handelt es sich dabei vor allem um „offene“ Lieferverträge (Vollversorgung) mit Take-or-Pay-Klauseln sowie um Band- und Programmlieferungen. Demnach kann die Situation eintreten, dass der Kunde seiner Mindestabnahmeverpflichtung nachkommen muss, obwohl sein Elektrizitätsbedarf in der Abrechnungsperiode geringer ist, ohne dass ihm dabei die Möglichkeit offen stünde, die von ihm nicht benötigten und gleichwohl zu bezahlenden Mengen an Elektrizität (d. h. die Mindermengen) an Dritte weiter zu veräußern. Zwar werden den Kunden in manchen Lieferverträgen Rückvergütungen für die zu bezahlenden Mindermengen in Aussicht gestellt. Doch diese liegen teilweise deutlich unter dem Marktwert.

Weiterverkaufsverbote verstoßen nach Auffassung des Bundeskartellamts zumindest im Hinblick auf Mindestabnahmemengen gegen das Verbot des § 1 GWB und Art. 101 AEUV. Solche Vereinbarungen beschränken den Wettbewerb auf dem Markt für die Belieferung von Elektrizitäts-Sondervertragskunden sowie gegebenenfalls auf anderen Stromvertriebsmärkten, auf denen die betroffenen Abnehmer den nicht benötigten Strom anbieten könnten. Auf diesen Märkten wird der Sekundärhandel mit Elektrizität behindert. Das Bundeskartellamt beabsichtigt, den betroffenen Lieferanten aufzugeben, die Mindestabnahmemengen vom Weiterverkaufsverbot auszunehmen. Viele betroffene Unternehmen haben sich bereits hierzu verpflichtet, so dass die meisten Verfahren Anfang Juli 2010 mit einer Verfügung nach § 32 b GWB eingestellt werden konnten.⁴⁸

Missbrauchsverfahren

Überprüfung von Heizstrompreisen

Das Bundeskartellamt hat im September 2009 Verfahren wegen des Verdachts des Missbrauchs einer marktbeherrschender Stellung durch das Fordern überhöhter Preise für die Belieferung privater Endkunden mit Elektrizität zum Betrieb von elektrischen Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen, sogenanntem Heizstrom, gegen 19 Unternehmen eingeleitet. Zudem wurden sechs Unternehmen als Vergleichsunternehmen befragt. Alle 25 Unternehmen zusammen verfügen über einen Absatz an Heizstromkunden von ca. 9,7 Mrd. kWh und decken damit ca. 70 Prozent des Heizstrommarktes ab.

⁴⁸ S. <http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/entscheidungen/Kartellrecht/EntschKartellW3DnavidW2636.php>.

Die Verfahren des Bundeskartellamtes betreffen die Zeiträume 2007 bis 2009 und werden für 2007 auf § 19 Abs. 1 i. V. m. Abs. 4 Nr. 2 GWB, für die Zeiträume 2008 und 2009 zusätzlich auf § 29 Satz 1 Nr. 1 GWB, gestützt. Das Amt wendet das räumliche Vergleichsmarktkonzept in Form des Erlösvergleichs an. Für alle betrachteten Kalenderjahre wird ein mengengewichteter Netto-Erlösvergleich durchgeführt, bei dem die um Netzentgelte, Steuern und Abgaben bereinigten Erlöse der betroffenen Unternehmen mit denen von preisgünstigen, aber gleichzeitig kostendeckend arbeitenden Vergleichsunternehmen (insgesamt sechs) verglichen werden. Neben einer Kompensation überhöhter Heizstrompreise strebt das Bundeskartellamt die weitere Öffnung der Heizstrommärkte an. In diesem Sinne sieht es die Veröffentlichung von Heizstromtarifen im Internet, die Erhebung der (niedrigen) Konzessionsabgabe für Elektrizitätssonderverträge sowie die Vorgabe und Veröffentlichung temperaturabhängiger Lastprofile durch die Netzbetreiber als wünschenswert an. Im Übrigen hat das Bundeskartellamt im Zusammenhang mit der Belieferung von Haushaltskunden mit Elektrizität im Jahr 2009 keine Missbrauchsverfahren durchgeführt. Die Gründe hierfür sind die vielerorts bestehenden, umfangreichen Wechselmöglichkeiten der Verbraucher bei der Wahl des Haushaltsstromanbieters.

Entwicklung auf dem Gasmarkt

Sektoruntersuchung Gasfernleitungsnetze des Bundeskartellamtes

Im März 2009 hat das Bundeskartellamt eine Sektoruntersuchung der Kapazitätssituation in den deutschen Gasfernleitungsnetzen nach § 32 e GWB eingeleitet. Die Analysen und Ergebnisse wurden Ende 2009 in einem Abschlussbericht veröffentlicht.⁴⁹

Das Bundeskartellamt hat dabei in Einklang mit den Analysen der Bundesnetzagentur sowie der Monopolkommission⁵⁰ an zahlreichen Ein- und Ausspeisepunkten von Fernleitungsnetzen für den Grenz- bzw. Marktgebietsübergang vertragliche Kapazitätsengpässe festgestellt. Diese wurden vor allem durch langfristige Buchungen eines Großteils der technisch verfügbaren festen Kapazitäten durch einzelne Transportkunden verursacht. Zumeist handelt es sich dabei um Gasvertriebsunternehmen, die vor allem auf der Großhandelsebene tätig und mit dem jeweiligen Netzbetreiber konzernrechtlich verbunden sind. Die Untersuchung erbrachte keine konkreten Anhaltspunkte für strategische Kapazitätshortungen. D. h. langfristigen Kapazitätsbuchungen stehen auf Seiten der Transportkunden zumeist langfristige Gasbezugs- oder Gaslieferverträge mit identischer Laufzeit und Menge sowie identischer Übergabestelle gegenüber. Allerdings sind die Grenz- und Marktgebietsübergangspunkte nach Auffassung des Bundeskartellamtes unter kartellrechtlichen Gesichtspunkten als wesentliche Infrastruktureinrichtungen zu betrachten. Ein Übermaß an Langfristbuchungen an diesen strategisch wichtigen Netzpunkten führt zu einer Abschottung der nachgelagerten Märkte für den Gasgroßhandel und Gaseinzelhandel zu Gunsten der etablierten vertikal integrierten Gasversorger und behindert die übrigen Marktteilnehmer. Es liegen daher Verstöße gegen § 19 Abs. 1 i. V. m. Abs. 4 Nr. 1 GWB und Art. 102 AEUV vor. Da es sich bei Kapazitätsverträgen mit langer Laufzeit um vertikale Vereinbarungen handelt, wäre nach Einschätzung des Bundeskartellamtes alternativ ein Vorgehen nach § 1 GWB und Art. 101 AEUV möglich.

Da eine Novellierung der GasNZV anstand, hat das Bundeskartellamt zunächst darauf verzichtet, einzelne Kartell- und Missbrauchsverfahren einzuleiten.

Das Bundeskabinett hat am 19. Mai 2010 beschlossen, eine mit dem Vorschlag des Bundeskartellamtes vergleichbare Regelung als neuen § 14 in die GasNZV aufzunehmen. Nach Einschätzung des Verordnungsgebers ist zusätzlich eine Änderung des § 115 Abs. 1 EnWG notwendig, um die Altverträge an die Neuregelung der Laufzeiten anzupassen. Nach Auffassung des Bundeskartellamtes ist dies von zentraler Bedeutung für die Beseitigung der wettbewerblichen Probleme durch langfris-

⁴⁹ Abschlussbericht abrufbar unter: http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/0912_Abschlussbericht_SU_Gasfernleitungsnetze.pdf. S. auch Pressemitteilung vom 17. Dezember 2009, abrufbar unter: http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/archiv/PressemeldArchiv/2009/2009_12_17.php, Stand: 20. Juli 2010.

⁵⁰ Vgl. Monopolkommission, Strom und Gas (2009): Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, Sondergutachten gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, S. 139ff. (Kapitel 6.2.2).

tige Kapazitätsbuchungen. Das Bundeskartellamt wird den weiteren Gang des Novellierungsverfahrens daher aufmerksam verfolgen und bei Bedarf eigene Kartell- und Missbrauchsverfahren einleiten. Die Bundesnetzagentur hat zusätzlich ein Verfahren zur Verbesserung des Kapazitätsmanagements eingeleitet. Ziel ist es, die Bedingungen des Drittzugangs weiter zu verbessern und hierdurch die Liquidität des Gashandels weiter zu erhöhen.

Evaluierung der kartellrechtlichen Entscheidungen zu langfristigen Gaslieferverträgen

Das Bundeskartellamt hatte im September 2009 begonnen, die Wirkungen seiner Beschlüsse zu langfristigen Gaslieferverträgen aus den Jahren 2006 bis 2008⁵¹ zu analysieren. Die Untersuchung wurde im Juni 2010 mit der Veröffentlichung eines Evaluierungsberichts⁵² abgeschlossen.

Die Evaluierung hat ergeben, dass sich die Wettbewerbsbedingungen im Gasvertrieb erheblich verbessert haben, so dass nach Auffassung des Bundeskartellamts kein Anlass für eine Verlängerung der 2006 verfügbaren Regelungen bestand. Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass sich die Wettbewerbsbedingungen im kartellrechtlich üblichen Prognosezeitraum auch ohne erneute Vorgaben an die Unternehmen für den Abschluss von Gaslieferverträgen nicht verschlechtern werden. Gleichwohl kann das Bundeskartellamt auch noch zu einem späteren Zeitpunkt Verfahren einleiten, falls zukünftig aufgrund festgestellter Wettbewerbsbeschränkungen erneute mengenabhängige Laufzeitvorgaben erforderlich sein sollten.

Struktur und wettbewerbliche Situation im Einzelhandelsbereich

Die sachliche und räumliche Marktabgrenzung ist gegenüber dem Vorjahr 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 marktbeherrschend.⁵³

Die Monitoringabfrage hat ergeben, dass Lieferantenwechsel zwar deutlich häufiger als noch 2008 stattfinden, die Wechselquoten aber noch immer sehr gering sind. Die wettbewerbliche Entwicklung der Einzelhandelsmärkte im Gasbereich liegt hinter der im Elektrizitätsbereich zurück, die Tendenz geht aber auch hier in Richtung zunehmenden Wettbewerbs.

Letztverbraucher	2009 Gesamte Ausspeise-menge ohne Eigenverbrauch in kWh	2009 Gesamter Lieferanten- wechsel in kWh	Wechsel- quote in Prozent	2009 Anzahl Letzt- verbraucher	2009 Anzahl Lieferanten- wechsel	Wechsel- quote in Prozent
Leistungs- gemessene Letztverbraucher	262.100.750.196	6.989.571.820	2,67	799	63	7,88
Nicht leistungs- gemessene Letztverbraucher	20.032.483	18.500	0	68	2	3

Tabelle 6: Ausspeisemenge sowie Lieferantenwechsel der leistungsgemessenen und nicht leistungsgemessenen Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB

⁵¹ S. dazu die Tätigkeitsberichte des Bundeskartellamts 2003/2004, S. 138, 2005/2006, S. 30 und 131, sowie 2007/2008, S. 113; BGH, B. v. 10. Februar 2009, KVR 67/07, BGHZ 180, 323 – *Langfristige Gaslieferverträge*.

⁵² Abrufbar unter http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/100615_Bericht_ueber_die_Evaluierung_der_Beschluesse_zu_langfristigen_Gasliefervertraegen.pdf. S. auch Pressemitteilung vom 15. Juni 2010: http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/aktuelles/presse/2010_06_15.php, Stand: 20. Juli 2010.

⁵³ Vgl. z. B. Beschluss zu RWE/Energieversorgung Plauen/Stadtwerke Lingen und Stadtwerke Radevormwald (B8-109/09), abrufbar unter: <http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Fusion/Fusion10/B8-109-09.pdf?navid=49>, Stand: 20. Juli 2010.

Letztverbraucher	2009 Gesamte Auspeisemenge ohne Eigenverbrauch in kWh	2009 Gesamter Lieferanten- wechsel in kWh	Wechsel- quote in Prozent	2009 Anzahl Letzt- verbraucher	2009 Anzahl Lieferanten- wechsel	Wechsel- quote in Prozent
Leistungs- gemessene Letztver- braucher	278.196.383.411	24.327.879.198	8,74	204.225	5.948	2,91
Nicht leistungs- gemessene Letztver- braucher	373.999.386.453	15.217.919.422	4,07	13.315.987	468.088	3,52

Tabelle 7: Auspeisemenge sowie Lieferantenwechsel der leistungsgemessenen und nicht leistungsgemessenen Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB

Maßnahmen gegen wettbewerbsbeschränkende Vereinbarungen Weiterverkaufsverbote für Mindestabnahmemengen

Ebenso wie im Elektrizitätsbereich hat das Bundeskartellamt im Gasbereich Verfahren wegen Weiterverkaufsverböten für Mindestabnahmemengen durchgeführt. Hier handelt es sich vor allem um Vollversorgungsverträge mit Take-or-Pay-Klausel sowie um Band- und Programmlieferungen. Die Vereinbarungen führen zu einer Beschränkung des Wettbewerbs auf dem Markt für die Belieferung von industriellen Großkunden (Sondervertragskunden) mit Erdgas. Indem der Sekundärhandel mit Erdgas behindert wird, sind darüber hinaus gegebenenfalls auch andere Gasvertriebsmärkte betroffen, auf denen die Abnehmer das nicht benötigte Gas anbieten könnten. Viele Verfahren konnten zwischenzeitlich gegen Zusagen eingestellt werden.⁵⁴

Maßnahmen gegen den Missbrauch marktbeherrschender Stellungen Überprüfung der in den Gaspreismissbrauchsverfahren getätigten Zusagen

Nach dem Abschluss von 33 Gaspreismissbrauchsverfahren Ende 2008 hat das Bundeskartellamt 2009 und 2010 überprüft, ob die Gasversorger die Zusagen, auf Grund derer die Preismissbrauchsverfahren eingestellt werden konnten, eingehalten haben. Diese Nachprüfung hat ergeben, dass die finanziellen Kompensationen vollumfänglich an die Kunden ausgeschüttet wurden. Zudem wurden Kostensteigerungen von den Versorgern in erheblichem Umfang nicht über höhere Preise an die Kunden weitergegeben bzw. Vertriebspreise stärker abgesenkt als dies kostenseitig angezeigt gewesen wäre. Letzterer Umstand sowie der Rückfluss überzahlter Preise haben somit, bezogen auf die Jahre 2008 und 2009, für die Kunden der betroffenen Unternehmen eine Ersparnis von ca. 444 Mio Euro bewirkt.

Die während der Gaspreisverfahren geäußerten Befürchtungen, das großflächige Vorgehen des Bundeskartellamts könnte neue Anbieter vom Markteintritt abhalten oder die Letztverbraucher könnten bei den etablierten Versorgern verharren, haben sich indessen nicht bestätigt. Dieser Sorge hatte das Bundeskartellamt auch bereits während der Verfahren Rechnung getragen. Beispielsweise hatte es sich in dem wettbewerblich schon weiter entwickelten Markt in Berlin eine strukturelle Zusage geben lassen. Danach musste der etablierte Gasversorger eine Gasnetzkarte zugänglich machen, auf der das gesamte Berliner Gasnetz straßenspezifisch abgebildet ist. Diese Transparenz erleichtert neuen Lieferanten den Markteintritt und fördert den Wettbewerb in Berlin. Insgesamt ist auf der Letztverbraucherstufe seit dem Abschluss der Verfahren eine zunehmende Wettbewerbsintensität zu beobachten.

Im Berichtszeitraum 2009 hat das Bundeskartellamt daher in diesem Bereich keine neuen Preismissbrauchsverfahren gegen Gasversorger eingeleitet.

⁵⁴ Die Zusagenentscheidungen sind seit Anfang Juli 2010 veröffentlicht unter:
<http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/entscheidungen/Kartellrecht/EntschKartellIW3DnavidW2636.php>

Konzessionsabgaben

Das Bundeskartellamt führt weiterhin Missbrauchsverfahren gegen kommunale Netzgesellschaften, die überhöhte Konzessionsabgaben von unabhängigen Gaslieferanten fordern.⁵⁵ Zwölf Verfahren wurden abgeschlossen. Eine Reihe von Verfahren konnte nach sofortiger und vollständiger Aufgabe des Verhaltens beendet werden, in drei weiteren Verfahren ergingen Zusagenentscheidungen nach § 32b GWB.⁵⁶

Ein Verfahren wurde im September 2009 durch eine förmliche Missbrauchsverfügung nach § 32 GWB abgeschlossen. Das Verfahren betraf die GAG Gasversorgung Ahrensburg GmbH in Schleswig-Holstein. Die Stadt Ahrensburg hatte im Jahre 2006 nach Auslaufen des Konzessionsvertrages das lokale Gasverteilnetz durch ihre Tochtergesellschaft, die GAG, übernommen. Mit der Übernahme wurden alle Kunden, die vorher Sondervertragskunden waren, als Tarifkunden eingeordnet. Durch diese Maßnahme versechsfachten sich die Einnahmen aus Konzessionsabgaben. Zugleich forderte die GAG als Netzbetreiberin auch von neuen Wettbewerbern die höhere Konzessionsabgabe für Tarifkunden, obwohl diese nur Sondervertragskunden belieferten. Diese Praxis verstößt nach Ansicht des Bundeskartellamtes gegen die Konzessionsabgabenverordnung (§ 2 Abs. 3, Abs. 6 KAV) und ist deshalb missbräuchlich. Im Laufe seiner Ermittlungen hat das Bundeskartellamt festgestellt, dass in Gebieten, in denen kommunale Gasnetzbetreiber die hohe Konzessionsabgabe erheben, die Wechselquote geringer ist und solche Stadtwerke einem geringeren Wettbewerbsdruck ausgesetzt sind. So konnte die GAG ihren Marktanteil bei der Versorgung von Haushaltskunden von über 90 Prozent noch weiter ausbauen.

Gegen die Missbrauchsverfügung wurde Beschwerde eingelegt; die mündliche Verhandlung steht noch an.⁵⁷

Sektoruntersuchung Fernwärme

Auch im Fernwärmesektor hat das Bundeskartellamt eine Sektoruntersuchung eingeleitet. Anlass hierfür war neben zahlreichen Beschwerden von Verbrauchern die marktbeherrschende Stellung der Fernwärmeversorger innerhalb ihres jeweiligen Netzgebiets, welches gleichzeitig den örtlich und sachlich relevanten Markt darstellt. Auf den betroffenen Märkten bestehen Preissetzungsspielräume, die in einem wettbewerblichen Umfeld nicht gegeben wären. Neben der allgemeinen Marktstruktur inklusive der Fernwärmeerzeugung analysiert das Bundeskartellamt insbesondere die Erlössituation in über 1.000 Fernwärmenetzen in den Kalenderjahren 2007 und 2008.

In einer Entscheidung vom 4. August 2010 hat das OLG Düsseldorf die Marktabgrenzung und den Marktbeherrschungsbefund des Amtes bestätigt.⁵⁸ Zum Berichtszeitpunkt war die Untersuchung noch nicht abgeschlossen.

Einzelhandel; Marktdaten (Elektrizität)

An der Monitoringerhebung 2010 haben sich die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) beteiligt. Die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) der ÜNB betrug zum 31. Dezember 2009 in der Höchstspannungsebene 34.829 km und in der Hochspannungsebene 125 km. Insgesamt belief sich die Anzahl der Zählpunkte abzüglich sog. virtueller Zählpunkte i. S. d. Metering Code2006 in den Netzgebieten der vier ÜNB am 31. Dezember 2009 auf 1.685 Zählpunkte. Davon wiesen 936 Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung auf. Die gesamte Entnahmemenge der 145 (Stand: 31. Dezember 2009) an den Netzen der ÜNB angeschlossenen Letztverbraucher betrug 28,3 TWh im Berichtsjahr 2009.

⁵⁵ Zum Hintergrund der Verfahren siehe Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, S. 243 f. sowie Pressemitteilung des Bundeskartellamtes vom 21. September 2009, abrufbar unter:

http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/archiv/PressemeldArchiv/2009/2009_09_21.php, Stand: 20. Juli 2010.

⁵⁶ Vgl. die Beschlüsse des Bundeskartellamtes in den Fällen Stadtwerke Völklingen GmbH, B10-42/09; Stadtwerke Torgau GmbH, B10-74/08; GGEW, B10-71/08.

⁵⁷ Die Rechtssache ist unter dem Az.: VI-2 Kart. 10/09 [V] vor dem OLG Düsseldorf anhängig.

⁵⁸ S. OLG Düsseldorf, Beschl. v. 4. August 2010, Az. VI 2 Kart 8/09 (V), „Stadtwerke Flensburg“.

	Stichtag				
	22. Mai 2006	21 Juni 2007	12. Juni 2008	29. Juli 2009	22. Juli 2010
Übertragungsnetzbetreiber	4	4	4	4	4
Verteilernetzbetreiber	876	877	855	862	866
Davon Verteilernetzbetreiber mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	799	799	779	787	790

Tabelle 8: Anzahl Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland

Bei der Bundesnetzagentur sind mit Stand 22. Juli 2010 insgesamt 866 Verteilernetzbetreiber (VNB) Elektrizität erfasst. Davon haben sich knapp 800 VNB am Monitoring 2010 der Bundesnetzagentur beteiligt, welche eine Entnahmemenge der Letztverbraucher in Höhe von 439,7 TWh aufweisen. Dies entspricht einer Marktabdeckung von rund 98 Prozent an dem deutschen Elektrizitätsverbrauch aus dem Netz der Allgemeinen Versorgung von 476,0 TWh⁵⁹ im Berichtsjahr 2009 abzüglich der Abgabe an Letztverbraucher der ÜNB in Höhe von 28,3 TWh. Mit Stand 31. Dezember 2009 wurden insgesamt 48.196.504 Letztverbraucher beliefert.

Die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) der von den am Monitoring 2010 teilnehmenden VNB betriebenen Netze summierte sich zum 31. Dezember 2009, differenziert nach den einzelnen Netzebenen wie folgt:

- Höchstspannung	300 km
- Hochspannung	76.774 km
- Mittelspannung	497.005 km
- Niederspannung	1.122.663 km

In den Netzgebieten der VNB Elektrizität betrug die Anzahl der Zählpunkte abzüglich sog. virtueller Zählpunkte i. S. d. MeteringCode2006 insgesamt 49.462.316 Zählpunkte zum 31. Dezember 2009. Davon wiesen 326.604 Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung auf. Insgesamt sind 44.617.519 Zählpunkte Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zuzuordnen, von diesen werden 36.365.738 (81,5 Prozent) vom jeweiligen Grundversorger i. S. d. § 36 Abs. 2 EnWG beliefert. Der Marktanteil der 20 größten VNB (ohne Einbeziehung von Beteiligungen) liegt bei 55 Prozent.

Im Bereich der Elektrizitätsgroßhändler und -lieferanten haben sich rund 900 Unternehmen am Monitoring 2010 der Bundesnetzagentur beteiligt. Von diesen sind ca. 70 Unternehmen ausschließlich als Großhändler, die keine Letztverbraucher beliefern und rund 830 als Lieferanten tätig. Die von den Lieferanten angegebenen Abgabemengen an Letztverbraucher betragen im Berichtsjahr 2009 insgesamt 446,0 TWh. Dies entspricht einer Marktabdeckung von rund 96 Prozent am deutschen Elektrizitätsverbrauch aus dem Netz der Allgemeinen Versorgung von 466,0 TWh⁶⁰ im Berichtsjahr 2009. Die 20 größten Elektrizitätslieferanten (ohne Einbeziehung von Beteiligungen) weisen einen Marktanteil von 49 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 2009 ergeben. Ebenfalls aufgeführt ist der jeweilige prozentuale Anteil der einzelnen Kategorien für die gesamte Entnahme- bzw. Abgabemenge an Letztverbraucher.

⁵⁹ Kalkulierter Näherungswert der Bundesnetzagentur

⁶⁰ Kalkulierter Näherungswert der Bundesnetzagentur exklusive der Elektrizitätsbelieferung über Bahnstromnetze und Infrastrukturstromnetze an Bahnhöfen in Höhe von ca. 10 TWh/a (Anhaltswert).

2009				
Kategorie	Entnahmemengen VNB/ÜNB in TWh	Anteil an Gesamt- summe in Prozent	Abgabemengen Lieferanten in TWh	Anteil an Gesamt- summe in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	131,77	28,4	130,86	29,8
> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr	50,70	10,9	46,26	10,5
> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	74,77	16,1	65,41	14,9
> 2 GWh/Jahr	206,76	44,6	197,08	44,8
Gesamtsumme	464,00	100	439,61	100

Tabelle 9: Summierte Entnahmemengen Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und ÜNB sowie summierte Abgabemengen Letztverbraucher nach Kategorien gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten im Berichtsjahr 2009

Die Tabelle zeigt die bestehende Struktur im Elektrizitätsmarkt. Trotz einer verhältnismäßig geringen Anzahl von großen Industriekunden (16.267) machen diese mengenmäßig ca. 45 Prozent des Elektrizitätsmarktes aus. Kleinere Industrie- und Gewerbekunden (2.722.155) kommen auf einen mengenbezogenen Anteil von ca. 26 Prozent. Die anzahlmäßig größte Kundenkategorie der Haushaltskunden (45.233.200) erreicht mengenbezogen einen Anteil von ca. 29 Prozent des Elektrizitätsmarktes. Der Elektrizitätsabsatz an Industriekunden ist um rund 14 Prozent zurückgegangen, der Elektrizitätsabsatz an Gewerbe- und Haushaltskunden blieb hingegen stabil. Insgesamt ist der Elektrizitätsabsatz somit 2009 um ca. sieben Prozent auf rund 476 TWh zurückgegangen.

Weiterhin in der oben benannten Struktur enthalten sind die Geschäftsbereiche für Ökostrom sowie für Wärmespeicherstrom und Wärmepumpenstrom. Im Berichtsjahr 2009 wurden 3.033.487 Letztverbraucher mit Ökostrom sowie 1.895.644 Letztverbraucher mit Wärmespeicher- und Wärmepumpenstrom beliefert. Die Abgabemengen beliefen sich hierbei für Ökostrom auf 17,4 TWh bzw. für Wärmespeicher- und Wärmepumpenstrom auf 13,9 TWh.

Nach der aktuellen Datenerhebung weisen die vier größten Lieferanten eine Abgabemenge von insgesamt ca. 223,2 TWh an Letztverbraucher im Berichtsjahr 2009 auf. Dies entspricht einem Anteil von ca. 48 Prozent am gesamten Netto-Elektrizitätsverbrauch in Höhe von 466,0 TWh⁶¹ 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 (Allgemeine Versorgung) in Deutschland von 466,0 TWh in 2009 hochgerechnet. Bei Anwendung der Dominanzmethode weisen 2009 drei Unternehmen einen mengenbezogenen Anteil von mindestens fünf Prozent auf. Im Vergleich zum Berichtsjahr 2008 ist der Anteil der vier größten Lieferanten um gut vier Prozent gesunken.

⁶¹ Kalkulierter Näherungswert der Bundesnetzagentur exklusive der Elektrizitätsbelieferung über Bahnstromnetze und Infrastrukturstromnetze an Bahnhöfen in Höhe von ca. 10 TWh/a (Anhaltswert).

2009				
Kategorie	Abgabemengen in TWh	Hochgerechnete Abgabemengen in TWh	Abgabemengen der vier größten Unternehmen in TWh	Anteil an hochgerechneter Summe in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	130,86	138,72	68,43	49,3
> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr	46,26	49,04	21,35	43,5
> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	65,41	69,34	25,11	36,2
> 2 GWh/Jahr	197,08	208,91	108,31	51,9
Gesamtsumme	439,61	466,00	223,20	47,9

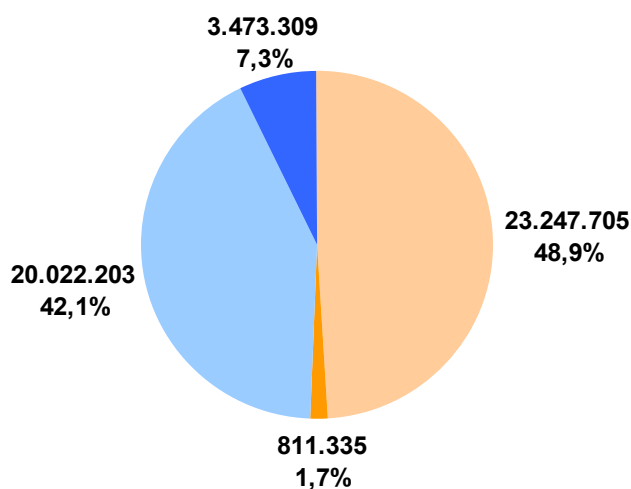
Tabelle 10: Anteile (Anhaltswerte) der vier größten Unternehmen nach Kundenkategorien Letztverbraucher gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten unter Verwendung der Dominanzmethode für 2009

Einzelhandel; Grundversorgung (Elektrizität)

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. Der Anteil der Abgabemenge, die zu den Konditionen der Grundversorgung geliefert wurde, ist im Berichtsjahr 2009 gegenüber 2008 erneut zurückgegangen. Besonders deutlich zeigt sich der Rückgang mit sechs Prozentpunkten bei den Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG. Hier spiegelt sich das (zwar insgesamt weiterhin auf niedrigem Niveau) weiter steigende Wechselverhalten von Haushaltskunden, in der Verringerung der Elektrizitätsmengen die über die Grundversorgung geliefert werden, wieder. Erstmals werden mit rund 60 TWh, weniger als die Hälfte aller Haushaltskunden zu den Konditionen der Grundversorgung beliefert. Dennoch bedeutet dies auch, dass weiterhin rund 45 Prozent der Haushalte weder durch einen Vertrags- noch durch einen Lieferantenwechsel den Wettbewerb auf dem Elektrizitätsmarkt nutzen.

Die Darstellung der Anzahl von Letztverbrauchern, die zu den Konditionen der Grundversorgung beliefert werden, zeigt, dass von allen belieferten Letztverbrauchern 48,9 Prozent (rund 23,2 Mio. Letztverbraucher) Haushaltskunden sind, die über die Grundversorgung beliefert werden. Im Gegensatz dazu machen solche Letztverbraucher, die keine Haushaltskunden sind und zu den Konditionen der Grundversorgung beliefert werden, lediglich 1,7 Prozent aller Letztverbraucher aus. Positiv zu bewerten ist, dass über die Grundversorgung insgesamt rund fünf Prozent aller Letztverbraucher weniger beliefert wurden als im Berichtsjahr 2008.

Belieferung von Letztverbrauchern über die Grundversorgung (Anzahl) Stand 31. Dezember 2009

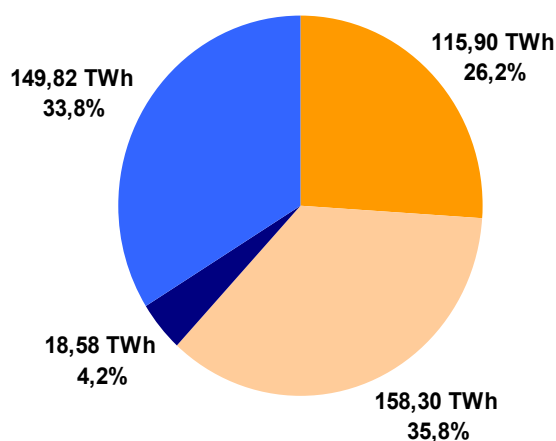


- zu den Konditionen der Grundversorgung belieferte Haushaltskunden
- zu den Konditionen der Grundversorgung belieferte weitere Letztverbraucher
- außerhalb der Grundversorgung belieferte Haushaltskunden
- außerhalb der Grundversorgung belieferte weitere Letztverbraucher

Abbildung 55: Belieferung von Letztverbrauchern über die Grundversorgung (Anzahl) zum Stand 31. Dezember 2009

Weiterhin wurden die Unternehmen gefragt, welche Elektrizitätsmengen sie innerhalb bzw. außerhalb ihrer Grundversorgungsnetzgebiete an alle Letztverbraucher sowie an Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG liefern. Die Elektrizitätsabgabe der Großhändler und Lieferanten teilt sich dabei für das Berichtsjahr 2009 wie folgt auf:

Belieferung von Letztverbrauchern durch den Grundversorger (Menge) in 2009



- Elektrizitätslieferung an Haushaltskunden durch den Grundversorger
- Elektrizitätslieferung an weitere Letztverbraucher durch den Grundversorger
- Elektrizitätslieferung an Haushaltskunden durch einen anderen Lieferanten als den Grundversorger
- Elektrizitätslieferung an weitere Letztverbraucher durch einen anderen Lieferanten als den Grundversorger

Abbildung 56: Belieferung von Letztverbrauchern durch den Grundversorger (Mengen) im Berichtsjahr 2009

Es wurden insgesamt 62 Prozent der gesamten Elektrizitätsmenge von den Grundversorgern an Letztverbraucher geliefert. Diese setzt sich aus 26 Prozent an Haushaltskunden und 36 Prozent an weitere Letztverbraucher zusammen. Andere Lieferanten als der jeweilige Grundversorger eines Netzgebietes lieferten 38 Prozent der gesamten Elektrizitätsmenge an Letztverbraucher. Davon beläuft sich jedoch der Elektrizitätsmengenanteil von Letztverbrauchern, die keine Haushaltskunden sind, auf rund 34 Prozent. Haushaltskunden, die von einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger beliefert wurden, wiesen mit rund vier Prozent einen sehr geringen Anteil an der gesamten Elektrizitätsmenge auf. Daher ist der lokale Grundversorger bei der Belieferung von Haushaltskunden mit einem Anteil von rund 86 Prozent weiterhin sehr dominierend. Positiv festzuhalten ist, dass die Elektrizitätslieferungen von anderen Lieferanten als den Grundversorgern erneut um mehr als einen Prozentpunkt zugenommen haben.

Einzelhandel; Anbieteranzahl (Elektrizität)

Neben den gesetzlich und behördlich herbeigeführten verbesserten Rahmenbedingungen tragen auch Elektrizitätslieferanten auf unterschiedliche Weise zur Erhöhung der Vertrags- und Lieferantenwechsel bei. Um dies zu verdeutlichen, wurden die VNB im Monitoring 2010 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.

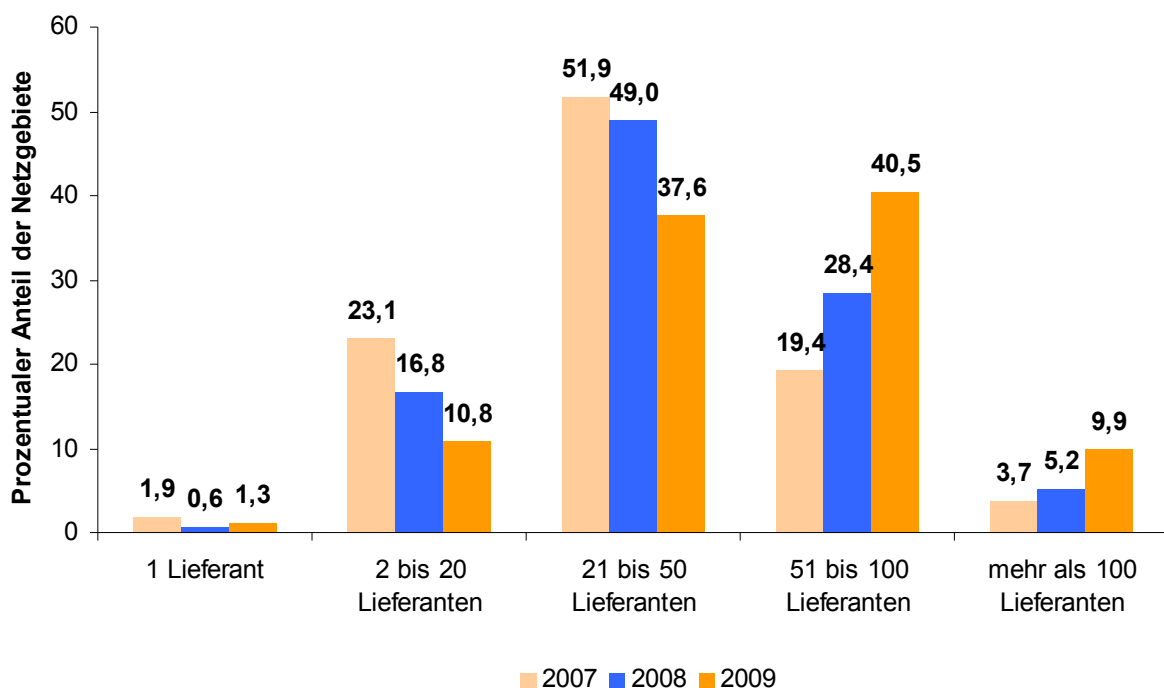


Abbildung 57: Prozentualer Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig sind, gemäß Abfrage VNB

In den Berichtsjahren 2007 und 2008 waren in den meisten Netzgebieten zwischen 21 und 50 Lieferanten aktiv. Im Berichtsjahr 2009 hingegen sind in den meisten Netzgebieten bereits zwischen 51 und 100 Lieferanten aktiv. Ebenso steigt die Anzahl der Netzgebiete, in denen mehr als 100 Lieferanten tätig sind. Durch diese Entwicklung haben Verbraucher eine immer größer werdende Auswahl an möglichen Elektrizitätslieferanten. Insgesamt betrachtet beliefern durchschnittlich 56 Lieferanten die angeschlossenen Letztverbraucher je Netzgebiet. Die Spanne liegt, je nach Netzgebiet, zwischen einem und 478 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 von durchschnittlich 43 Lieferanten je Netzgebiet beliefert. Die Spanne liegt je nach Netzgebiet, zwischen einem und 424 Lieferanten.

Betrachtet man nicht nur den Mittelwert, der sich aus den einzelnen Netzgebieten ergibt, sondern berücksichtigt auch die Einwohneranzahl in den Netzgebieten, 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 Lieferantenauswahlmöglichkeiten der Haushaltskunden dar. Der einwohnergewichtete Mittelwert zeigt, dass Haushaltskunden von durchschnittlich 124 Lieferanten je Netzgebiet beliefert werden.

Dieses Bild wird jedoch durch die Daten der Monitoringerhebung bei den Lieferanten relativiert. Auch die Lieferanten sollten im Monitoring 2010 die Anzahl der Netzgebiete angeben, in denen sie Letztverbraucher bzw. Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG mit Elektrizität beliefern. Durch einen Vergleich der Angaben der Netzbetreiber mit denen der Lieferanten wird klar, dass durchschnittlich 56 Lieferanten pro Netzgebiet, gemessen am möglichen Potential von über 1.000 in Deutschland tätigen Elektrizitätslieferanten, doch nur ca. sechs Prozent darstellen. Dies verdeutlicht, dass nur relativ wenige Elektrizitätslieferanten bundesweit aktiv sind und sich der überwiegende Teil, besonders im Haushaltskundensegment, auf die Belieferung von einzelnen Regionen beschränkt.

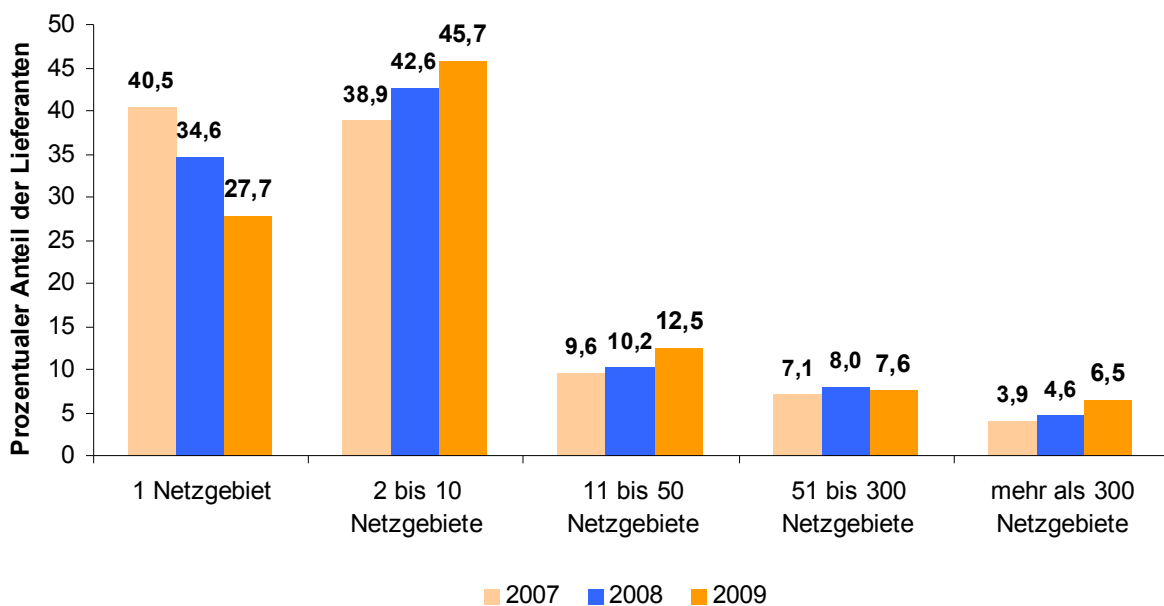


Abbildung 58: Prozentualer Anteil der Lieferanten, die in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten tätig sind, gemäß Abfrage Großhändler/Lieferanten

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 einem, zehn oder sogar mehr als 300 Netzgebieten aktiv sind. Insgesamt betrachtet ist ein Lieferant in durchschnittlich 52 Netzgebieten tätig. Die Spanne liegt, je nach Lieferant, zwischen einem und 847 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 33 Netzgebieten. Die Spanne liegt hier zwischen Null und 847 Netzgebieten je Lieferant.

Einzelhandel; Vertrags- und Lieferantenwechsel von Industrie- und Gewerbekunden (Elektrizität)

Die befragten ÜNB und VNB haben die Menge und Anzahl der Lieferantenwechsel im Berichtsjahr 2009 in ihrem Netzbereich als Gesamtwert und für die jeweiligen vier Kundenkategorien angegeben. Dabei haben sich die in der nachstehenden Tabelle aufgelisteten Summenwerte für die einzelnen Kategorien und den Gesamtwert ergeben.

Kategorie	2009 Lieferantenwechsel in TWh	Anteil an Entnahmemenge in Kategorie in Prozent	2009 Anzahl Lieferantenwechsel	Anteil an Anzahl Letztverbraucher in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	7,53	5,7	2.187.906	4,8
> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr	3,84	7,6	134.903	5,4
> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	10,96	14,7	25.101	11,7
> 2 GWh/Jahr	22,22	10,7	2.543	15,6
Gesamt	44,55	9,6	2.350.453	4,9

Tabelle 11: Lieferantenwechsel Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und ÜNB

Die mengen- und anzahlbezogenen Lieferantenwechselquoten liegen in den Kategorien mit Elektrizitätsentnahmemengen von mehr als 100 MWh/Jahr deutlich über den Quoten von Letztverbrauchern mit geringeren Elektrizitätsentnahmemengen. Die anzahl- sowie mengenbezogene Wechselquote bleibt bei großen Industriekunden mit 15,6 und 10,7 Prozent ungefähr auf Vorjahresniveau. Bei kleineren Industrie- sowie Gewerbekunden hat sich die anzahl- sowie mengenbezogene Wechselquote weiterhin um ein bis zwei Prozentpunkte auf gemittelt rund 13 bzw. rund 6,5 Prozent erhöht. Insgesamt sind im Berichtsjahr 2009 im Segment der Industrie- und Gewerbekunden 162.547 Lieferantenwechsel zu verzeichnen.

Die gesamte anzahl- bzw. mengenbezogene Lieferantenwechselquote ist von 2008 auf 2009 leicht um 0,2 bzw. 0,5 Prozentpunkte gestiegen. Dieser Anstieg ist fast ausschließlich auf steigende Wechselquoten bei kleinen Industrie- sowie Gewerbekunden zurückzuführen, die Wechselquoten bei großen Industrie- wie auch Haushaltskunden stagnierten im Berichtsjahr 2009.

Neben den Wechselquoten ist es ebenfalls wettbewerbsrelevant, von welchen Elektrizitätslieferanten Industrie- und Gewerbekunden beliefert werden. Aus dieser Information können Rückschlüsse darauf gezogen werden, ob im Bereich der Industrie- und Gewerbekunden von einem regionalen oder überregionalen Markt ausgegangen werden kann.

Belieferung von Industrie- und Gewerbekunden, Stand 2009

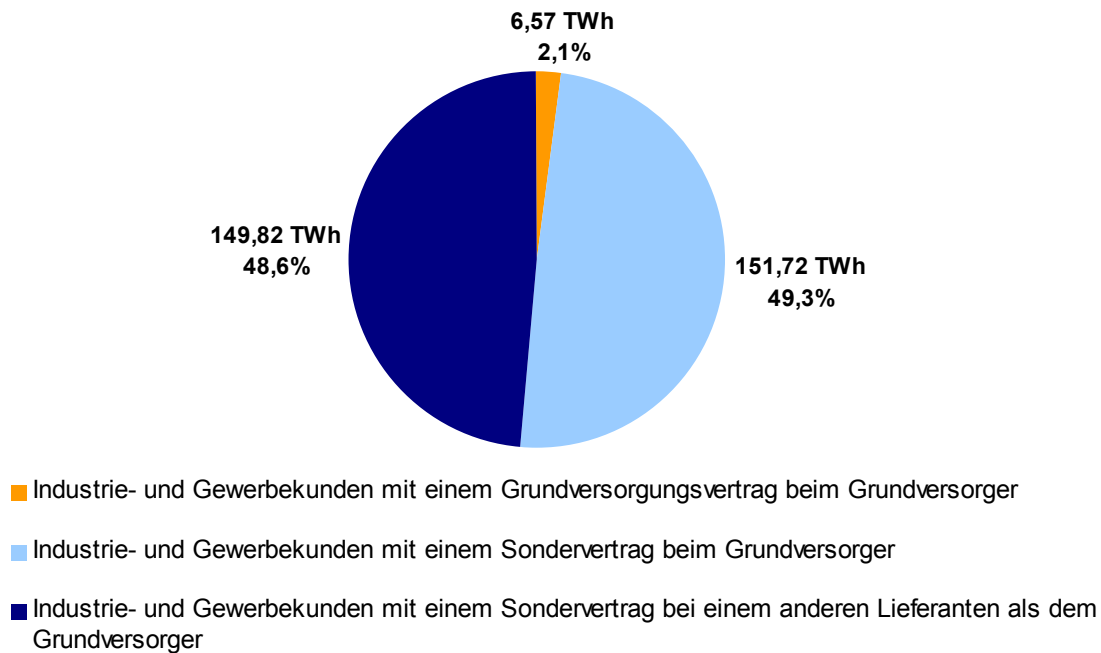


Abbildung 59: Belieferung von Industrie- und Gewerbekunden, Stand 2009

Mit Stand 2009 befinden sich von Industrie- und Gewerbekunden lediglich 2,1 Prozent in der Grundversorgung. Diese 2,1 Prozent repräsentieren ausschließlich kleinere Gewerbekunden, so dass von den großen Gewerbekunden sowie den Industriekunden kein Unternehmen über die Grundversorgung beliefert wird. 49,3 Prozent werden vom Grundversorger über einen alternativen Vertrag beliefert und 48,6 Prozent werden von einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger beliefert. Da somit knapp die Hälfte aller Industrie- und Gewerbekunden von einem anderen Lieferanten als dem lokalen Grundversorger beliefert werden, kann von einem überregionalen Markt ausgegangen werden. Allerdings bringt die Zusammenfassung der beiden Kundenkategorien eine gewisse Unschärfe in die Aussage, da der Großteil der Gewerbekunden vom jeweiligen Grundversorger und der Großteil der Industriekunden von einem anderen Versorger, als dem jeweiligen Grundversorger beliefert wird. Im Weiteren ist der Markt um die Belieferung von Industriekunden zwar ein bundesweiter Markt, welcher jedoch von einigen wenigen Unternehmen dominiert wird.

Einzelhandel; Preisniveau für Industrie- und Gewerbekunden (Elektrizität)

Die Darstellungen des Einzelhandelspreisniveaus basieren auf den folgenden Abnahmefällen:

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

Für Industriekunden (ermäßigter Stromsteuersatz) ergibt sich folgende Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus:

**Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Industriekunden
(ermäßigter Stromsteuersatz) zum 1. April 2010**

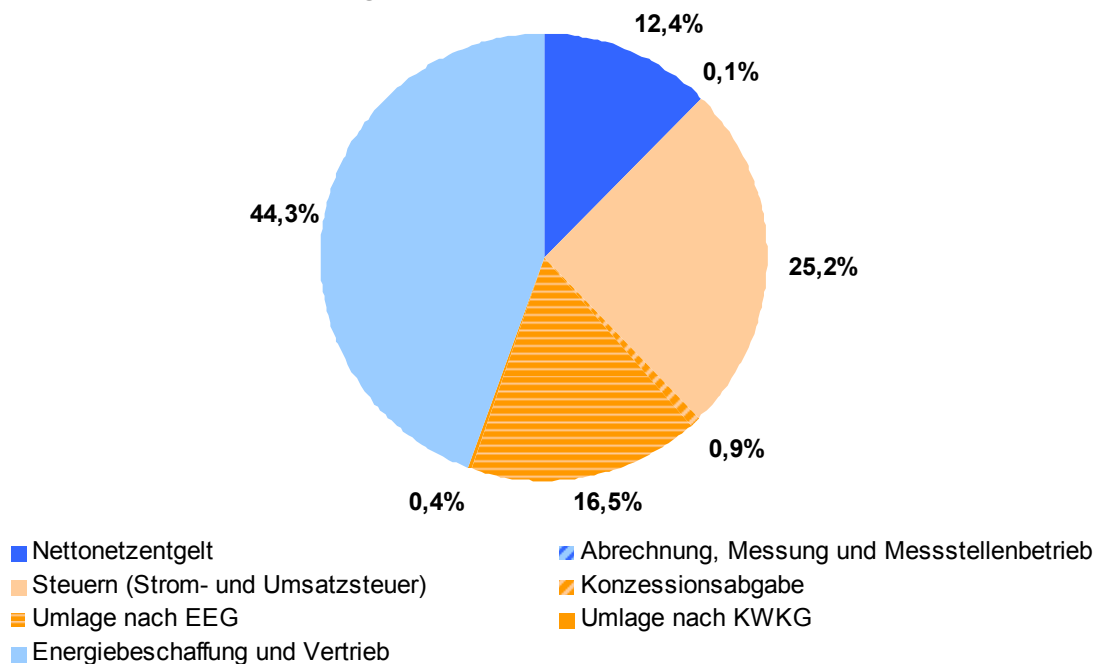


Abbildung 60: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus Industriekunden (ermäßigter Stromsteuersatz) zum 1. April 2010

Wie die Abbildung zeigt, haben die Nettonetzentgelte (inklusive Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb) einen Anteil von 12,5 Prozent am gesamten Elektrizitätspreis der Industriekunden. Die Steuern (Strom- und Umsatzsteuer) summieren sich auf einen Anteil von ca. 25 Prozent, die Abgaben auf rund 18 Prozent. Somit haben die Abgaben erstmalig einen größeren Anteil am Elektrizitätspreis für Industriekunden als die Netzentgelte. Hierbei fällt besonders die gestiegene EEG-Umlage ins Gewicht, welche bei den Industriekunden einen Anteil von 16,5 Prozent des Gesamtpreises ausmacht. Den mit Abstand größten Anteil am Gesamtelektrizitätspreis für Industriekunden hat der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ mit aktuell ca. 44,5 Prozent inne.

Bei der Angabe der Industriekundenpreise wurden die antwortenden Lieferanten angehalten, eine plausible Abschätzung auf Basis der am 1. April 2010 geltenden Konditionen für die Abrechnung von Kunden ihres Unternehmens mit einer dem Abnahmefall vergleichbaren Abnahmestruktur vorzunehmen. Hierbei haben 300 Unternehmen Angaben zu ihren Tarifen innerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes und 200 Unternehmen Angaben zu ihren Tarifen außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes eingereicht. Die Auswertung der Antworten von 250 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) in der Kategorie Industriekunden mit ermäßigtem Stromsteuersatz⁶² innerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete sowie die Auswertung der Antworten von 170 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) in der Kategorie Industriekunden mit ermäßigtem Stromsteuersatz außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete hat zu den in der nachstehenden Tabelle dargestellten Ergebnissen geführt.⁶³

⁶² Für die Kategorie Industriekunden (Produzierendes Gewerbe/ermäßigter Stromsteuersatz) wurden folgende ergänzende Annahmen getroffen: Bei dieser Kategorie 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).

⁶³ 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

Industriekunden (mengengewichtet) 1. April 2010	außerhalb des Grundversorgungs- netzgebietes	innerhalb des Grundversorgungs- netzgebietes	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Nettonetzentgelt	1,53	1,53	12,4
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	0,9
Umlage nach EEG	2,03	2,03	16,5
Umlage nach KWKG	0,05	0,05	0,4
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	3,15	3,10	25,2
Energiebeschaffung und Vertrieb	5,61	5,45	44,3
Gesamtpreis	12,50	12,29	100,0

Tabelle 12: Durchschnittliches Einzelhandelspreinsniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 1. April 2010 für Industriekunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Das hier nicht dargestellte arithmetisch gemittelte Preisniveau für Industriekunden ist mit jeweils rund 14 ct/kWh deutlich über dem mengengewichteten Preisniveau angesiedelt. Dies zeigt, dass große Lieferanten derzeit deutlich geringere Preise anbieten als kleinere Lieferanten und erklärt, warum die vier größten deutschen Lieferanten weiterhin einen Marktanteil von über 50 Prozent im Bereich der Industriekunden inne haben. Der Vergleich des Preisniveaus innerhalb und außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete zeigt, dass regionale Grundversorger nur deshalb Industriekunden an sich binden können, weil sie günstigere Preise anbieten als andere Wettbewerber. Dieses Anpassen der lokalen Elektrizitätslieferanten auf oder sogar unter das Preisniveau anderer Wettbewerber ist ein Indiz für einen überregionalen Wettbewerb.

Für die Preise der Gewerbekunden haben 650 Unternehmen Angaben zu ihren Tarifen innerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes und 370 Unternehmen Angaben zu ihren Tarifen außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes vorgelegt. Die Auswertung der Antworten von 620 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) in der Kategorie Gewerbekunden mit Stromsteuerregelsatz innerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete sowie die Auswertung der Antworten von 300 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) in der Kategorie Gewerbekunden mit Stromsteuerregelsatz außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete hat zu den in der nachstehenden Tabelle dargestellten Ergebnissen geführt.⁶⁴

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.

⁶⁴ 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.

Gewerbekunden (mengengewichtet) 1. April 2010	außerhalb des Grundversorgungs- netzgebietes	innerhalb des Grundversorgungs- netzgebietes	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Nettonetzentgelt	4,72	4,72	21,9
Entgelt für Abrechnung	0,07	0,07	0,3
Entgelte für Messung	0,04	0,04	0,2
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,06	0,06	0,3
Konzessionsabgabe	1,15	1,15	5,4
Umlage nach EEG	2,05	2,05	9,5
Umlage nach KWKG	0,13	0,13	0,6
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	5,58	5,47	25,4
Energiebeschaffung und Vertrieb	8,08	7,81	36,3
Gesamtpreis	21,89	21,52	100,0

Tabelle 13: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 1. April 2010 für Gewerbekunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Das nicht dargestellte arithmetisch gewichtete Preisniveau für Gewerbekunden ist mit ca. 21,4 ct/kWh innerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete fast genauso hoch wie das mengengewichtete Preisniveau. Außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete ist das arithmetische Preisniveau mit 22,2 ct/kWh jedoch deutlich höher als das mengengewichtete Preisniveau. Dies zeigt, dass ein Großteil der alternativen Anbieter nicht für einen preislichen Wettbewerb sorgt. Der Vergleich des Preisniveaus innerhalb und außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete zeigt das gleiche Bild wie bei Industriekunden. Die regionalen Grundversorger können Gewerbekunden nur deshalb an sich binden, weil sie günstigere Preise anbieten als andere Wettbewerber. Dieses Anpassen der lokalen Elektrizitätslieferanten auf oder sogar unter das Preisniveau anderer Wettbewerber ist auch hier ein Indiz für einen überregionalen Wettbewerb.

Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung der mengengewichteten Mittelwerte der Netzentgelte, Steuern, sonstigen staatlich veranlassten Preisbestandteile, „Energiebeschaffung und Vertrieb“ sowie der Gesamtelektrizitätspreise für Industrie- und Gewerbekunden innerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete im Zeitraum 1. April 2009 bis 1. April 2010 in ct/kWh. Darüber hinaus wird die prozentuale Veränderung der jeweiligen Preisbestandteile aufgezeigt. Die Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb werden auf Grund der besseren Vergleichbarkeit zum Vorjahr in den Preisbestandteil Nettonetzentgelte integriert.

Elektrizitätspreisentwicklung 1. April 2009 zu 1. April 2010				
mengengewichteter Mittelwert	Industriekunde ermäßigter Stromsteuersatz		Gewerbekunde Stromsteuer-Regelsatz	
	in ct/kWh	in Prozent	in ct/kWh	in Prozent
Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	+0,11	+7,7	-0,10	-2,0
Konzessionsabgabe	+0,00	+0,0	-0,01	-0,9
Umlage nach EEG	+0,80	+65,0	+0,87	+73,7
Umlage nach KWKG	+0,00	+0,0	-0,10	-43,5
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	+0,03	+2,3	+0,08	+1,5
Energiebeschaffung und Vertrieb	-0,54	-9,0	-0,33	-4,1
Gesamtpreis	+0,40	+3,4	+0,44	+2,1

Tabelle 14: Entwicklung des mengengewichteten Preisniveaus der Industrie- und Gewerbekunden (Elektrizität)

In der Kategorie der Industriekunden (ermäßigter Stromsteuersatz) ist der Preisbestandteil für „Energiebeschaffung und Vertrieb“ im Jahr 2010 erneut um 0,54 ct/kWh bzw. rund neun Prozent gesunken. War eine Preissenkung in diesem Bereich im Vorjahr nur den Industriekunden vorbehalten, so sind hier im Jahr 2010 auch Senkungen bei den Gewerbe- und Haushaltskunden zu verzeichnen. Allerdings fällt die Weitergabe der gesunkenen Großhandelspreise bei Industriekunden weiterhin deutlicher aus als bei anderen Kundengruppen. Dieser Sachverhalt ist zum einen auf andere Elektrizitätsbeschaffungsstrukturen der Lieferanten für Industriekunden im Vergleich zu anderen Kundengruppen zurückzuführen, zeigt aber ebenso, dass auf Grund von höherem Wettbewerbsdruck eine Preissenkung einen Industriekunden weiterhin schneller erreichen muss als z. B. einen Haushaltskunden, um Kundenverluste zu vermeiden. Im Gegenteil zum Vorjahr sank der Gesamtpreis für Industriekunden jedoch nicht, sondern stieg um 0,40 ct/kWh bzw. 3,4 Prozent an. Dies ist zu einem geringen Teil auf die um 0,11 ct/kWh bzw. 7,7 Prozent gestiegenen Netzentgelte zurückzuführen. Den Großteil der Preiserhöhung macht jedoch die um 0,80 ct/kWh bzw. 65 Prozent angestiegene Umlage nach dem EEG aus. Die gestiegene EEG-Umlage ist jedoch nicht in voller Höhe dem Ausbau Erneuerbarer Energien zuzurechnen, vielmehr beruht ein erheblicher Teil der Erhöhung auf deutlich gesunkenen Großhandelspreisen, welche zu einem Anstieg der Differenz zwischen der EEG-Durchschnittsvergütung und den durchschnittlichen Beschaffungskosten für Elektrizität führen. Einen weiteren Teil stellt die Umbuchung der Kosten für Ausgleichs- und Regelleistung dar. Diese wurden vor 2010 noch als EEG-Veredelungskosten in den Netzentgelten berücksichtigt, werden nun jedoch transparent in der EEG-Umlage ausgewiesen. Der Kosteneffekt, der letztlich auf den steigenden Ausbau der Erneuerbaren Energien zurückzuführen ist, hätte rein rechnerisch knapp 0,4 ct/kWh betragen. Durch die veränderten Vorgaben zu den EEG-Profileservicewerten traten jedoch auch entlastende Effekte auf. Zusammenfassend kann nach Verrechnung der gegenläufigen Effekte für 2010 eine Belastung von etwa 0,2 ct/kWh direkt dem zunehmenden Ausbau der Erneuerbaren Energien zugeordnet werden.

Nachdem im Jahr 2009 der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ noch der Hauptgrund für die deutliche Preiserhöhung im Gewerbekundensegment war, ist er im Jahr 2010 um 0,33 ct/kWh gesunken. Auch die Netzentgelte und die Umlage nach KWKG sind mit 0,10 ct/kWh deutlich sowie die Konzessionsabgabe mit 0,01 ct/kWh leicht gesunken. Bedingt durch die Steigerung der Umlage nach EEG um 0,87 ct/kWh bzw. ca. 74 Prozent stiegen die Elektrizitätspreise für Gewerbekunden jedoch um durchschnittlich 0,44 ct/kWh bzw. um ca. zwei Prozent an.

Entwicklung der Industrie- und Gewerbekundenpreise 2006 bis 2010 (mengengewichtete Mittelwerte)

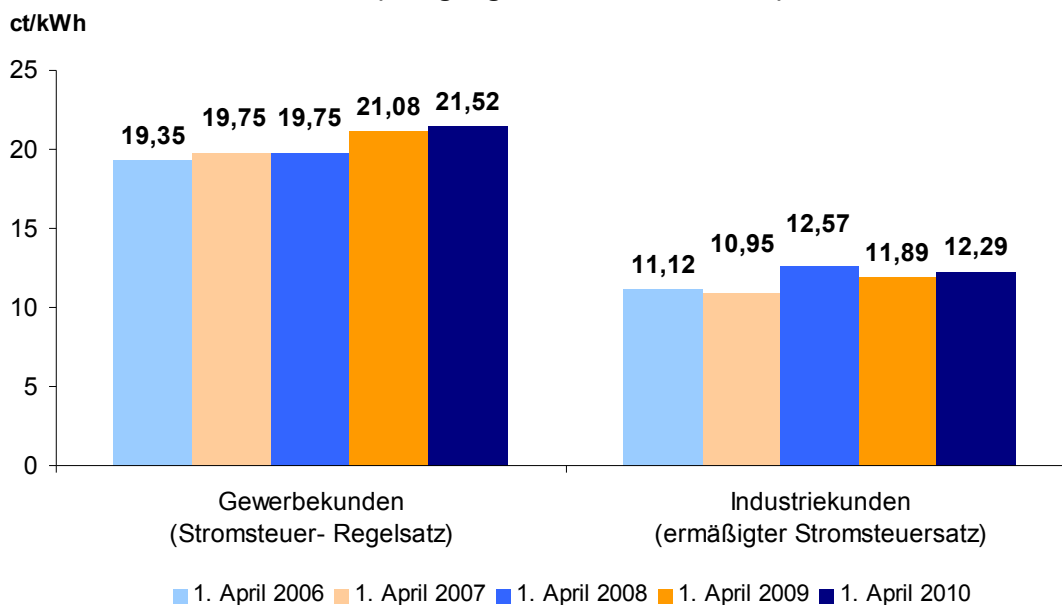


Abbildung 61: Entwicklung der mengengewichteten Industrie- und Gewerbekundenpreise von 2006 bis 2009

Bei einer Betrachtung der Elektrizitätspreise für Gewerbekunden über die letzten vier Jahre ist insgesamt eine Steigerung um 2,17 ct/kWh bzw. um plus 11,2 Prozent festzustellen. Diese ist ungefähr zu gleichen Teilen auf gestiegene Abgaben wie auch auf den gestiegenen Preisbestandteilen „Energiebeschaffung und Vertrieb“ zurückzuführen. Die gestiegenen Abgaben sind hierbei auf die gestiegene Umlage nach dem EEG zurückzuführen. Fraglich bleibt in diesem Zusammenhang jedoch warum der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ für Gewerbekunden in den letzten vier Jahren um 1,6 ct/kWh gestiegen ist, während er im selben Zeitraum für Industriekunden um ca. 0,5 ct/kWh sank.

Wie in der Abbildung ebenfalls zu erkennen ist, weisen die Industriekundenpreise keine gleichförmige Preissteigerung auf. Sie unterliegen, aufgrund von kurzfristigeren Beschaffungsstrategien, Preisschwankungen nach oben wie auch nach unten. Daher ist in den letzten vier Jahren insgesamt eine Elektrizitätspreiserhöhung für Industriekunden von 1,17 ct/kWh bzw. plus 10,5 Prozent festzustellen. Dennoch bedeutet diese moderate Preiserhöhung eine erhebliche Mehrbelastung, welche speziell bei den Elektrizitätspreisen für Industriekunden, im Gegensatz zu anderen Kundengruppen, überwiegend auf die seit 2006 deutlich gestiegenen Abgaben zurückgeführt werden kann.

Einzelhandel; Vertrags- und Lieferantenwechsel von Haushaltskunden (Elektrizität)

Gegenüber der Belieferung von Industrie- und Gewerbekunden zeigen sich im Bereich der Haushaltskunden gemäß der folgenden Darstellung deutlich niedrigere Werte für die erfolgten Vertrags- und Lieferantenwechsel.

Vertrags- und Lieferantenwechsel von Haushaltskunden, Stand 2009

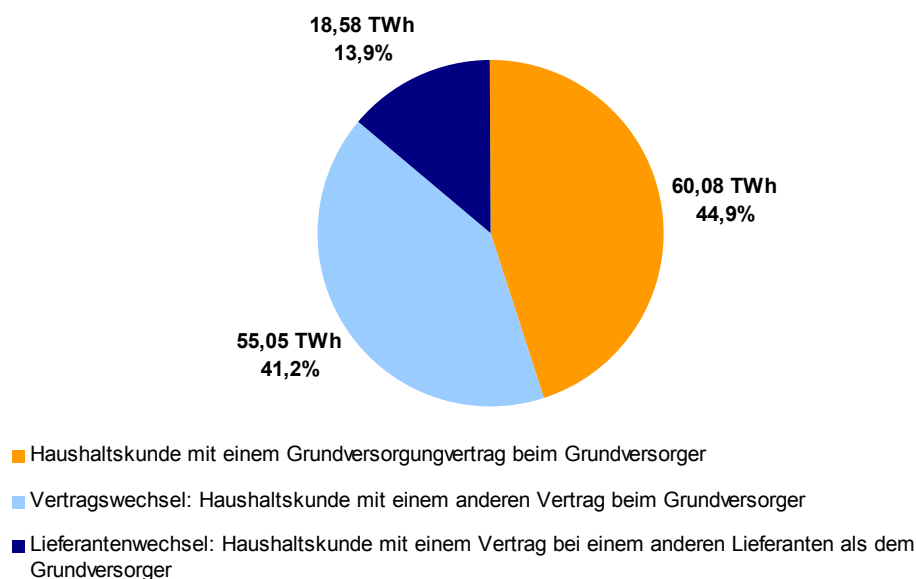


Abbildung 62: Vertrags- und Lieferantenwechsel von Haushaltskunden

Von den Haushaltskunden sind mit Stand des Berichtsjahres 2009 rund 45 Prozent in der Grundversorgung. Gut 41 Prozent haben einen anderen Vertrag mit ihrem Grundversorger abgeschlossen und knapp 14 Prozent der Haushaltskunden werden von einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger beliefert.

Die Menge der über die Grundversorgung belieferten Haushaltskunden ist im Jahre 2009 um gut sechs Prozentpunkte zurückgegangen, dabei hat die Menge der Vertragswechsel um ,3,5 Prozentpunkte und die Menge der Lieferantenwechsel um ca. 2,5 Prozentpunkte zugenommen. Von den Haushaltskunden, welche die Grundversorgung verlassen, entscheiden sich mehr Kunden für einen Vertragswechsel bei ihrem Grundversorger, als zu einem neuen Lieferanten zu wechseln. Auf Grund dieses Kundenverhaltens bleibt die regionale Dominanz der Grundversorger, mit einem Anteil von gut 86 Prozent an der Haushaltskundenbelieferung, weiterhin erhalten.

Im Bereich der Vertragswechsel ist festzustellen, dass die durchschnittliche Entnahmemenge von Haushaltskunden, die einen Vertragswechsel durchgeführt ca. 3.900 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. 3.300 kWh.

Im Bereich der Lieferantenwechsel zeigt sich, dass der Anteil der Haushaltskunden mit einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger in Höhe von 13,9 Prozent im Vergleich mit den seit 2005 ermittelten, aufsummierten Lieferantenwechselquoten für Haushaltskunden von 19,8 Prozent niedriger ausfällt.⁶⁵ Dies zeigt, dass die Ermittlung kumulierter Lieferantenwechselquoten durch die einfache Aufsummierung jährlicher 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 2009 betrachtet, so ist festzustellen, dass knapp die Hälfte 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 2009 gegenüber 2008 deutlich erhöht.

⁶⁵ „≤ 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.

Dass ein Großteil der Lieferanten keine Neukundenakquisition betreibt, zeigt sich auch darin, dass nur 20 Prozent der Lieferanten kein Hindernis bei der Neukundenakquisition sehen.

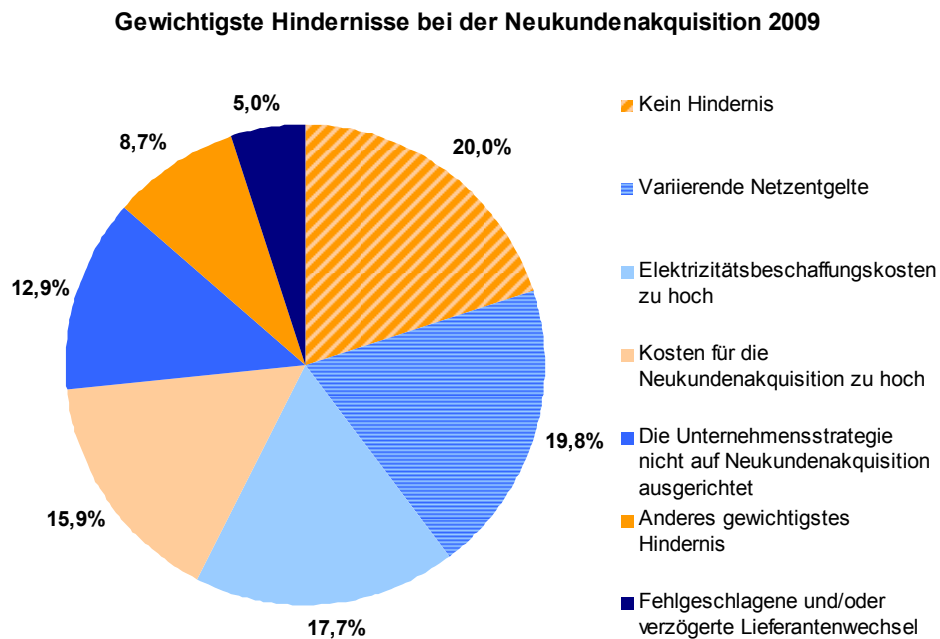


Abbildung 63: Gewichtigste Hindernisse bei der Neukundenakquisition 2009 gemäß Abfrage Großhändler/Lieferanten

Das gewichtigste Hindernis bei der Neukundenakquisition sehen knapp 20 Prozent der Befragten in der erschwerten flächendeckenden Vermarktung der Stromprodukte, welche aufgrund von variierenden Netzentgelten auftreten. Knapp 18 Prozent sehen die zu geringen Margen bei der Neukundenakquisition aufgrund von zu hohen Elektrizitätsbeschaffungskosten als gewichtiges Hindernis an. Zu hohe Kosten bei der Neukundenakquisition werden von etwa 16 Prozent der Lieferanten als gewichtiges Hindernis angegeben. Etwa 13 Prozent der Lieferanten geben an, dass die Unternehmensstrategie z. B. aufgrund des Örtlichkeitsprinzips oder auf Vorgabe von Anteilseignern erst gar nicht auf Neukundengewinnung ausgerichtet ist. Ein anderes als die aufgeführten Hindernisse wird von knapp neun Prozent angegeben. Hierbei wird zumeist auf „Dumpingpreise“ von anderen Wettbewerbern und auf verspätete oder unterjährige Änderungen der Netzentgelte verwiesen. Als geringstes Hindernis werden mit rund fünf Prozent die fehlgeschlagenen und/oder verzögerten Lieferantenwechsel angegeben.

Einzelhandel; Preisniveau für Haushaltskunden (Elektrizität)

Mit der Monitoringabfrage 2010 wurden die Großhändler und Lieferanten gebeten, das aktuelle durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau ihres Unternehmens (Preisstand 1. April 2010) 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. Bei Haushaltskunden war im Monitoring 2010 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, zu unterscheiden.

Die Darstellung des Einzelhandelspreisniveaus basiert auf dem folgenden Abnahmefall:

- Haushaltskunden: Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, darunter 1.300 kWh Nachtstrom (Schwachlaststrom),⁶⁶ Versorgung in Niederspannung (0,4 kV) (Standardwohnung 90 m²) (sofern bei Haushaltskunden keine Zweitarifmessung erfolgt, war der Wert auf der Basis einer Belieferung mit Eintarifmessung anzugeben.)

Bei einer Mengengewichtung über alle Tarife (Grundversorgung, Vertragswechsel und Lieferantenwechsel) konnte zum 1. April 2010 folgende Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden festgestellt werden:

Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert) für Haushaltskunden zum 1. April 2010

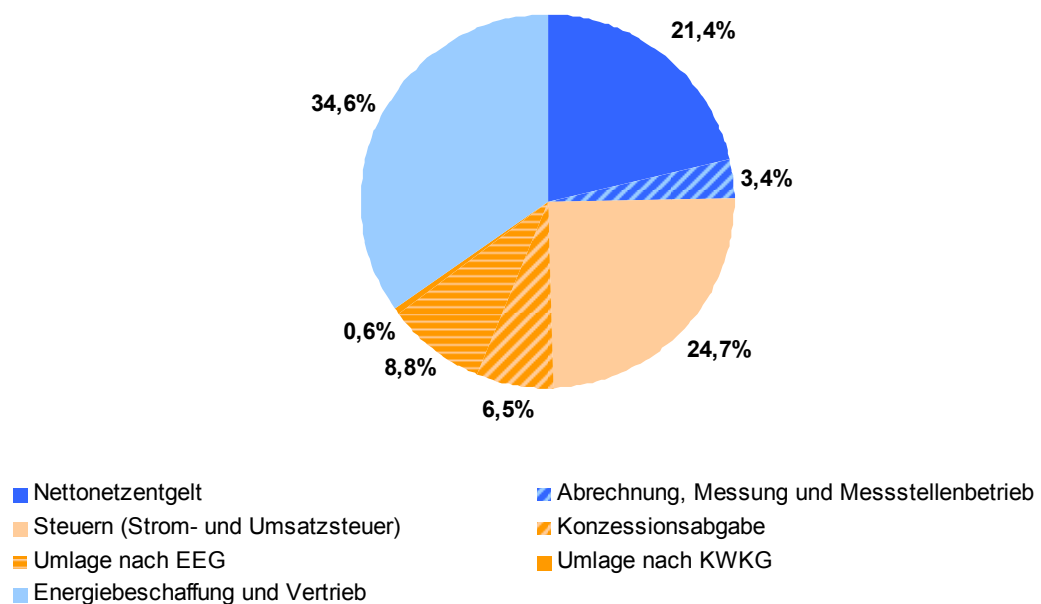


Abbildung 64: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden zum 1. April 2010

Im Vergleich zu 2009 haben sich die Anteile am Elektrizitätspreis im Jahr 2010 lediglich im Bereich der Abgaben sowie bei Energiebeschaffung und Vertrieb geändert. Der größte Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ ist hierbei, aufgrund von sinkenden Großhandelspreisen, um rund drei Prozentpunkte zurückgegangen. Dem gegenüber haben die Abgaben, bedingt durch die deutlich gestiegene EEG-Umlage, um gut drei Prozentpunkte zugenommen. Durch den Wegfall der EEG-Veredlungskosten aus den Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber ist der Anteil der Netzentgelte (inklusive Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb) nahezu identisch zu 2009. Ebenfalls ist der Anteil der Steuern nahezu unverändert geblieben.

Bezogen auf 2006 ist der Anteil der Steuern konstant geblieben. Zwar wurde die Mehrwertsteuer in 2007 erhöht, dafür ist jedoch der Anteil der Strom- bzw. Ökosteuern leicht gesunken. Der Anteil der Abgaben ist mit gut 2,5 Prozentpunkten leicht angestiegen. Während hierbei die Umlage nach KWKG gesunken und die Konzessionsabgabe leicht gestiegen ist, hat sich die Umlage nach EEG deutlich erhöht. Der Anteil der Netzentgelte ist mit rund 14,5 Prozentpunkten am deutlichsten gesunken, während der Anteil für Energiebeschaffung und Vertrieb mit knapp zwölf Prozentpunkten am deutlichsten gestiegen ist. Es zeigt sich, dass im Wesentlichen eine Verschiebung innerhalb des unternehmerischen Anteils des Elektrizitätspreises stattgefunden hat.

In den folgenden zwei Tabellen werden die Ergebnisse der Erhebung des aktuellen durchschnittlichen Einzelhandelspreisniveaus zum 1. April 2010 für Haushaltskunden aufgeführt. Es werden die

⁶⁶ Eine separate Ausweisung des Schwachlaststromes ist für Haushaltskunden in Deutschland eher untypisch.

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 2010 der Mittelwert unter Berücksichtigung der Abgabemenge an Haushaltskunden des jeweiligen Unternehmens in der dazugehörigen Kundenkategorie im Berichtsjahr 2009 berechnet.

Insgesamt wurden für die Belieferung über die Grundversorgung 670 Tarife, außerhalb der Grundversorgung 650 Tarife sowie außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes 420 Tarife angegeben. Die Auswertung der dargestellten Tabelle basiert dabei für die Grundversorgung auf den Angaben von 640 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert), für Tarife außerhalb der Grundversorgung auf den Angaben von 600 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) und für Tarife außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes auf den Angaben von 360 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert).

Haushaltskunden (mengengewichtet) 1. April 2010	Grund- versorgungstarif	Tarif außerhalb der Grundversorgung (Vertragswechsel)	Tarif außerhalb des Grundversorgungs- netzgebietes (Lieferantenwechsel)
Nettonetzentgelt	5,01	5,01	5,01
Entgelt für Abrechnung	0,34	0,34	0,34
Entgelte für Messung	0,10	0,10	0,10
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,35	0,35	0,35
Konzessionsabgabe	1,52	1,52	1,52
Umlage nach EEG	2,06	2,06	2,06
Umlage nach KWKG	0,13	0,13	0,13
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	5,85	5,74	5,71
Energiebeschaffung und Vertrieb	8,49	7,84	7,68
Gesamtpreis	23,87	23,10	22,91

Tabelle 15: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 1. April 2010 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 im Grundversorgungsnetzgebiet, ist das arithmetisch gemittelte geringer als das mengengewichtete Preisniveau. Kleinere Lieferanten sind also zumeist günstiger als größere Lieferanten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass viele kleinere Lieferanten nur Kunden in ihrem Grundversorgungsnetzgebiet versorgen. Da diese kleineren Lieferanten nicht die Möglichkeit nutzen bzw. nicht nutzen können, Kunden in anderen Netzgebieten zu akquirieren, bieten sie in der Regel keine Tarife außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes an. Somit stellt der Tarif bei Vertragswechsel den Tarif dar, mit dem sich kleinere Lieferanten dem Wettbewerb stellen. Größere Lieferanten, die in mehreren Netzgebieten tätig sind, verfügen hingegen über einen weiteren Tarif außerhalb ihres Grundversorgungsnetzgebietes. Da sich größere Lieferanten erst mit diesem Tarif dem Wettbewerb stellen, besteht für sie die Möglichkeit, bei den Tarifen mit Vertragswechsel höhere Preise anzusetzen.

Bei einem Lieferantenwechsel, also bei Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete, liegt das arithmetisch gemittelte über dem mengengewichteten Preisniveau. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die preisgünstigen Lieferanten die meisten Kunden gewinnen konnten und

somit in der Kategorie „Belieferung außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes“ auch die größten Elektrizitätsmengen aufweisen.

Insgesamt bleibt die Grundversorgung die teuerste Art der Elektrizitätsbelieferung, preislich günstiger wird es bei einem Vertrags- oder Lieferantenwechsel. Hierbei fällt auf, dass sich die Tarife bei Vertragswechseln den Tarifen bei Lieferantenwechseln annähern. Zwar muss bei der Interpretation der Annäherung der Tarifkategorien auch betrachtet werden, dass sich die Tarifkategorie des Lieferantenwechsels aus Angeboten von Grundversorgern die in anderen Netzgebieten aktiv sind und aus Angeboten von neuen Lieferanten zusammensetzt⁶⁷. Dennoch ist deutlich erkennbar, dass ein Großteil der Grundversorger auf die günstigeren Preise der alternativen Anbieter reagiert. Daher wurden auch die Tarife bei Vertragswechseln von 2009 auf 2010 bei ca. 43 Prozent der am Monitoring beteiligten Lieferanten gesenkt.

Entwicklung Haushaltskundenpreise 1. April 2009 zu 1. April 2010	Grund- versorgungstarif in Prozent	Tarif außerhalb der Grundversorgung (Vertragswechsel) in Prozent	Tarif außerhalb der Grundversorgungs- netzgebiete (Lieferantenwechsel) in Prozent
Preise erhöht	52	56	75
Preise nicht erhöht	34	1	2
Preise gesenkt	14	43	23

Tabelle 16: Preiserhöhungen und –senkungen im Haushaltskundensegment vom 1. April 2009 zum 1. April 2010

Die Bandbreite für Energiebeschaffung und Vertrieb der gemeldeten Haushaltskundentarife liegt zwischen rund fünf und 14 ct/kWh. Unter Einbeziehung der Bonifikationen beträgt die Bandbreite sogar ca. vier bis 14 ct/kWh.

Da die regionalen Unterschiede wie z. B. unterschiedliche Netzentgelte oder Konzessionsabgaben durch die ausschließliche Betrachtung des Preisbestandteiles „Energiebeschaffung und Vertrieb“ bereits berücksichtigt sind, zeigt die Differenz von rund zehn ct/kWh das maximale Einsparpotential bei einem Lieferantenwechsel ohne Einbeziehung von Vorauskasse oder Paketpreisen auf. Bei einem durchschnittlichen Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ im Grundversorgungstarif von ca. 8,5 ct/kWh verbleibt eine Differenz von maximal 4,5 ct/kWh. Somit beträgt das Einsparpotential für einen Haushaltskunden (3.500 kWh) der die Grundversorgung verlässt durchschnittlich bis zu 160 Euro im Jahr. Daher fordert die Bundesnetzagentur besonders Haushaltskunden dazu auf, die Wettbewerbsmöglichkeiten im Elektrizitätsmarkt intensiver zu nutzen.

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 hatten die Möglichkeit 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. Es lassen sich zum 1. April 2010 folgende Ergebnisse für Sondertarife, also Tarife außerhalb der Grundversorgung (in sowie außerhalb der Grundversorgungsnetze) feststellen.

⁶⁷ Hierbei bieten immer mehr Grundversorger in anderen Netzgebieten ihre Stromprodukte an, allerdings zu Preisen die im Durchschnitt deutlich höher sind als die Preise die sie bei einem Vertragswechsel im eigenen Versorgungsgebiet anbieten. Neue Anbieter hingegen bieten im Mittel deutlich günstigere Tarife an.

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen (Stand 1. April 2010)	Haushaltskunden (Vertragswechsel)		Haushaltskunden (Lieferantenwechsel)	
	Anzahl Tarife	Durchschnittliche Menge	Anzahl Tarife	Durchschnittliche Menge
Mindestvertragslaufzeit	310	9 Monate	270	9 Monate
Preisstabilität	170	15 Monate	170	14 Monate
Vorkasse	60	12 Monate	40	12 Monate
einmalige Bonuszahlung	60	40 Euro	80	45 Euro
Paketpreis	20		15	
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	110		90	

Tabelle 17: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskundenkategorie (Elektrizität)

Die Mindestvertragslaufzeit beläuft sich bei 580 Haushaltskundentarifen auf durchschnittlich neun Monate. Bei 340 Tarifen wurde eine Preisstabilität von durchschnittlich 15 bzw. 14 Monaten angegeben. 35 Tarife bieten die Möglichkeit eines Paketpreises und 100 Tarife die Möglichkeit einer Vorkassezahlung für durchschnittlich zwölf Monate im Voraus, an. Andere Sonderbonifikationen und -regelungen wurden bei 200 Tarifen angegeben. Weiterhin wurde für 140 Tarife eine durchschnittliche Bonuszahlung von einmalig 40 Euro bei einem Vertragswechsel und einmalig 45 Euro bei einem Lieferantenwechsel aufgezeigt. Während sich bei fast allen Sonderbonifikationen und -regelungen kaum Änderungen zum Vorjahr ergeben haben, ist bei den Bonuszahlungen ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen. Dies gilt sowohl für die erhöhte Anzahl von Tarifen die eine Bonuszahlung beinhalten, wie auch für die um durchschnittlich rund zehn Euro angestiegene Höhe der einmaligen Bonuszahlung.

Um dem Sachverhalt gerecht zu werden, dass immer weniger Kunden über die Grundversorgung beliefert werden, erfolgt eine weitere Elektrizitätspreisdarstellung. Es wird ein über alle Tarife mengengewichteter Haushaltskundenpreis eingeführt anstatt auf die repräsentative Grundversorgung zu verweisen. Hierbei werden die einzelnen Tarifkategorien wie bisher mengengewichtet sowie zusätzlich je nach Marktanteil der jeweiligen Tarife nochmals gewichtet.

Haushaltskunden 1. April 2010	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Nettonetzentgelt	5,01	21,4
Entgelt für Abrechnung	0,34	1,5
Entgelte für Messung	0,10	0,4
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,35	1,5
Konzessionsabgabe	1,52	6,5
Umlage nach EEG	2,06	8,8
Umlage nach KWKG	0,13	0,6
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	5,79	24,7
Energiebeschaffung und Vertrieb	8,11	34,6
Gesamtpreis	23,42	100,0

Tabelle 18: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden mit Stand 1. April 2010

Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung des über alle Tarife mengengewichteten Mittelwertes der Netzentgelte, Steuern, sonstigen staatlich veranlassten Preisbestandteile, „Energiebeschaffung und Vertrieb“ sowie der Gesamtelektrizitätspreise für Haushaltskunden (1. April 2009 bis 1. April 2010) in ct/kWh. Darüber hinaus wird die prozentuale Veränderung der jeweiligen Preisbestandteile

aufgezeigt. Die Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb werden auf Grund der besseren Vergleichbarkeit in den Preisbestandteil Nettonetzentgelte integriert.

Elektrizitätspreisentwicklung 1. April 2009 zu 1. April .2010		
Haushaltskunden (über alle Tarife mengengewichtet)	in ct/kWh	in Prozent
Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	+0,01	+0,2
Konzessionsabgabe	+0,04	+2,7
Umlage nach EEG	+0,86	+71,7
Umlage nach KWKG	-0,10	-43,5
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	+0,11	+1,9
Energiebeschaffung und Vertrieb	-0,25	-3,0
Gesamtpreis	+0,67	+3,0

Tabelle 19: Entwicklung des über alle Tarife mengengewichteter Preisniveaus für Haushaltskunden (Elektrizität)

Der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“, welcher sich im Jahr 2009 noch als Hauptgrund für den deutlichen Preisanstieg erwies, ist im Jahr 2010 um 0,25 ct/kWh bzw. rund drei Prozent gesunken. Zwar ist bei Industriekunden noch ein sehr viel deutlicherer Rückgang zu beobachten, dennoch wirken sich die seit der zweiten Jahreshälfte 2008 gesunkenen Großhandelspreise erstmalig auch dämpfend auf den Preisanstieg für Haushaltskunden aus.

Auch die Umlage nach KWKG ist gesunken und die Konzessionsabgaben und Netzentgelte haben sich nur minimal erhöht. Bedingt durch die deutliche Steigerung der Umlage nach EEG um 0,86 ct/kWh bzw. knapp 72 Prozent stiegen die Elektrizitätspreise für Haushaltskunden jedoch um durchschnittlich 0,67 ct/kWh bzw. rund drei Prozent an. Die gestiegene EEG-Umlage ist jedoch nicht in voller Höhe dem Ausbau Erneuerbarer Energien zuzurechen, vielmehr beruht ein erheblicher Teil der Erhöhung auf deutlich gesunkenen Großhandelspreisen, welche zu einem Anstieg der Differenz zwischen der EEG-Durchschnittsvergütung und den durchschnittlichen Beschaffungskosten für Elektrizität führen. Einen weiteren Teil stellt die Umbuchung der Kosten für Ausgleichs- und Regelernergie dar. Diese wurden vor 2010 noch als EEG-Veredelungskosten in den Netzentgelten berücksichtigt, werden nun jedoch transparent in der EEG-Umlage ausgewiesen. Der Kosteneffekt, der letztlich auf den steigenden Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführen ist, hätte rein rechnerisch knapp 0,4 ct/kWh betragen. Durch die veränderten Vorgaben zu den EEG-Profileservicewerten traten jedoch auch entlastende Effekte auf. Zusammenfassend kann nach Verrechnung der gegenläufigen Effekte für 2010 eine Belastung von etwa 0,2 ct/kWh direkt dem zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien zugeordnet werden.

Entwicklung der Haushaltskundenpreise 2006 bis 2010 (mengengewichtete Mittelwerte)

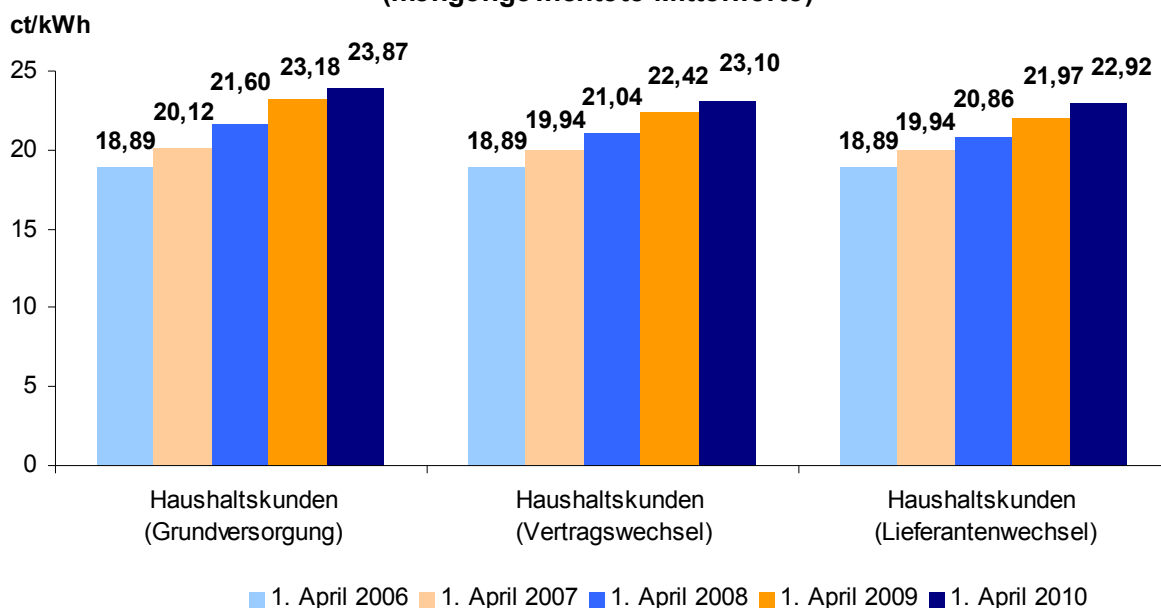


Abbildung 65: Entwicklung der Haushaltskundenpreise 2006 bis 2010 in ct/kWh

In den letzten vier 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 rund fünf ct/kWh bzw. plus 26,4 Prozent und auch die günstigeren Haushaltskundentarife bei Lieferantenwechsel haben sich um rund vier ct/kWh bzw. plus 21,3 Prozent erhöht.

Der unternehmerische Anteil des gesamten Elektrizitätspreises besteht aus den Preisbestandteilen Elektrizitätsbeschaffung, Vertrieb und Netzentgelt. Der staatlich bedingte Anteil setzt sich aus Steuern und Abgaben zusammen. Somit erscheinen auf den ersten Blick die staatlich bedingten Preisbestandteile mit einer Zunahme von insgesamt 2,4 ct/kWh (unternehmerische Preisbestandteile insgesamt plus 2,1 ct/kWh) hauptsächlich für den Elektrizitätspreisanstieg von 2006 bis 2010 verantwortlich zu sein. Bezüglich der Preiserhöhungen der letzten Jahre ist allerdings zu bedenken, dass zum Einen die im Absolutbetrag steigenden Steuern den staatlich verursachten Kosten zugerechnet werden, obwohl diese zum Teil lediglich die unternehmerische Preiserhöhung verstärken. Zum Anderen wird die staatlich herbeigeführte Netzentgeltsenkung dem unternehmerischen Anteil des Elektrizitätspreises zugerechnet, was sich dämpfend auf diesen Anteil auswirkt.

Seit 2006 wurden die Netzentgelte für Haushaltskunden regulierungsbedingt um 1,5 ct/kWh gesenkt. Innerhalb der Abgaben ist die Konzessionsangabe seit 2006 leicht angestiegen, die Umlage nach KWKG zurückgegangen und die Umlage nach EEG deutlich gestiegen. Somit haben sich die Abgaben aufgrund der Umlage nach EEG von 2006 bis 2010 insgesamt um ca. 1,2 ct/kWh erhöht, womit sich der Anteil der Abgaben am Gesamtelektrizitätspreis von rund 13 auf knapp 16 Prozent erhöht hat. Der Anteil von „Energiebeschaffung und Vertrieb“ ist von 2006 bis 2010 von gut 23,5 auf gut 34,5 Prozent bzw. um 3,6 ct/kWh gestiegen. Es zeigt sich bei Betrachtung der Elektrizitätspreise exklusive Steuern, dass der Haushaltskundenpreis von 2006 bis 2010 lediglich aufgrund von „Energiebeschaffung und Vertrieb“ (plus 3,6 ct/kWh) sowie der Umlage nach EEG (plus 1,2 ct/kWh) gestiegen ist. Bei einer Netto-Betrachtung ausschließlich der gestiegenen Preisbestandteile (also ohne Berücksichtigung der Netzentgeltsenkung sowie der Steuern) wird deutlich, dass der unternehmerische Anteil am Elektrizitätspreisanstieg ungefähr dreimal so groß ist wie der staatlich bedingte Anteil. Hierbei muss jedoch bedacht werden, dass Kosten, welche in den zur Beginn der Regulierung noch überhöhten Netzentgelten ausgewiesen wurden, nun in den Preisbestandteilen berücksichtigt, in denen sie entstehen. Demnach können Erhöhungen in anderen Preisbestandteilen,

wie z. B. „Vertrieb“ und „Umlage nach EEG“, teilweise auch eine Folge der Netzentgeltssenkung sein.

Da in der dargestellten Zeitreihe eine Erhöhung der Umsatzsteuer von 16 auf 19 Prozent stattgefunden hat, müssen die Steuern bei einer vollständigen Analyse der Preiserhöhung mit einbezogen werden. Hierbei werden die Steuern dem Preisbestandteil zugeordnet, welcher die Steuererhöhung verursacht hat. So hat die Erhöhung der Umsatzsteuer einen Anteil von 0,6 ct/kWh am Elektrizitätspreisanstieg. Die verbleibende Steuererhöhung von 0,5 ct/kWh ist dem Umstand geschuldet, dass sich andere Preisbestandteile erhöht haben, welche dann aufgrund der prozentualen Berechnung der Umsatzsteuer zu einer Steuererhöhung geführt haben. Diese Steuererhöhung wird nun auf die verschiedenen Preisbestandteile verursachungsgerecht aufgeteilt. Mit dieser Vorgehensweise entfallen auf die Abgaben rund 1,4 ct/kWh der Elektrizitätspreiserhöhung seit 2006, „Energiebeschaffung und Vertrieb“ kommt auf einen Anteil von 4,2 ct/kWh. Somit zeigt sich bei verursachungsgerechter Einbeziehung der gestiegenen Steuern, dass die Elektrizitätspreiserhöhung von 2006 bis 2010 hauptsächlich auf „Energiebeschaffung und Vertrieb“ (+4,2 ct/kWh), die Umlage nach EEG (+1,4 ct/kWh) sowie die Umsatzsteuererhöhung (+0,6 ct/kWh) zurückgeführt werden kann. Bei einer Brutto- Betrachtung ausschließlich der gestiegenen Preisbestandteile (also ohne Berücksichtigung der Netzentgeltssenkung), ist der unternehmerische Anteil am Elektrizitätspreisanstieg demnach doppelt so groß ist wie der staatlich bedingte Anteil.

Es zeigt sich, dass der staatlich bedingte Anteil am Elektrizitätspreis somit nicht der ausschlaggebende Grund für die stetigen Elektrizitätspreiserhöhungen der letzten Jahre ist, auch wenn sich dieser mit über 40 Prozent auf einem hohen Niveau befindet. Vielmehr ist der Anstieg der Elektrizitätspreise für Haushaltskunden auf gestiegene Beschaffungskosten und den Vertrieb zurückzuführen. Ein erheblicher Teil des Anstiegs der Vertriebskosten ist allerdings darauf zurückzuführen, dass im Vorfeld der beginnenden Regulierung Vertriebskosten in die Netzentgelte verschoben wurden. Dies führte im Jahr 2006 zu einem deutlich zu geringen Ausweis der Vertriebskosten. Insofern stellt ein Teil des Anstiegs im Preisbestandteil Vertrieb lediglich eine Normalisierung dar.

Einzelhandel; Ökostromtarife (Elektrizität)

Unter einem Ökostromtarif wird im Monitoring 2010 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.⁶⁸

Die befragten Lieferanten haben die Menge und Anzahl der über Ökostromtarife belieferten Letztverbraucher für das Berichtsjahr 2009 als Gesamtwert sowie für Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG angegeben. Dabei haben sich die in der nachstehenden Tabelle aufgelisteten Summenwerte ergeben.

⁶⁸ Ebenfalls mit aufzuführen war der Grundversorgungstarif, sofern dieser insgesamt eine besondere Relevanz des Anteils der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung aufzuweisen hatte. Nicht mit anzugeben war der über Stromtarife ohne besondere Relevanz des Anteils/der Förderung der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung vermarktete Anteil von regenerativ erzeugtem Strom.

Kategorie	Gesamte Elektrizitätsabgabe (Anzahl) in TWh	Gesamte Ökostromabgabe (Anzahl) in TWh	Anteil an Abgabemenge (Anzahl) in Prozent
Haushaltskunden	133,73 (42.958.700)	7,06 (2.602.758)	5,3 (6,1)
Weitere Letztverbraucher	312,27 (4.540.206)	10,33 (430.729)	3,3 (9,5)
Gesamt	446,00 (47.498.906)	17,39 (3.033.487)	3,9 (6,4)

Tabelle 20 : Ökostromabgabe an Letztverbraucher im Berichtsjahr 2009 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Mit Stand des Berichtsjahres 2009 haben sich gut 2,6 Mio. Haushaltskunden sowie 430.000 Gewerbe- und Industriekunden für eine Belieferung über einen Ökostromtarif entschieden. Dies entspricht einem anzahlbezogenen Anteil von gut sechs Prozent aller Haushaltskunden und fast zehn Prozent aller weiteren Letztverbraucher.

Weiterhin wurde angegeben, dass von den 2,6 Mio. Haushaltskunden rund eine halbe Million Haushalte (1,32 TWh) über die Grundversorgung zu den Konditionen eines Ökostromtarifes versorgt werden. Mengenbezogen ist der gesamte Anteil der Ökostromabgabe von 2008 auf 2009 um rund 1,2 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 2009

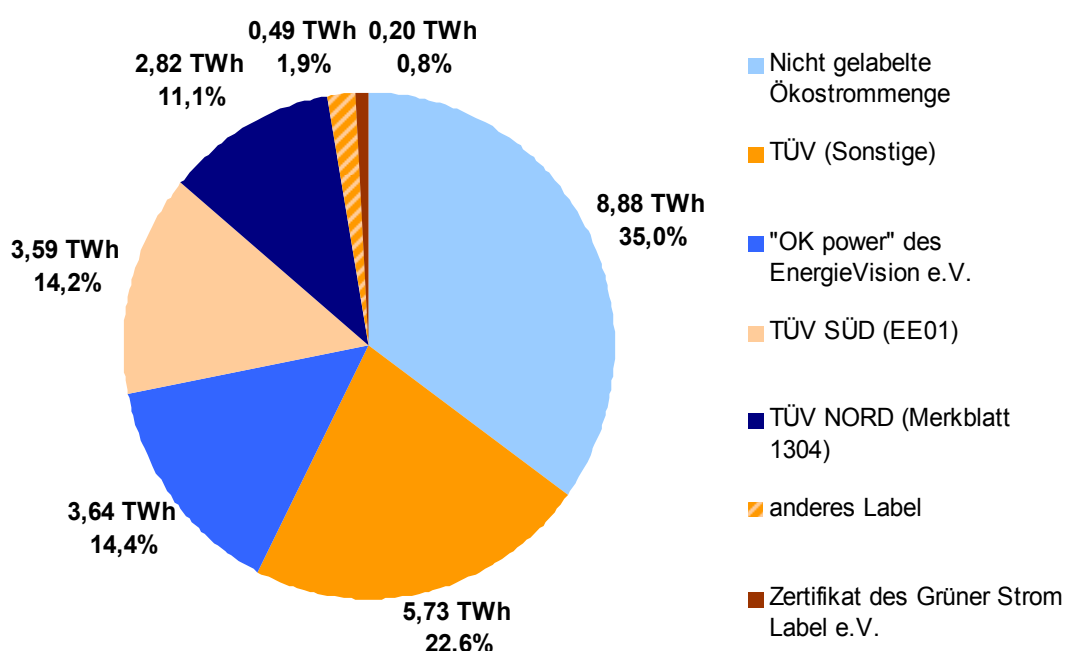


Abbildung 66: Labelanteile im Ökostromgeschäftsbereich 2009 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Insgesamt beträgt die gelabelte und nicht gelabelte Ökostrommenge der Lieferanten rund 25,4 TWh, die an Letztverbraucher gelieferte Ökostrommenge jedoch nur 17,4 TWh. Die Differenz von rund acht TWh ist darauf zurückzuführen, dass die Lieferanten mit einem noch größeren Ökostromabsatz gerechnet haben oder dass sie die Stromkennzeichnung eines konventionellen Stromproduktes gegenüber dem bundesweiten Durchschnitt aufwerten wollten.

Mit 35 Prozent wird mehr als ein Drittel des an Letztverbraucher gelieferten Ökostromes nicht gelabelt. Entscheidet sich ein Lieferant jedoch für ein Label, so wird mit 48 Prozent überwiegend ein Label der verschiedenen TÜV-Organisationen oder mit gut 14 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 zwei Prozent. Durch die Vielzahl der Labelorganisationen, welche größtenteils mehrere verschiedene Label vergeben, bleibt der Ökostromgeschäftsbereich für den Verbraucher zurzeit beinahe so undurchsichtig wie er es auch ohne Label gewesen ist. Aus Verbrauchersicht wäre es daher wünschenswert eine einheitliche Vergabe von Labeln einzuführen, die klar festgelegte standardisierte Vergabekriterien aufweist.

Die verschiedenen Ökostromprodukte basieren im Wesentlichen auf Belieferungen über EEG-Mengen, Mengen aus Lieferverträgen mit Anlagenbetreibern (inklusive eigene Anlagen) und/oder Mengen aus Herkunftsnachweisen (Zertifikate aus dem EEC-System).

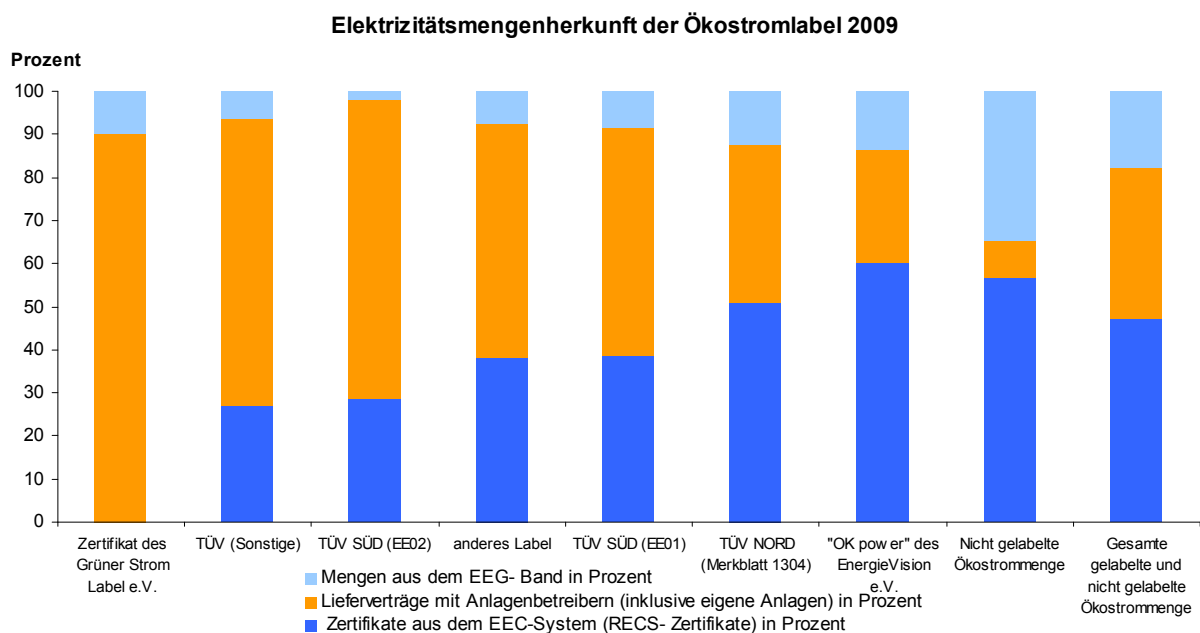


Abbildung 67: Elektrizitätsmengenherkunft bei Ökostromlabeln 2009 gemäß Abfrage Großhändler/Lieferanten⁶⁹

Mit gut 12,5 TWh basiert knapp die Hälfte des im Berichtsjahr 2009 insgesamt gelabelten und nicht gelabelten Ökostromes auf Zertifikaten aus dem EEC-System. Hierbei liegt der Anteil bei nicht gelabelten Ökostrommengen mit knapp 60 Prozent zwar über den gelabelten Mengen, aber auch hier ist ein Anteil von gut 45 Prozent festzustellen. Gut 4,5 TWh bzw. rund 18 Prozent des Ökostromes stammen aus dem EEG-Band und rund neun TWh, also gut 35 Prozent des Ökostromes stammen aus Lieferverträgen mit Anlagenbetreibern oder aus einer eigenen regenerativen Elektrizitätserzeugung der Lieferanten. Auf Zertifikaten aus dem EEC-System wie auch auf Lieferverträgen mit Anlagenbetreibern basieren ca. 1,1 TWh bzw. rund fünf Prozent der gelieferten Ökostrommengen.

⁶⁹ Die Darstellung der Elektrizitätsmengenherkunft je Label basiert auf Durchschnittswerten. Es kann daher von keinem hier dargestellten Label ein Rückschluss auf die Elektrizitätsmengen eines Unternehmens gezogen werden. So weisen verschiedene Unternehmen eine erheblich abweichende Elektrizitätsmengenherkunft für ein gleiches Label auf.

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 vorhanden.

Daher wurden im Monitoring 2010 sowohl Investitionen im Rahmen von Ökostromtarifen in ökologisch nachhaltige Projekte und 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 knapp zwei TWh also knapp acht 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 17 Prozent von Ökostrom aus neuen, nicht geförderten Anlagen an der gesamten Labelmenge. Bei den Investitionen im Rahmen der Ökostromtarife wurde angegeben, dass im mengengewichteten Durchschnitt sowohl 0,26 ct/kWh in Erzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energieträgern wie auch 0,26 ct/kWh in andere ökologisch nachhaltige Projekte im Rahmen der Ökostromtarife, also insgesamt 0,52 ct/kWh investiert wird. Hierbei liegen die Investitionen je nach Label insgesamt zwischen Null und 1,6 ct/kWh bzw. zwischen Null und sieben Prozent vom gesamten Ökostrompreis. Neben den Investitionen in eigene Photovoltaik-, Wind- oder Wasserkraftanlagen wurde als weiteres ökologisch nachhaltiges Projekt zumeist eine Unterstützung bei der energetischen Sanierung von öffentlichen Gebäuden oder eine Baumbepflanzungsmaßnahme angegeben. Häufig wurde auch darauf verwiesen, dass Investitionen vom Vorlieferanten getätigt werden.

Insgesamt wird deutlich, dass je nach Label der Schwerpunkt entweder auf neue Anlagen oder auf Investitionen in Erzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energieträgern gesetzt wird. Weist ein Label einen überdurchschnittlich hohen Anteil von neuen Anlagen auf, so bleibt es fast immer bei den Investitionen in Erzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energieträgern unter dem Durchschnitt. Derselbe Sachverhalt kann auch im umgekehrten Fall festgestellt werden. Lediglich ein Label liegt sowohl mit knapp 0,7 ct/kWh bei den Investitionen wie auch mit einem Anteil von über zwölf Prozent der Ökostrommengen aus neuen Anlagen jeweils über dem Mittelwert. Dieses Label hat jedoch einen verhältnismäßig geringen Anteil am gesamten Ökostromgeschäftsbereich und die Ökostromtarife, die über dieses Label zertifiziert werden sind nach Unternehmensangaben mit mengengewichtet rund 24,4 ct/kWh die teuersten Ökostromtarife.

In der folgenden Tabelle werden ausschließlich mengengewichtete Preise für Ökostromkunden dargestellt. Die Auswertungen basieren für Haushaltskunden auf den Angaben von insgesamt 400 Unternehmen, für Gewerbekunden auf den Angaben von 180 Unternehmen und für Industriekunden auf den Angaben von 60 Unternehmen. Es wurden von weiteren 140 Unternehmen Angaben zum Ökostrompreisniveau eingereicht, die jedoch auf Grund von fehlenden Angaben zu Abgabemengen nur arithmetisch ausgewertet werden konnten.⁷⁰

⁷⁰ 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.)

Ökostromkunden 1. April 2010	Haushaltskunden in ct/kWh	Gewerbekunden in ct/kWh	Industriekunden in ct/kWh
Nettonetzentgelt inklusive Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	5,80	4,89	1,54
Konzessionsabgabe	1,52	1,15	0,11
Umlage nach EEG	2,06	2,05	2,05
Umlage nach KWKG	0,13	0,13	0,05
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	5,89	5,52	3,62
Energiebeschaffung und Vertrieb	8,63	7,96	6,97
Gesamtpreis	24,03	21,70	14,34

Tabelle 21: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 1. April 2010 für Ökostromkunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Im Vergleich zum Berichtsjahr 2008 ist das Ökostrompreisniveau für Industrie- und Gewerbekunden um rund 0,8 ct/kWh angestiegen. Der mengengewichtete Preisvergleich zwischen Ökostromtarifen und konventionellen Stromtarifen zeigt bei Industriekunden, dass der Ökostromtarif im Durchschnitt um rund zwei ct/kWh teurer ist als eine konventionelle Elektrizitätsbelieferung. Bei Gewerbekunden ist der durchschnittliche Ökostromtarif lediglich 0,2 ct/kWh teurer als eine konventionelle Elektrizitätsbelieferung. Für Haushaltskunden ist das Ökostrompreisniveau im Vergleich zum Vorjahr um rund einen ct/kWh angestiegen. Damit sind die Preise bei Ökostromtarifen im letzten Jahr deutlicher angestiegen als die Preise für konventionelle Stromtarife. Aus diesem Grund ist der Ökostromtarif zum 1. April 2010 im mengengewichteten Durchschnitt um rund 0,6 ct/kWh teurer als der über konventionelle Tarife mengengewichtete Haushaltstendentarif.

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

Sonderbonifikationen und -regelungen (Stand 1. April 2010)	Haushaltskunden (Ökostrom)	
	Anzahl Tarife	Durchschnittliche Menge
Mindestvertragslaufzeit	240	8 Monate
Preisstabilität	120	13 Monate
Vorauskasse	40	12 Monate
einmalige Bonuszahlung	50	40 Euro
Paketpreis	14	
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	80	

Tabelle 22: Sonderbonifikationen und -regelungen für Haushaltskunden (Ökostromtarif)

Das wichtigste Ziel eines Ökostromanbieters sollte der Zubau von Erzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energieträgern sein. Dieser Zubau kann unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten garantiert

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

werden, wenn auf das Preisniveau eines konventionellen Stromtarifes ein Aufschlag bezahlt wird, mit welchem ein entsprechender Zubau finanziert werden kann. Dieser Aufschlag beläuft sich nach Unternehmensangaben auf durchschnittlich 0,52 ct/kWh und stellt einen Anhaltswert für die Investitionen dar, die im Rahmen von Ökostromtarifen in den Zubau von Erzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energieträgern aufgebracht werden.

Eine weitere Möglichkeit den Zubau der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zu forcieren, stellt eine Kundenbelieferung mit Elektrizitätsmengen aus neu errichteten Erzeugungsanlagen dar. Hier beträgt der Anteil von nicht geförderten Elektrizitätserzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energieträgern, welche nicht länger als sechs Jahre in Betrieb sind, nach Unternehmensangaben insgesamt knapp acht Prozent an der gesamten gelieferten Ökostrommenge. Da diese acht Prozent der Elektrizitätsbelieferung nicht zu vergleichbaren Preisen wie eine Elektrizitätserzeugung durch konventionelle Wärme- oder Kernkraft bezogen werden können, muss auch deshalb das Ökostrompreisniveau über dem Preisniveau eines konventionellen Stromtarifes liegen.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass Ökostromtarife im Durchschnitt zum 1. April 2010 rund 0,6 ct/kWh teurer sind als konventionelle Stromtarife. Dieser preisliche Unterschied zu konventionellen Stromtarifen entspricht ungefähr den mit 0,5 ct/kWh angegebenen Investitionen in erneuerbare Energien im Rahmen der Ökostromtarife. Der Anteil von Ökostrom aus nicht geförderten Erzeugungsanlagen, welche nicht länger als sechs Jahre in Betrieb sind, erreicht mit knapp acht Prozent nur einen untergeordneten Anteil an der gesamten gelieferten Ökostrommenge. Dennoch ist festzuhalten, dass Ökostromtarife im bundesweiten Durchschnitt einen ökologischen Zusatznutzen aufweisen, welcher jedoch sehr individuell vom Ökostromlieferanten abhängig ist. So werden teilweise Ökostromtarife ohne erkennbaren Mehrwert gegenüber konventionellen Stromtarifen angeboten wie auch Ökostromtarife mit einem hohen ökologischen Anspruch im Sinne eines fortschreitenden Ausbaus von Erzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energieträgern. Ein ökologisch sinnvoller Ökostromtarif lässt sich jedoch pauschal nicht ausschließlich aufgrund des für ihn verwendeten Labels von einem ökologisch weniger sinnvollen Ökostromtarif unterscheiden.

Einzelhandel; Marktabdeckung (Gas)

Die Zahl der eingegangenen Fragebögen im Rahmen der Datenerhebung zum Monitoring 2010 im Gasbereich übertraf 2010 noch einmal die Zahlen aus dem Jahr 2009. In allen Marktbereichen konnte die ohnehin schon hohe Marktabdeckung weiter ausgebaut werden, was 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 2010 beteiligt. Die Marktabdeckung liegt in diesem Bereich somit bei 100 Prozent.

Verteilernetzbetreiber

Die Zahl der teilnehmenden Verteilernetzbetreiber (VNB) hat sich gegenüber der Datenerhebung 2009 weiter erhöht. So sind bei der Datenerhebung 2010 insgesamt 633 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 2010 teilgenommen hatten. Unter Berücksichtigung dieser Daten konnte für die Ausspeisung von Gas an Letztverbraucher in Deutschland insoweit eine Marktabdeckung von über 97 Prozent ermittelt werden.

Großhändler und Lieferanten

Auch die Zahl der eingegangenen Fragebögen der Großhändlern und Lieferanten hat sich noch einmal deutlich erhöht. Hier ist ein Rücklauf von 693 Fragebögen zu verzeichnen. Insbesondere erfreulich ist die Teilnahme der neuen Anbieter sowie der Gasgroßhändler an der diesjährigen Da-

tenerhebung. Gemessen an der gesamten Gasabgabe an Letztverbraucher ist damit eine Marktabdeckung von über 95 Prozent erreicht worden.

Importeure und Exporteure

Im Rahmen der Datenerhebung 2010 sind Fragebögen von 28 Gasimport- und -exporteuren eingegangen. Die Bundesnetzagentur geht nach den ihr vorliegenden Informationen davon aus, dass damit eine nahezu vollständige Marktabdeckung erreicht werden konnte.

Speicherbetreiber

Mit einem Rücklauf von 49 Fragebögen konnte die Marktabdeckung gegenüber dem Vorjahr auch hier auf einem hohen Niveau gehalten werden. In Relation zu dem in Deutschland maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen von 20 Mrd. m³ ergibt sich im Monitoring 2010 somit eine Marktabdeckung von über 98 Prozent.

Einzelhandel; Marktdaten (Gas)

Die Netzbetreiber wurden nach der Gesamtlänge ihres Netzes, sowie der Länge unterteilt nach Druckbereichen (Prüfnendruck in bar) befragt.

	Gesamtlänge	Druckbereich ≤ 0,1 bar	Druckbereich > 0,1 - 1 bar	Druckbereich > 1 bar
Verteilernetzbetreiber	452.716 km	155.711 km	225.402 km	71.603 km
Fernleitungsnetzbetreiber	46.682 km	0	6 km	46.676 km

Tabelle 23: Gesamtlänge der Netze mit Unterteilung nach Druckbereichen

Eine Veröffentlichung dieser Daten gemäß § 27 Absatz 2 GasNEV haben 98 Prozent der befragten Unternehmen vorgenommen, bei zwei Prozent war dies nicht der Fall. Die Summe aller Einspeisepunkte sämtlicher Gasversorgungsnetze beträgt 5.515, hiervon dienen 204 nur zur Noteinspeisung. Über Netzkoppelpunkte zu einem vorgelagerten Netzbetreiber verfügen 73 Prozent der antwortenden Unternehmen, bei 26 Prozent ist dies nicht der Fall, ein Prozent machte keine Angaben.

Die Gasverteilernetzbetreiber wurden gefragt, ob sie im Berichtsjahr 2009 bei vorgelagerten Netzbetreibern eine interne Bestellung nach § 8 KoV aufgegeben oder alternativ die erforderliche Vorhalteleistung nach § 13 KoV mitgeteilt haben. Bei 91 Prozent der antwortenden Unternehmen war dies der Fall, sieben 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 drei Prozent der fraglichen Unternehmen der Fall. Diesen wiederum wurde in drei von vier Fällen alternativ unterbrechbare Kapazitäten zur internen Bestellung angeboten. Eine Überschreitung der internen Bestellung bzw. Vorhalteleistung im Berichtsjahr 2009 lag bei 40 Prozent der Unternehmen vor. Diese Überschreitung beträgt in Einzelfällen bis zu 50 Prozent.

Bei der Entwicklung der Anzahl an Ausspeisepunkte über die Jahre 2007, 2008 und 2009 ergibt sich folgendes Bild:

Ausspeisepunkte an Letztverbraucher

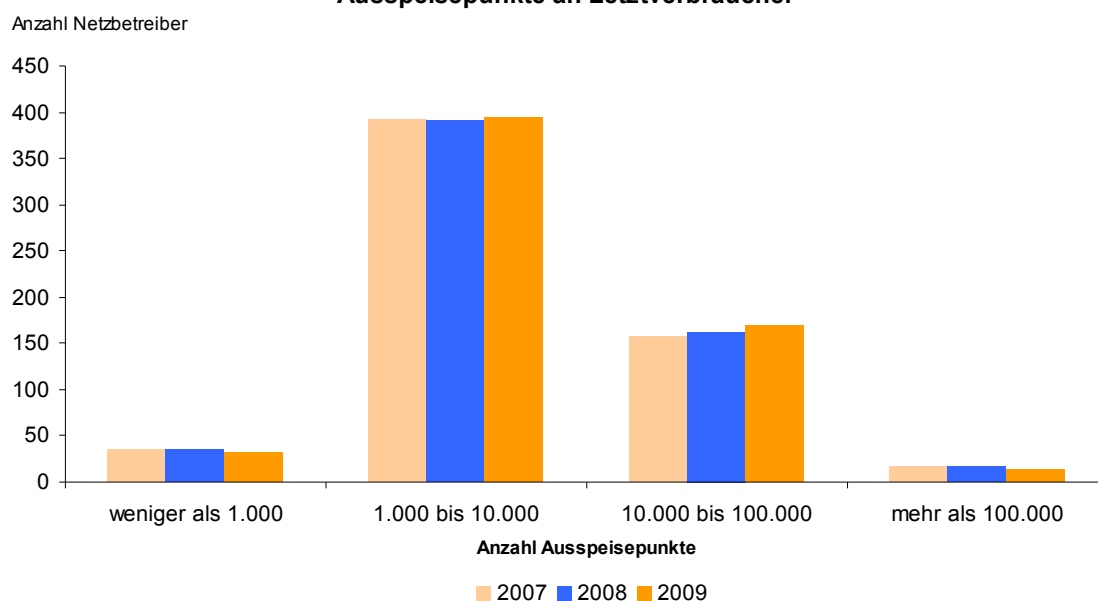


Abbildung 68: Entwicklung der Anzahl an Ausspeisepunkte

Gemessen an der Ausspeisemenge der FNB und der VNB Gas mit 913,78 TWh im Jahre 2009 in Deutschland, liegt die ermittelte Marktabdeckung der Datenerhebung im Bereich der Großhändler und Lieferanten Gas wie im Vorjahr bei knapp über 92 Prozent. Zum Stichtag 31. Dezember 2009 belieferten die Großhändler und Lieferanten in Deutschland etwa 12,5 Mio. Letztverbraucher in Deutschland mit Gas. Gemäß den Angaben der Großhändler und Lieferanten Gas, gehörten 11,2 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 2008 und 2009, aufgeteilt nach den einzelnen Abnahmekategorien. Da die erfasste Abgabemenge der Großhändler und Lieferanten Gas nur knapp über 92 Prozent des Marktes umfasst, wurden die Mengen in den Teilkategorien auf die gesamte deutsche Gasausspeisemenge in Höhe von 913,78 TWh, welche von den FNB und VNB Gas angegeben wurde, hochgerechnet.

Kategorie	2008	2008	2009	2009	2009
	Abgabemengen in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent	Abgabemengen in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent	hochgerechnete Abgabemenge in TWh (inländ. Gasverbrauch von 913,78 TWh entspricht 100 %)
≤ 300 MWh/Jahr	306,22	33,83	292,27	34,64	31.653,34
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	108,23	11,96	100,82	11,95	10.919,67
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	91,72	10,13	83,96	9,95	9.092,11
> 100.000 MWh/Jahr	244,84	27,05	208,34	24,69	22.561,23
Gaskraftwerke	154,14	17,03	158,28	18,77	17.151,65
Gesamtsumme	905,15	100	843,67	100	913,78

Tabelle 24: Gasabgabemengen an Letztverbraucher 2008 und 2009 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß der Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas⁷¹

⁷¹ Kategorie „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ inkl. Erdgastankstellen, da der Lieferantenwechsel für Erdgastankstellen nicht mehr gesondert ausgewiesen wird.

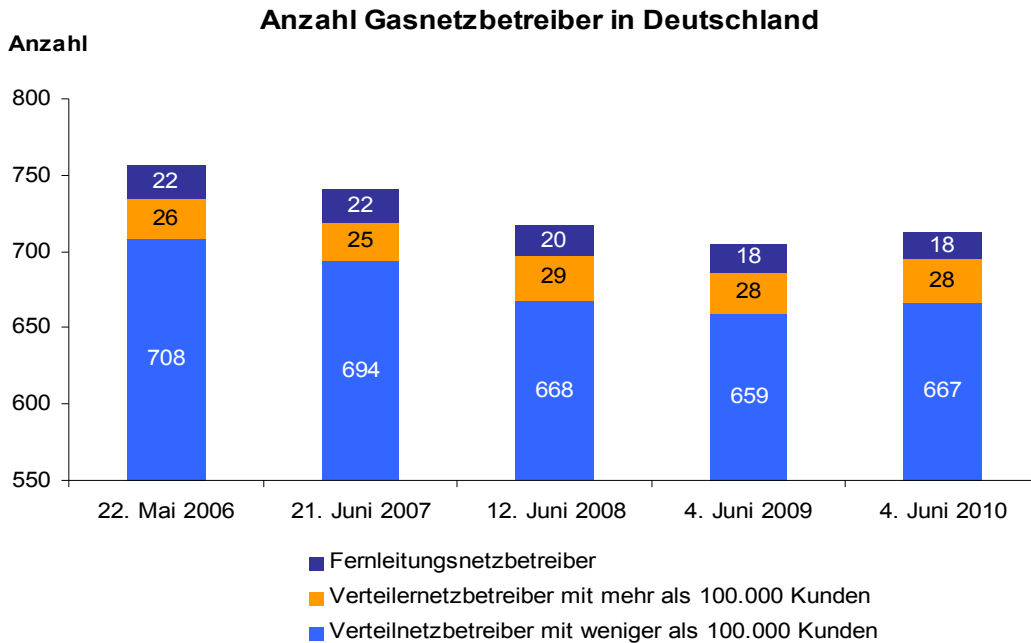


Abbildung 69: Entwicklung der Anzahl der Gasnetzbetreiber in Deutschland seit 2006

Ausspeisemengen der Gasnetzbetreiber

Im Vergleich zu der Gasausspeisemenge im Jahr 2008, welche bei 979,4 TWh lag, ist ein Rückgang um 65,62 TWh zu verzeichnen, was einem prozentualen Rückgang von 6,7 Prozent entspricht. Da die höchsten Rückgänge beim verarbeitenden Gewerbe, bei der Industrie sowie den Gaskraftwerken zu verzeichnen sind, ist davon auszugehen, dass dies die unmittelbaren Auswirkungen der konjunkturellen Schwächephase und des damit einhergehenden Produktionsrückgangs im Jahr 2009 sind.

Kategorie	2008		2009	
	Ausspeisemengen FNB in TWh	Ausspeisemengen FNB in TWh	Veränderung 2008 zu 2009 in TWh (+/-)	Veränderung 2008 zu 2009 in Prozent (+/-)
≤ 300 MWh/Jahr	0,01	0,01	0,00	0,00
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	1,16	1,24	0,08	6,90
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	9,28	11,15	1,87	20,15
> 100.000 MWh/Jahr	194,58	180,73	-13,85	-7,12
Gaskraftwerke	87,73	68,77	-18,96	-21,61
Gesamtsumme	292,76	261,9	-30,86	-10,54

Tabelle 25: Ausspeisemengen Gas in 2008 und 2009 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB⁷²

⁷² Kategorie „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ inkl. Erdgastankstellen, da die Ausspeisemenge für Erdgastankstellen nicht mehr gesondert ausgewiesen wird.

Kategorie	2008	2009	Veränderung 2008 zu 2009 in TWh (+/-)	Veränderung 2008 zu 2009 in Prozent (+/-)
	Ausspeisemengen VNB in TWh	Ausspeisemengen VNB in TWh		
≤ 300 MWh/Jahr	326,49	319,94	-6,55	-2,01
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	116,35	112,81	-3,54	-3,04
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	87,87	80,73	-7,14	-8,13
> 100.000 MWh/Jahr	85,67	67,46	-18,21	-21,26
Gaskraftwerke	69,76	70,94	1,18	1,69
Gesamtsumme	686,64	651,88	-34,76	-5,06

Tabelle 26: Ausspeisemengen Gas in 2008 und 2009 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage VNB Gas⁷³

Kategorie	2008	2009	Veränderung 2008 zu 2009 in TWh (+/-)	Veränderung 2008 zu 2009 in Prozent (+/-)
	Ausspeisemengen FNB + VNB in TWh	Ausspeisemengen FNB + VNB in TWh		
≤ 300 MWh/Jahr	326,50	319,95	-6,55	-2,01
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	118,01	114,05	-3,96	-3,36
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	97,15	91,88	-5,27	-5,42
> 100.000 MWh/Jahr	280,25	248,19	-32,06	-11,44
Gaskraftwerke	157,49	139,71	-17,78	-11,29
Gesamtsumme	979,4	913,78	-65,62	-6,70

Tabelle 27: Gesamtausspeisemengen Gas in 2008 und 2009 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB + VNB Gas⁷⁴

Zum Stichtag 31. Dezember 2009 bezogen insgesamt 13,58 Mio. Letztverbraucher Gas aus den Versorgungsnetzen der antwortenden FNB und VNB. 11,43 Mio. Letztverbraucher und damit etwa 84 Prozent aller Letztverbraucher gehörten dabei zur Gruppe der Haushaltskunden⁷⁵. Die an die Haushaltskunden ausgespeiste Gasmenge betrug im Jahr 2009 233,74 TWh, was einem Anteil von etwa 25 Prozent an der gesamten Gasausspeisemenge in Deutschland bedeutet.

⁷³ Kategorie „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ inkl. Erdgastankstellen, da die Ausspeisemenge für Erdgastankstellen nicht mehr gesondert ausgewiesen wird.

⁷⁴ Kategorie „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ inkl. Erdgastankstellen, da die Ausspeisemenge für Erdgastankstellen nicht mehr gesondert ausgewiesen wird.

⁷⁵ Die Kategorie „<300 MWh/Jahr“ enthält neben den Haushaltskunden auch kleine Gewerbebetriebe.

Kategorie	2009 Anzahl Letztverbraucher VNB	2009 Anzahl Letztverbraucher FNB	2009 Anzahl Letztverbraucher VNB + FNB
≤ 300 MWh/Jahr	13.392.348	75	13.392.423
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	173.163	218	173.381
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	4.792	286	5.078
> 100.000 MWh/Jahr	5.225	209	5.434
Gaskraftwerke	895	79	974
Gesamtsumme	13.576.423	867	13.577.290

Tabelle 28: Anzahl der Letztverbraucher Gas in 2009 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB + VNB Gas

Bei der Gesamtbetrachtung der Struktur der belieferten Letztverbrauchergruppen sind nur wenige Veränderungen festzustellen. So belieferten die FNB zu über 95 Prozent Letztverbraucher mit einer Abnahmemenge von mehr als 100.000 MWh/Jahr und Gaskraftwerke. Der Schwerpunkt der VNB lag mit fast 50 Prozent auf der Belieferung der Kundenkategorie Haushaltskunden und Gewerbe mit einem Verbrauch von weniger als 300 MWh/Jahr.

Kategorie	2008 Auspeisemengen FNB + VNB in TWh	2008 Anteil an der Gesamtsumme in Prozent	2009 Auspeisemengen FNB + VNB in TWh	2009 Anteil an der Gesamtsumme in Prozent
≤ 300 MWh/Jahr	326,50	33,34	319,95	35,01
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	118,01	12,05	114,05	12,48
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	97,15	9,92	91,88	10,05
> 100.000 MWh/Jahr	280,25	28,61	248,19	27,16
Gaskraftwerke	157,49	16,08	139,71	15,30
Gesamtsumme	979,40	100	913,78	100

Tabelle 29: Gesamtauspeisemengen Gas und der Anteil der Kundenkategorien an der Gesamtsumme in 2008 und 2009 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB + VNB Gas⁷⁶

Einzelhandel; Grundversorgung (Gas)

Die Großhändler und Lieferanten wurden bei der Datenerhebung zum Monitoring 2010 gefragt, welche Gasmengen sie innerhalb bzw. außerhalb der Grundversorgung an die Letztverbraucher liefern.

⁷⁶ Kategorie „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ inkl. Erdgastankstellen, da die Auspeisemenge für Erdgastankstellen nicht mehr gesondert ausgewiesen wird.

Dabei beschreibt die nachfolgende Tabelle den Anteil der Grundversorgung an der Abgabemenge in der jeweiligen Kundenkategorie. An die Haushaltskunden wurde in 2009 die Gasmenge von 228 TWh abgegeben, davon 61,21 TWh in der Grundversorgung, was einen Anteil der Grundversorgung an der Gesamtversorgung der Haushaltskunden von 26,85 Prozent bedeutet. Von der Gesamtabgabemenge an weitere Letztverbraucher in Höhe von 615,66 TWh wurden nur 16,36 TWh im Rahmen der Grundversorgung abgegeben. Dies führt zu der niedrigen Grundversorgungsquote von 2,66 Prozent. Bei einer Gesamtbetrachtung der gesamten Gasabgabemenge in Deutschland in Höhe von 843,66 TWh wird deutlich, dass 77,57 TWh im Rahmen der Grundversorgung geliefert wurden, was einer Quote von 9,19 Prozent entspricht.

Kategorie	Berichtsjahr	Abgabemenge in TWh	Abgabemenge Grundversorgung in TWh	Anteil an der Abgabemenge in Kategorie in Prozent
Haushaltskunden	2007	199,60	72,34	36,24
	2008	236,01	69,58	29,48
	2009	228,00	61,21	26,85
Weitere Letztverbraucher	2007	638,40	20,86	3,27
	2008	669,14	17,48	2,61
	2009	615,66	16,36	2,66
Gesamt	2007	838,00	93,20	11,12
	2008	905,15	87,06	9,62
	2009	843,66	77,57	9,19

Tabelle 30: Abgabemengen der Großhändler und Lieferanten in der Grundversorgung je nach Kundenkategorie

Aus der nachstehenden Abbildung ist ersichtlich, dass die Grundversorgungsquote weiter sinkt.

Anteil der Abgabemengen in der Grundversorgung 2006 bis 2009

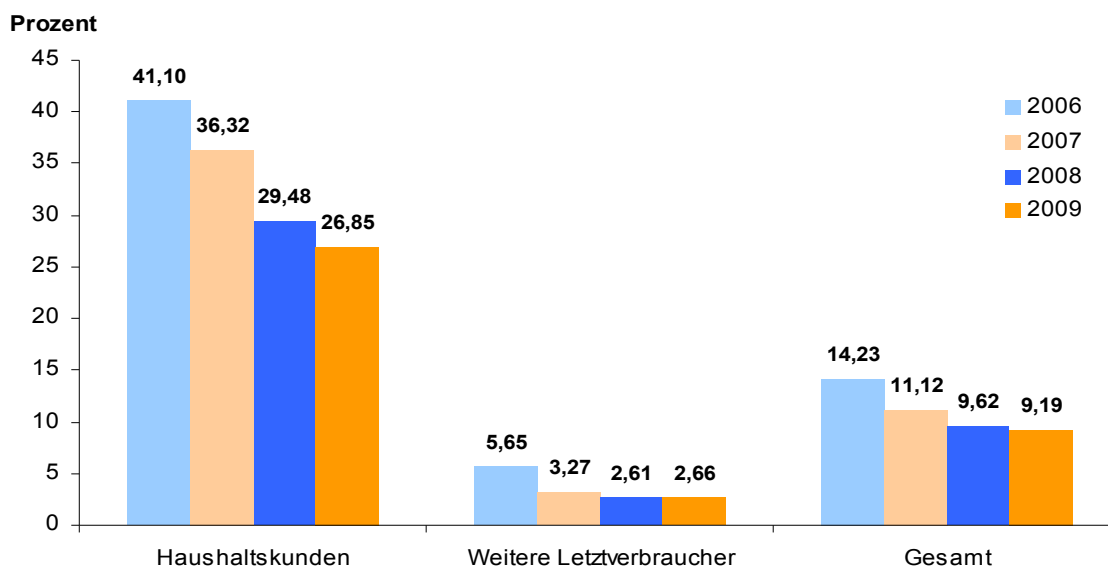


Abbildung 70: Anteil der Abgabemengen der Großhändler und Lieferanten in der Grundversorgung 2006 – 2009 je nach Kundenkategorie

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 Deutsch-

land. 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.

Die Gaslieferung an Haushaltskunden durch den Grundversorger nimmt einen Anteil von 7,8 Prozent ein, was einer Menge von 61,21 TWh entspricht. Zu beachten ist hierbei, dass die Gasmenge, die an Haushaltskunden geliefert wird, im Vergleich zu den anderen Letztverbrauchergruppen nur knapp ein Drittel der Gesamtabgabemenge entspricht. 16,36 TWh, bzw. 2,08 Prozent der Gesamtabgabemenge werden an Haushaltskunden durch einen anderen Lieferanten als den Grundversorger geliefert. Bei den weiteren Letztverbrauchern sieht das Ergebnis noch eindeutiger aus.

68,88 Prozent der an weitere Letztverbraucher gelieferten Menge, was 540,81 TWh entspricht, wird durch einen anderen Lieferanten als den Grundversorger geliefert. Nur 2,08 Prozent der Menge an weitere Letztverbraucher (16,36 TWh) wird durch den Grundversorger geliefert. Die Grundversorger sind also bei der Belieferung der Letztverbraucher mit Gas nicht dominierend. Vorherrschend sind mit einem Anteil von 90 Prozent andere Lieferanten, die nicht Grundversorger sind.

Über die Hälfte der Industrie- und Gewerbekunden sind noch bei ihrem vor Ort angestammten Grundversorger Kunde, werden jedoch zu Sondervertragskonditionen beliefern. So gaben die Lieferanten an, im Bereich der Industrie- und Gewerbekunden 2,94 Prozent der Gesamtabgabemenge innerhalb der Grundversorgung geliefert zu haben. Industrie- und Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch bis 10.000 kWh können zu Preisen und Bedingungen der Grundversorgung beliefern werden. Industrie- und Gewerbekunden mit einem Verbrauch größer als 10.000 kWh können nicht mehr der Grundversorgung zugerechnet werden. Diese Regelung in der Neufassung des EnWG hat zur Folge, dass 52,48 Prozent der Gesamtabgabemenge an Industrie- und Gewerbekunden abgegeben wurde, die bei ihrem Grundversorger einen Sondervertrag haben. Diese Menge stellt analog der Betrachtung bei den Haushaltskunden den Vertragswechsel dar. 44,58 Prozent der Gesamtabgabemenge wurden hingegen an Industrie- und Gewerbekunden abgegeben, die einen Vertrag bei einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger haben. Diese Menge stellt analog der Betrachtung bei den Haushaltskunden den Lieferantenwechsel dar. Die ausgewiesene Vertrags- und Lieferantenwechsellmenge bei den Industrie- und Gewerbekunden muss jedoch immer unter der Prämisse betrachtet werden, dass das EnWG eine Belieferung der Industrie- und Gewerbekunden zu Bedingungen und Preisen der Grundversorgung nur in einem sehr eingeschränktem Maße zulässt.

**Vertrags- und Lieferantenwechsel von Industrie- und Gewerbekunden,
Stand 31. Dezember 2009 in TWh**

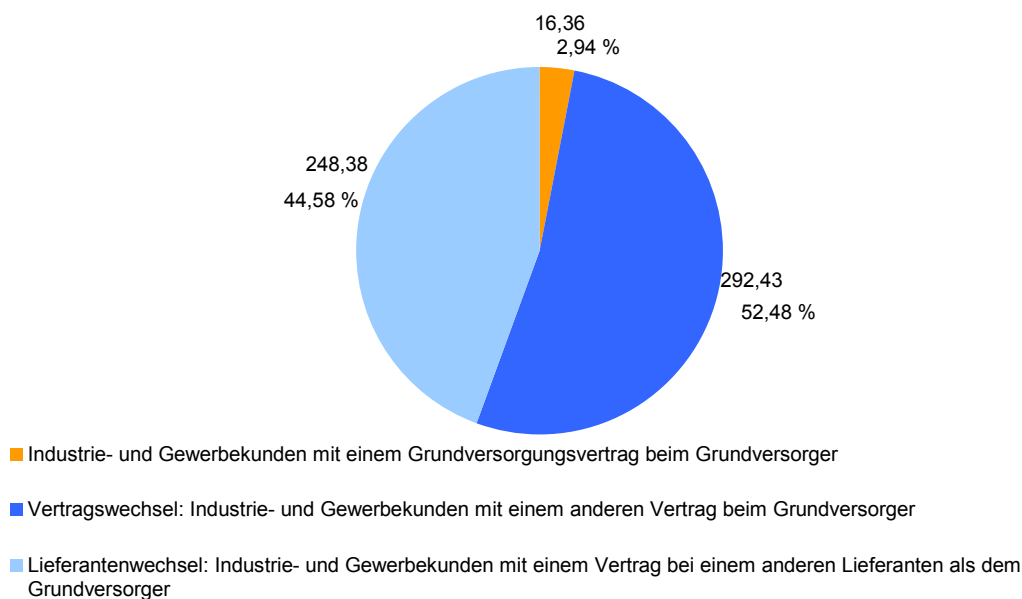


Abbildung 71: Vertrags- und Lieferantenwechsel von Industrie und Gewerbekunden.
Stand 31. Dezember 2009

**Belieferung von Letztverbrauchern durch den Grundversorger
in TWh in 2009**

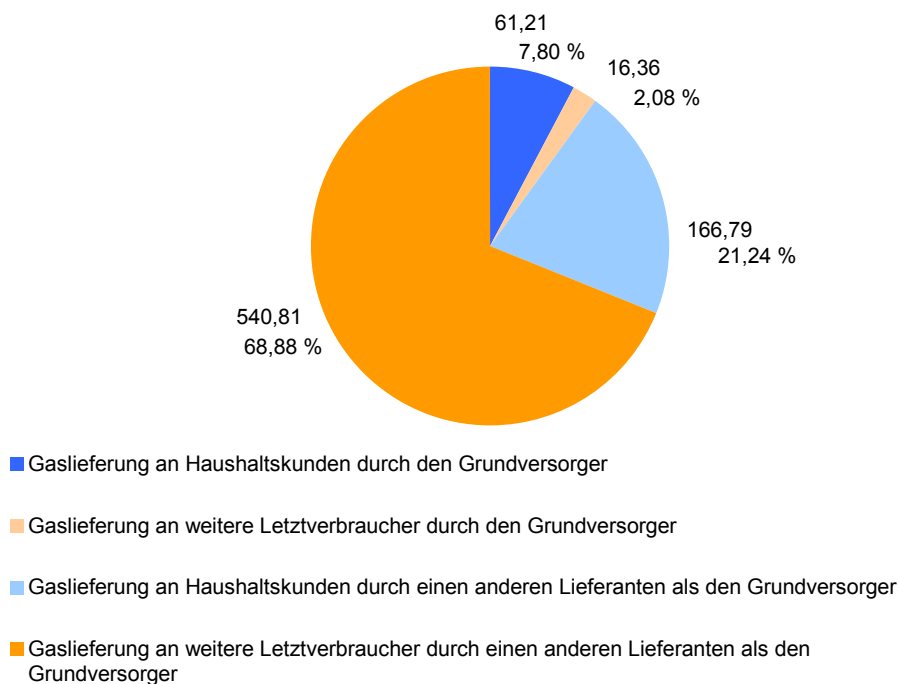


Abbildung 72: Belieferung von Letztverbrauchern durch den Grundversorger in TWh in 2009⁷⁷

⁷⁷ Zu beachten ist, dass die bei dieser Auswertung zugrunde gelegte gesamte Gasabgabemenge aufgrund der eingegangenen Antworten nur bei etwa 785 TWh liegt. Bei der erfassten gesamten Abgabemenge aller Großhändler und Lieferanten von 843,66 TWh, basiert diese Auswertung auf einem Marktausschnitt von etwa 93 Prozent.

Bei der nachfolgenden Abbildung wurde als Darstellungskriterium die Zahl der Letztverbraucher gewählt. Bedingt durch den sehr großen Anteil der Haushaltskunden an der Gesamtzahl der Letztverbraucher in Höhe von etwa 12,5 Mio., stellt sich das Ergebnis anders dar. Knapp 4,5 Mio. Haushaltskunden, was einer Quote von 35,87 Prozent entspricht, werden zu den Konditionen der Grundversorgung beliefert. Über 6,7 Mio. Haushaltskunden werden zu Konditionen außerhalb der Grundversorgung beliefert. Dies entspricht einer Quote von 53,95 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 2,64 Prozent entspricht. Knapp über 0,9 Mio. weitere Letztverbraucher werden außerhalb der Grundversorgung beliefert, was eine Quote von 7,54 Prozent zur Folge hat.

Anzahl der belieferten Letztverbraucher in und außerhalb der Grundversorgung in 2009

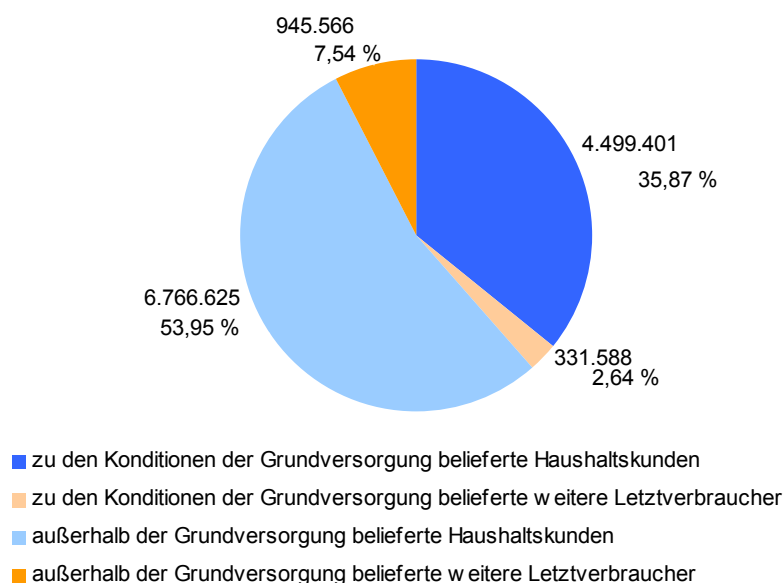


Abbildung 73: Anzahl der belieferten Letztverbraucher in- und außerhalb der Grundversorgung in 2009

Einzelhandel; Anbieteranzahl (Gas)

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.

Schon auf den ersten Blick ist erkennbar, dass hier im Jahresvergleich 2008 und 2009 eine massive Verbesserung der Wettbewerbssituation stattgefunden hat. Hatte die große Mehrheit der Letztverbraucher 2008 nur die Möglichkeit zwischen einem bis fünf Lieferanten zu wählen, so kann die Mehrheit der Letztverbraucher im Jahr 2009 aus einer Vielfalt von elf bis 20 Lieferanten wählen. Nur noch 42 Netzbetreiber (398 in 2008) geben an, dass in Ihren Netzen höchstens fünf Lieferanten tätig sind. Auf der anderen Seite geben 25 Netzbetreiber an, dass in ihren Netzen bis zu 50 Lieferanten tätig sind und 14 Netzbetreiber bieten den Letztverbrauchern sogar mehr als 50 Lieferanten zur Auswahl. Die Spanne der jeweils tätigen Lieferanten liegt 2009 zwischen einem und 105 Lieferanten je nach Netzgebiet. Diese Entwicklung ist sehr erfreulich, da Sie eine größere Anbietervielfalt für den Letztverbraucher bedeutet und zu höherem Preiswettbewerb führt, da die Lieferanten in einem Netzgebiet in einem direkten Wettbewerb miteinander stehen. Insgesamt betrachtet hatte der

Letztverbraucher 2008 in seinem Netzgebiet durchschnittlich fünf Lieferanten zur Auswahl. Im Jahr 2009 konnte der Letztverbraucher in Deutschland im Durchschnitt aus 15 Gaslieferanten wählen.

**Anzahl der Netzgebiete nach Anzahl der dort aktiven Lieferanten
(alle Letztverbraucher)**

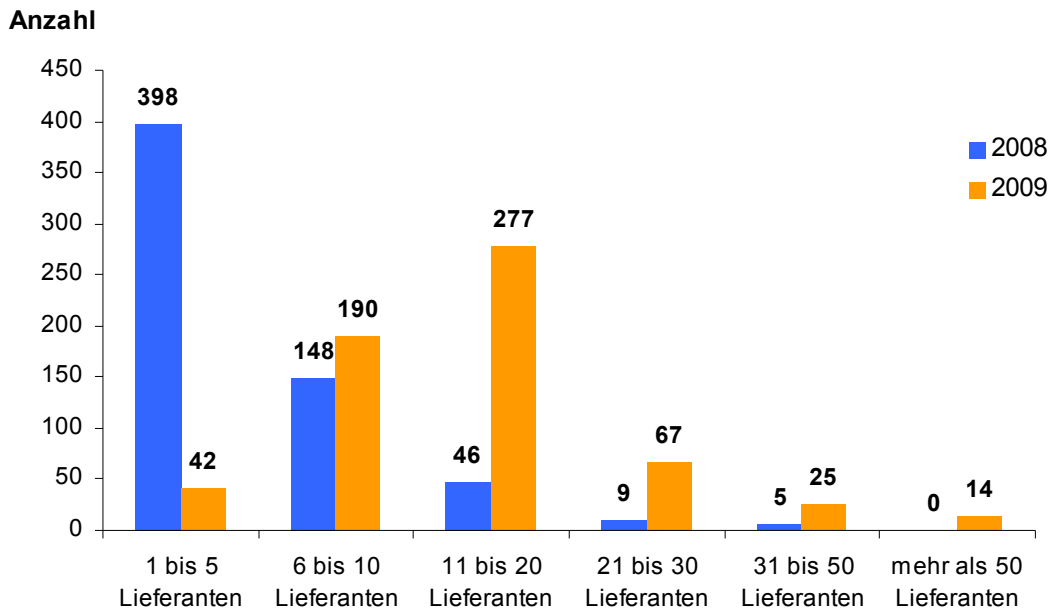


Abbildung 74: Anzahl der Netzgebiete nach Anzahl der dort aktiven Lieferanten (alle Letztverbraucher) gemäß Abfrage VNB Gas

Bei der Datenerhebung zum Monitoring 2010 wurden ebenfalls die Lieferanten aufgefordert, die Anzahl der Netzgebiete anzugeben, in denen sie tätig sind und 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. Auch wenn eine Verlagerung hin zu Aktivitäten in mehreren Netzgebieten stattfinden, sind 325 Lieferanten (2008: 404) in nur einem Netzgebiet tätig. 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.

Anzahl der Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete (alle Letztverbraucher)

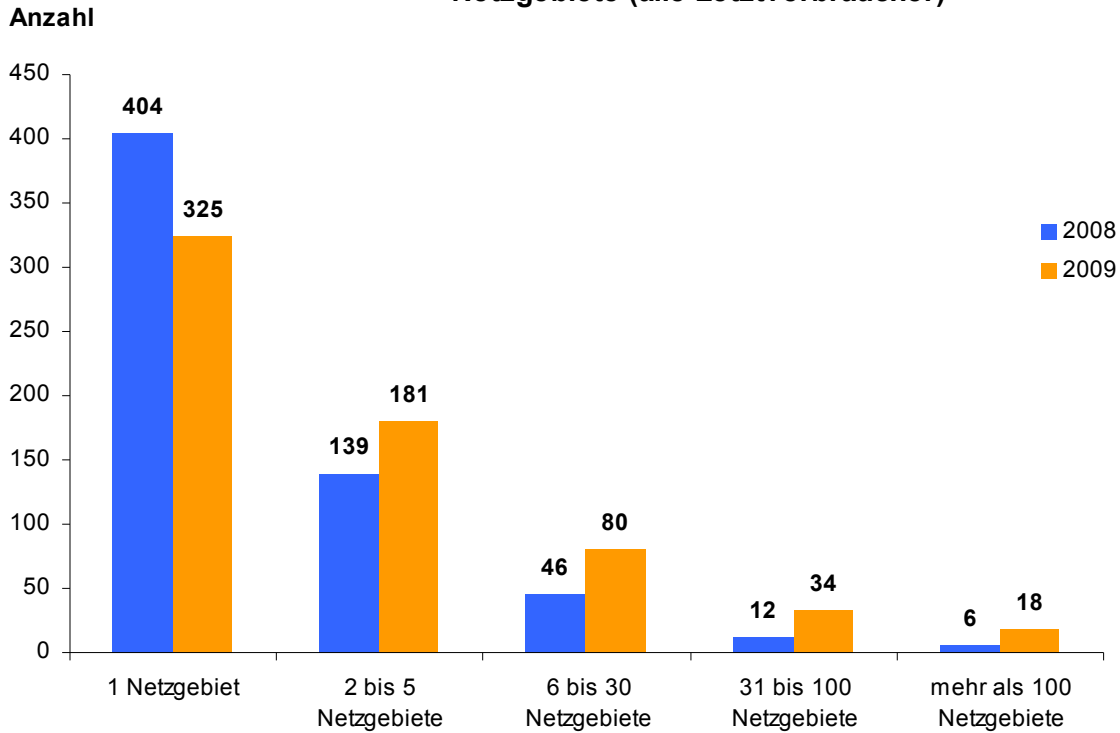


Abbildung 75: Anzahl der Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete (alle Letztverbraucher)

Anzahl der Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete (Haushaltskunden)

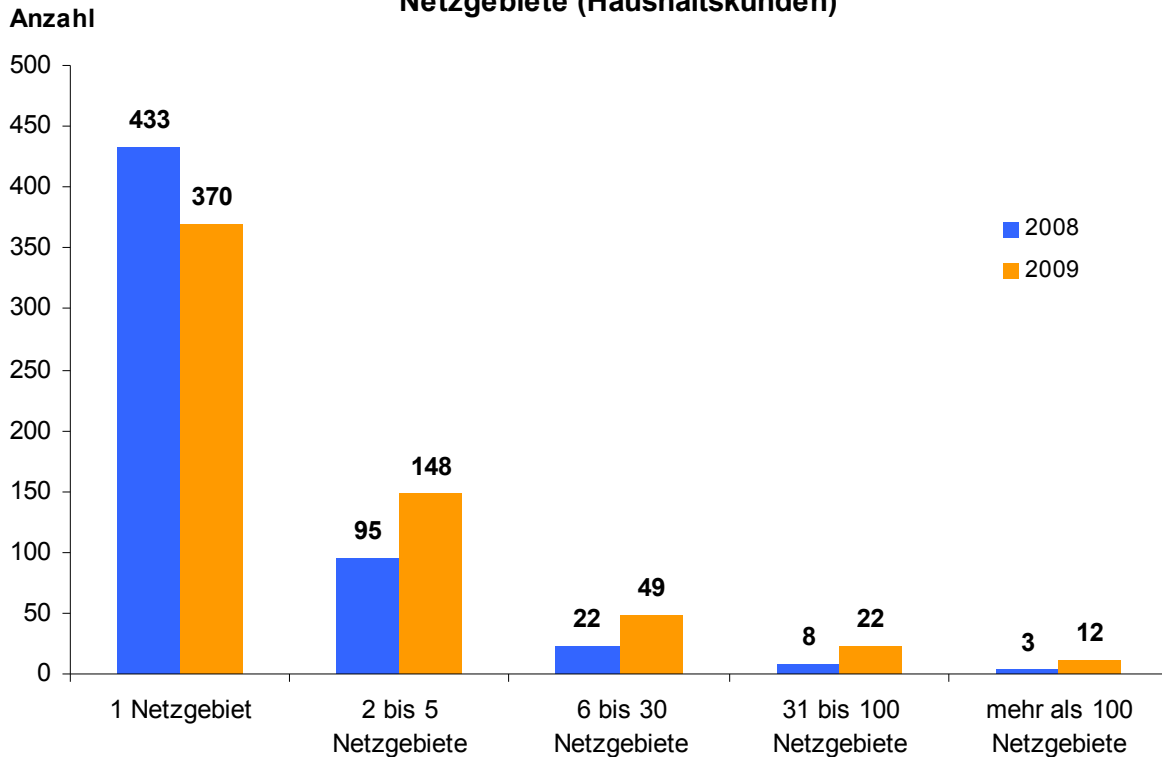


Abbildung 76: Anzahl der Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete (Haushaltskunden) gemäß Abfrage VNB Gas

Demgegenüber gaben 64 Lieferanten an, bundesweit tätig zu sein. Dies entspräche einer Quote von knapp zehn Prozent. Allerdings muss dieses Ergebnis 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. Dieses Ergebnis ist dennoch als positiv zu bewerten, da sich im Berichtsjahr 2008 noch 46 Anbieter als bundesweit tätig bezeichnet haben, was einer Quote von knapp sieben Prozent entsprach.

Einzelhandel; Lieferantenwechsel (Gas)

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. Insgesamt basieren die in der nachfolgenden Tabelle dargestellten Zahlen auf 609 Fragebögen der Netzbetreiber.

Die Betrachtungen zum Volumen des Lieferantenwechsels samt Lieferantenwechselquoten für den gesamten Gasmarkt und die einzelnen Kundenkategorien finden sich zusätzlich im ersten Teil des Monitoringberichts 2010.

Kategorie	2008 Lieferantenwechsel FNB + VNB in TWh	2009 Lieferantenwechsel FNB+VNB in TWh	Veränderung 2008 zu 2009 in TWh (+/-)	Veränderung 2008 zu 2009 in Prozent (+/-)
≤ 300 MWh/Jahr	8,34	12,60	4,26	51,08
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	4,02	7,97	3,95	98,26
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	9,85	10,12	0,27	2,74
> 100.000 MWh/Jahr	19,10	14,72	-4,38	-22,93
Gaskraftwerke	1,22	1,77	0,55	45,08
Gesamt	42,53	47,18	4,65	10,93

Tabelle 31: Veränderungsraten Gesamter Lieferantenwechsel Letztverbraucher Gas in 2008 und 2009 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB + VNB Gas⁷⁸

⁷⁸ Kategorie „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ inkl. Erdgastankstellen, da der Lieferantenwechsel für Erdgastankstellen nicht mehr gesondert ausgewiesen wird.

Kategorie	2008 Lieferantenwechsel FNB + VNB in TWh	Anteil an Ausspeisemenge in der Kategorie in Prozent	2009 Lieferantenwechsel FNB + VNB in TWh	Anteil an Ausspeisemenge in der Kategorie in Prozent
≤ 300 MWh/Jahr	8,34	2,55	12,60	3,94
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	4,02	3,41	7,97	6,99
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	9,85	10,14	10,12	11,01
> 100.000 MWh/Jahr	19,10	6,82	14,72	5,93
Gaskraftwerke	1,22	0,77	1,77	1,27
Gesamt	42,53	4,34	47,18	5,16

Tabelle 32: Anteil Gesamter Lieferantenwechsel Letztverbraucher Gas in 2008 und 2009 nach Kategorien der Letztverbraucher an der Gesamtausspeisemenge Gas gemäß Abfrage FNB + VNB Gas⁷⁹

Im Jahr 2009 wurden von den Netzbetreibern insgesamt 472.149 Lieferantenwechselfälle festgestellt. Das sind über 88.000 Wechselfälle oder knapp 23 Prozent mehr als im Jahr 2008.

Kategorie	2009 Anzahl Letztverbraucher VNB + FNB	2009 Anzahl Lieferantenwechsel VNB + FNB	2009 Anteil der Lieferantenwechsel an der Anzahl Letztverbraucher in Prozent
≤ 300 MWh/Jahr	13.392.423	465.032	3,47
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	173.381	6.434	3,71
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	5.078	447	8,80
> 100.000 MWh/Jahr	5.434	229	4,21
Gaskraftwerke	974	7	0,72
Gesamt	13.577.290	472.149	3,48

Tabelle 33: Anzahl der Letztverbraucher sowie Anzahl der Lieferantenwechsel in 2009 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB + VNB⁸⁰

Setzt man die Zahl der gemeinsam von den Netzbetreibern gemeldeten Lieferantenwechselfälle ins Verhältnis zu der Gesamtzahl der Letztverbraucher in Deutschland, so ergibt sich eine Lieferantenwechselquote von knapp 3,5 Prozent. Diese Zahl lag 2008 noch bei 2,85 Prozent. Insgesamt liegt diese auf die Anzahl bezogene Lieferantenwechselquote in Höhe von 3,48 Prozent deutlich unter der errechneten mengenbezogenen Lieferantenwechselquote von 5,16 Prozent, was hauptsächlich daran liegt, dass die Hauptwechselfälle auf nur wenige große und sehr große Kunden entfallen, während die Haushalts- und Gewerbekunden zwar zahlenmäßig überlegen sind, ihr Wechselvolumen jedoch deutlich geringer ist.

⁷⁹ Kategorie „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ inkl. Erdgastankstellen, da der Lieferantenwechsel für Erdgastankstellen nicht mehr gesondert ausgewiesen wird.

⁸⁰ Kategorie „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ inkl. Erdgastankstellen, da der Lieferantenwechsel für Erdgastankstellen nicht mehr gesondert ausgewiesen wird.

Wechselverfahren

Die im Jahr 2009 bei den VNB vollzogenen Lieferantenwechselverfahren von Letztverbrauchern lassen sich nach unterschiedlichen Verfahrensarten klassifizieren. Bei der Zuordnung der Gesamtanzahl an Lieferantenwechselverfahren auf die Verfahrensarten, ergibt sich, dass mit 98 Prozent nahezu alle Verfahren nach GeLi Gas durchgeführt werden, der Rest erfolgt nach unternehmensindividuellen Verfahren gemäß Tenorziffer 3 von GeLi Gas sowie Sonstigen.

Datenformate

Die Monitoringabfrage macht deutlich, dass die Durchführung der Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel von der Mehrheit der VNB (75,5 Prozent) selber durchgeführt wird. 24,2 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. Die Antworten dieser Frage sind für die VNB in der folgenden Abbildung zusammengefasst:

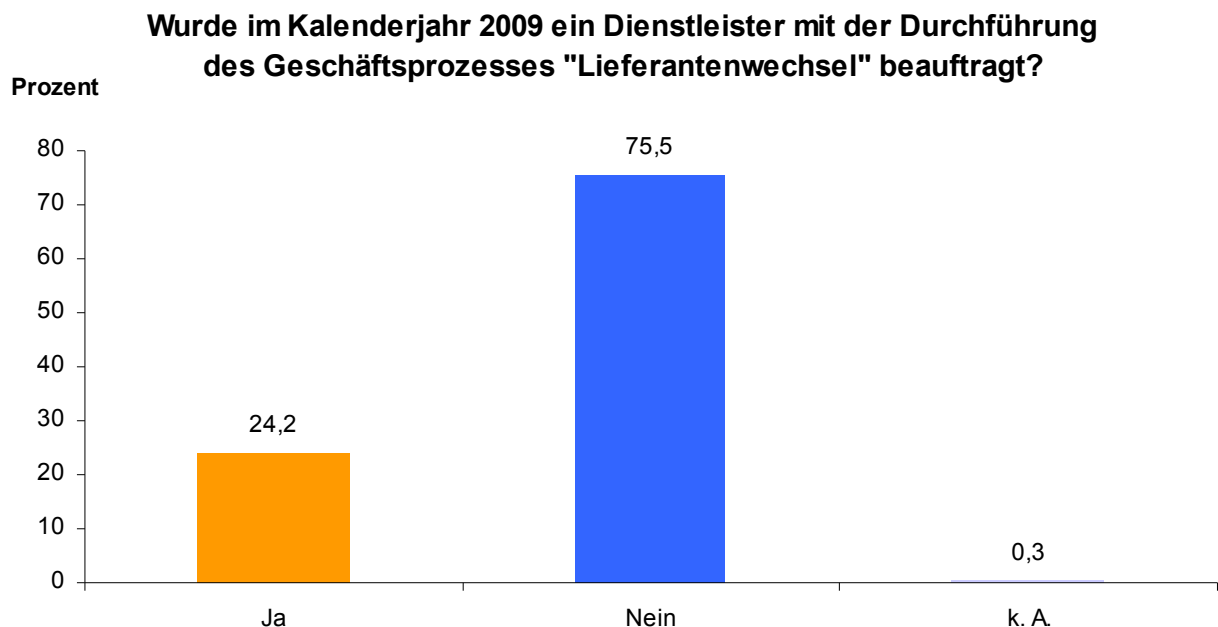


Abbildung 77 : Durchführung des Lieferantenwechsels durch Dienstleister

75,2 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. Das folgende Schaubild veranschaulicht die Antworten der VNB auf diese Frage.

Nutzen Sie zum Empfang bzw. Versenden der EDIFACT-Nachrichtentypen einen separaten Konverter?

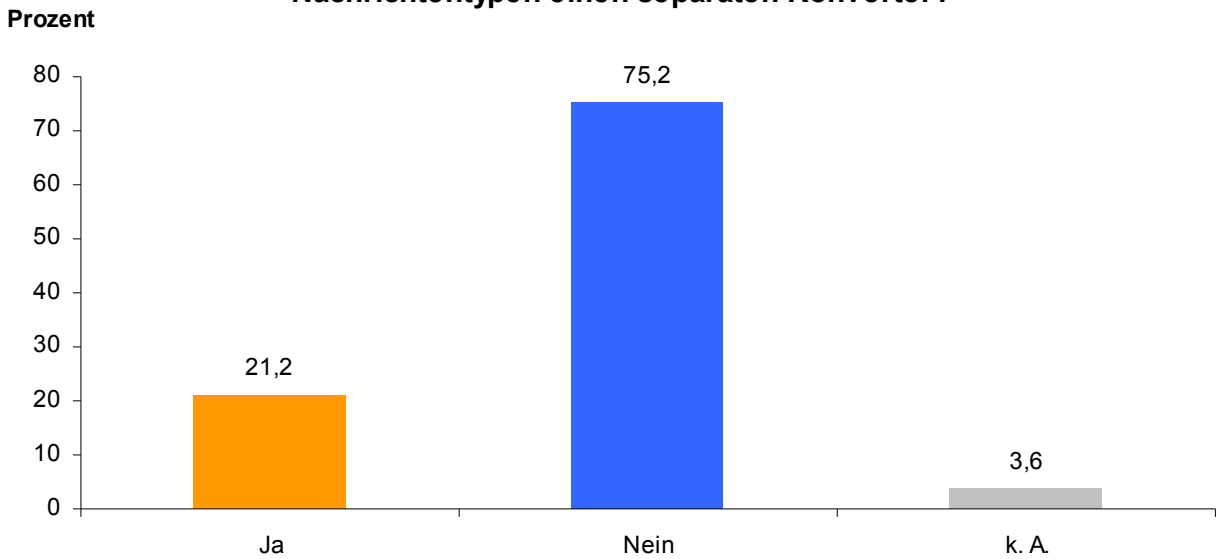


Abbildung 78: Verwenden eines separaten Konverter bei EDIFACT-Nachrichtentypen

Die Ergebnisse der Monitoringabfrage verdeutlichen, dass die geforderte branchenweite Verwirklichung des Datenaustausches mithilfe der vorgesehenen EDIFACT-Nachrichtentypen noch nicht im ganzen Umfang umgesetzt wurde. Nur 75 Prozent der VNB meldeten, dass sie alle im Rahmen der Umsetzung des Beschlusses GeLi Gas für den Datenaustausch vorgesehenen EDIFACT-Nachrichtentypen benutzen.

Wenden Sie im Rahmen der Umsetzung des Beschlusses GeLi Gas sämtliche dort für den Datenaustausch vorgesehenen EDIFACT-Nachrichtentypen an?

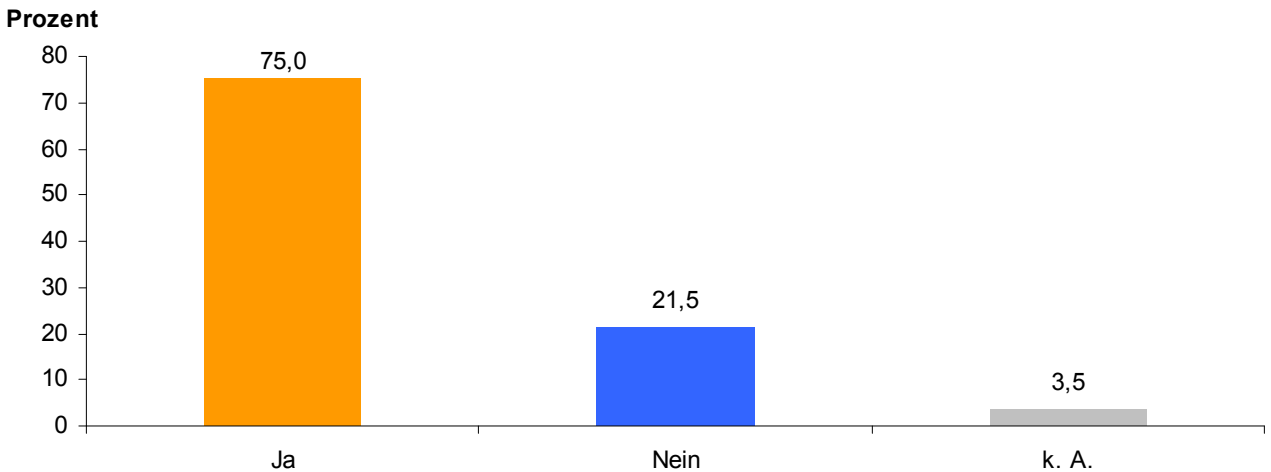


Abbildung 79: Verwendung von EDIFACT-Nachrichtentypen

Die Nichtverwendung von Nachrichtentypen zeigt dabei, welche Bestandteile des Lieferantenwechselprozesses bisher nur begrenzt automatisiert bearbeitbar sind. Das wird in der folgenden Tabelle dargestellt:

nicht genutzte Nachrichtentypen	Anteil Nichtverwendung bei Verteilernetzbetreibern (in Prozent)
UTILMD	8,2
MSCONS	9,9
INVOIC	23,8
REMADV	0,4
REQDOC	40,4
CONTRL	6,7
APERAK	10,6

Tabelle 34: Anteile nicht genutzter Nachrichtentypen

Bei den verwendeten Übertragungsmedien dominiert nach dem Übergang in den Wirkbetrieb EDIFACT weiterhin bei VNB die Nutzung von E-Mails:

Übertragungsmedium	Verteilernetzbetreiber (in Prozent)
E-Mail (Internet)	95,4
X.400/Telebox400	0,8
FTP (File Transfer Protocol)	0,0
AS 2	0,0
papierbasierte Verfahren	0,2
Sonstige (z. B. VAN (Value added network))	0,0
keine Angaben	3,6

Tabelle 35: Anteile der Übertragungsmedien beim Versand von EDIFACT-Nachrichten

Neben den EDIFACT-Nachrichtentypen wurden die folgenden, weiteren Datenformate im Rahmen der Abwicklung und Kommunikation der Lieferantenwechselprozesse gebraucht.

Datenformate	Verteilernetzbetreiber (in Prozent)
Tabellenkalkulations-/CSV-Formate	75,8
Formate aus PC-Standardanwendungen	15,9
XML-Formate	2,5
Spezifische EDM-Formate	0,6
Sonstige	5,1

Tabelle 36: Nutzung sonstiger Datenformate

Einzelhandel; Einzelhandelspreisniveau (Gas)

Bei der Datenerhebung zum Monitoring 2010 wurden die Großhändler und Lieferanten aufgefordert, das durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau ihres Unternehmens mit dem Preisstand 1. April 2010 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 sowie durchschnittliche Steuern (Gas- und 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)).

Da die Abfrage des durchschnittlichen Entgelts für Messung sowie des durchschnittlichen Entgelts für Messstellenbetrieb in diesem Jahr erstmalig erfolgte, wird aus Gründen der Vergleichbarkeit mit dem Vorjahr 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 Unternehmen die Grundversorgung mit Gas durchführt. Erstmals wurden auch zusätzlich Preise abgefragt, die sich nicht auf das Grundversorgungsnetzgebiet beziehen.

Die Auswertung der 693 an Großhändler und Lieferanten gerichteten Fragebögen hat zu folgendem Ergebnis geführt:

Gaspreise für Haushaltskunden

Stand 1. April 2010	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	1,37	20,85	1,27	19,60
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung in ct/kWh	0,05	0,76	0,05	0,78
Durchschnittliches Entgelt für Messung in ct/kWh	0,02	0,30	0,02	0,31
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb in ct/kWh	0,05	0,91	0,05	0,77
Durchschnittliche Konzessionsabgabe in ct/kWh	0,26	3,81	0,26	4,01
Durchschnittliche Steuern (Gas- und Umsatzsteuer) in ct/kWh	1,57	23,90	1,58	24,38
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb in ct/kWh	3,25	49,47	3,25	50,15
Durchschnittlicher Gesamtpreis in ct/kWh	6,57	100	6,48	100

Tabelle 37: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden bei der Belieferung in der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden bei der Belieferung in der Grundversorgung zum Stichtag 1. April 2010

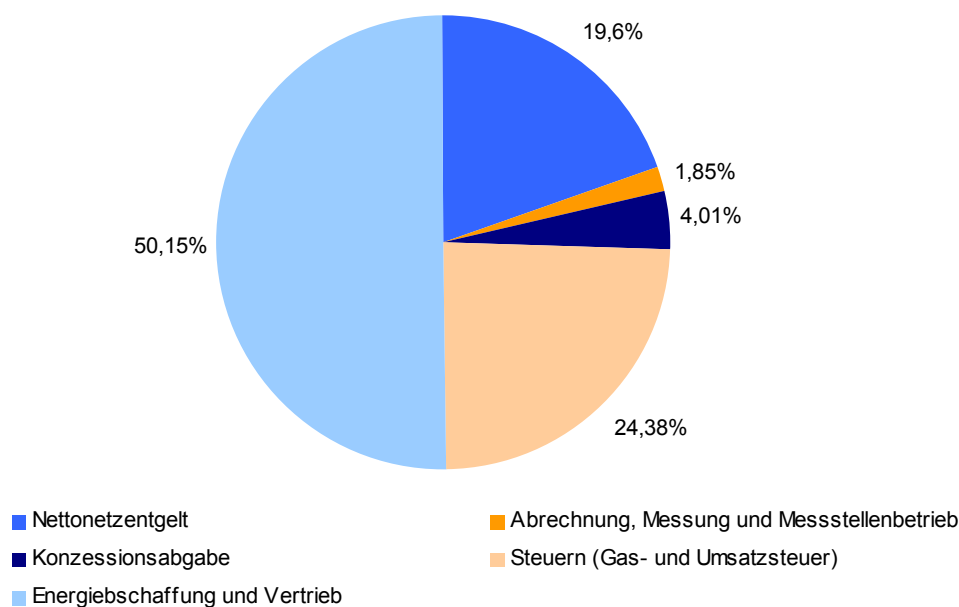


Abbildung 80: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden bei der Belieferung in der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Stand 1. April 2010	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	1,37	22,42	1,27	21,21
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung in ct/kWh	0,05	0,82	0,05	0,85
Durchschnittliches Entgelt für Messung in ct/kWh	0,02	0,33	0,02	0,34
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb in ct/kWh	0,05	0,82	0,05	0,84
Durchschnittliche Konzessionsabgabe in ct/kWh	0,07	1,15	0,05	1,01
Durchschnittliche Steuern (Gas- und Umsatzsteuer) in ct/kWh	1,51	24,71	1,49	25,08
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb in ct/kWh	3,04	49,75	3,01	50,67
Durchschnittlicher Gesamtpreis in ct/kWh	6,11	100	5,94	100

Tabelle 38: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Tarifen bei Vertragswechsel zum Stichtag 1. April 2010

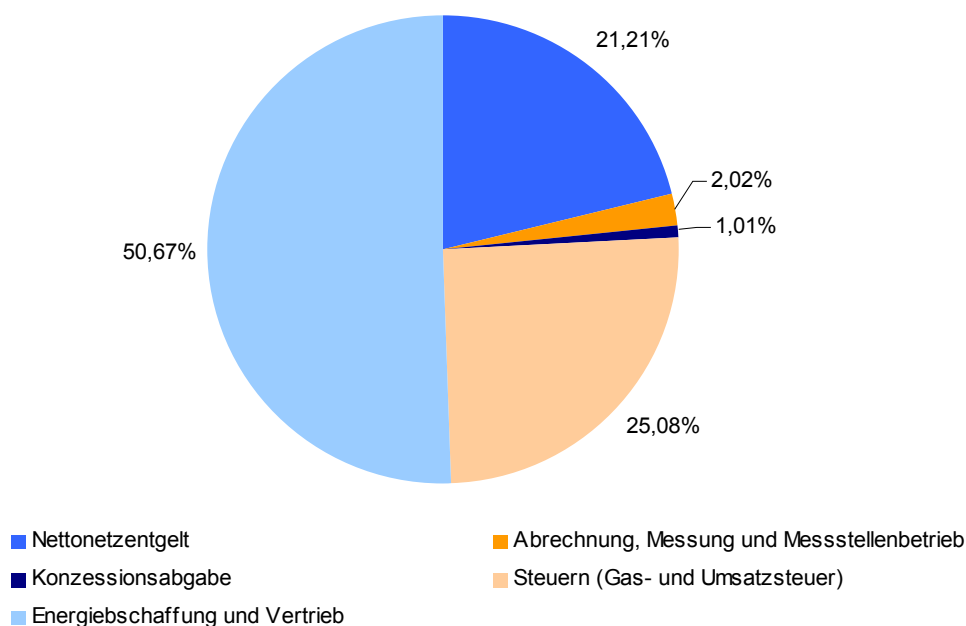


Abbildung 81: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Stand 1. April 2010	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	1,39	23,32	1,27	21,45
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung in ct/kWh	0,05	0,84	0,05	0,69
Durchschnittliches Entgelt für Messung in ct/kWh	0,02	0,34	0,02	0,34
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb in ct/kWh	0,05	0,84	0,05	0,84
Durchschnittliche Konzessionsabgabe in ct/kWh	0,08	1,34	0,04	0,84
Durchschnittliche Steuern (Gas- und Umsatzsteuer) in ct/kWh	1,45	24,33	1,48	25,00
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb in ct/kWh	2,92	48,99	3,01	50,84
Durchschnittlicher Gesamtpreis in ct/kWh	5,96	100	5,92	100

Tabelle 39: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel zum Stichtag 1. April 2010

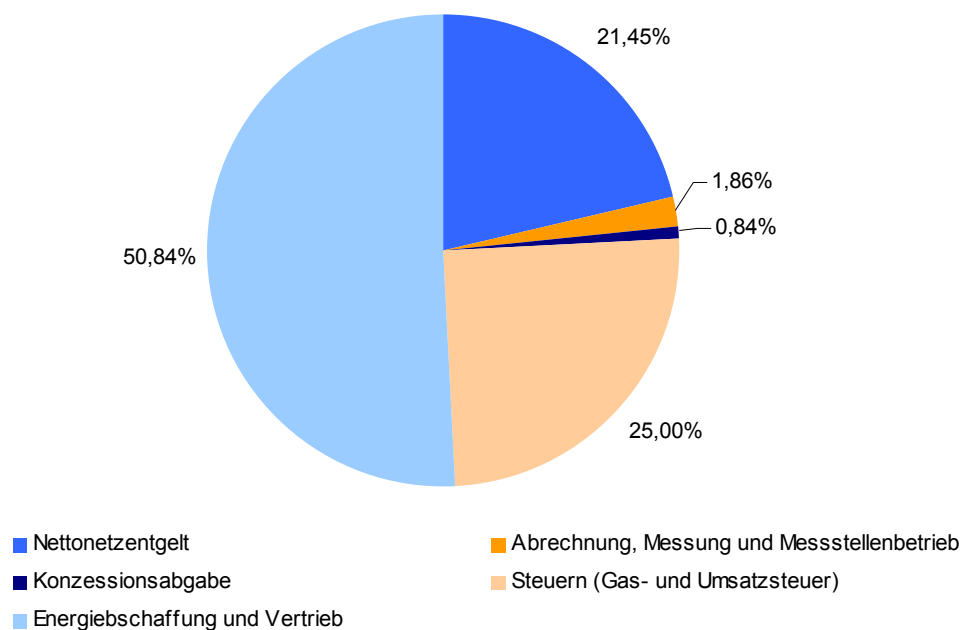


Abbildung 82: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Gaspreisentwicklung in der Grundversorgung

Das jährlich im Monitoringbericht zum 1. April eines jeden Jahres erhobene Einzelhandelspreisniveau spiegelt nicht unbedingt das im Markt herrschende Preisniveau. Gerade im Gaskundenbereich sind unterjährige und insbesondere saisonale Preisänderungen nach oben und unten die Regel.

Die Großhändler und Lieferanten wurden bei der Datenabfrage zum Monitoring 2010 danach gefragt, zu welchen Zeitpunkten Sie zwischen dem 1. April 2009 und dem 1. April 2010 Gaspreisänderungen (Preiserhöhungen bzw. Preissenkungen) für Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG durchgeführt haben. Aufgrund der Komplexität der Tarifstrukturen wurde die Erhebung auf den Grundversorgungstarif begrenzt.

Aus der Auswertung geht hervor, dass Unternehmen zwischen dem 1. April 2009 und dem 1. April 2010 bis zu viermal den Preis gesenkt haben und bis zu dreimal den Preis erhöht haben.

522 Gaslieferanten haben in dem betrachteten Zeitraum mindestens einmal den Gaspreis gesenkt, was einem Anteil von 75 Prozent aller an der Datenabfrage beteiligten Lieferanten bedeutet.

381 Gaslieferanten, also etwas über die Hälfte, gaben an, den Preis zweimal im Betrachtungszeitraum gesenkt zu haben.

Eine dreimalige Preissenkung wurde von 54 Unternehmen durchgeführt, was eine Quote von knapp acht Prozent bedeutet.

Ein Gaslieferant gab an, eine Preissenkung gar vier Mal durchgeführt zu haben.

Eine Gaspreiserhöhung wurde im Zeitraum 1. April 2009 bis 1. April 2010 von 108 Lieferanten bzw. gut 15 Prozent mindestens einmal durchgeführt. 13 Lieferanten gaben an zweimal eine Preiserhöhung an die Kunden weitergegeben zu haben und drei Lieferanten hoben die Preise im Betrachtungszeitraum drei Mal an.

Die ersten Preissenkungen erfolgten am häufigsten zum Stichtag 1. April 2009, während die zweite Preissenkungsrunde in den Sommermonaten um den 1. Juli 2009 stattfand. Die dritte Preissenkungsrunde erfolgte meist zum 1. Januar 2010. Diese Regelmäßigkeit stützt die Vermutung, dass Gaspreissenkungen an die Kunden häufiger im Frühjahr und Sommer an die Kunden weitergegeben werden.

Es ist auch zu beobachten, dass Unternehmen die im Betrachtungszeitraum die Preise mindestens einmal gesenkt haben, diese im späteren Jahresverlauf jedoch wieder angehoben haben. Die Preiserhöhung erfolgte meist zum 1. Oktober 2009 sowie zum 1. Januar 2010. Auch dies stützt die Vermutung, dass Gaspreiserhöhungen an die Kunden häufiger im Herbst und Winter weitergegeben werden.

Durchgeführte Senkungen/Erhöhungen des Gaspreises im Zeitraum vom 1. April 2009 bis zum 1. April 2010

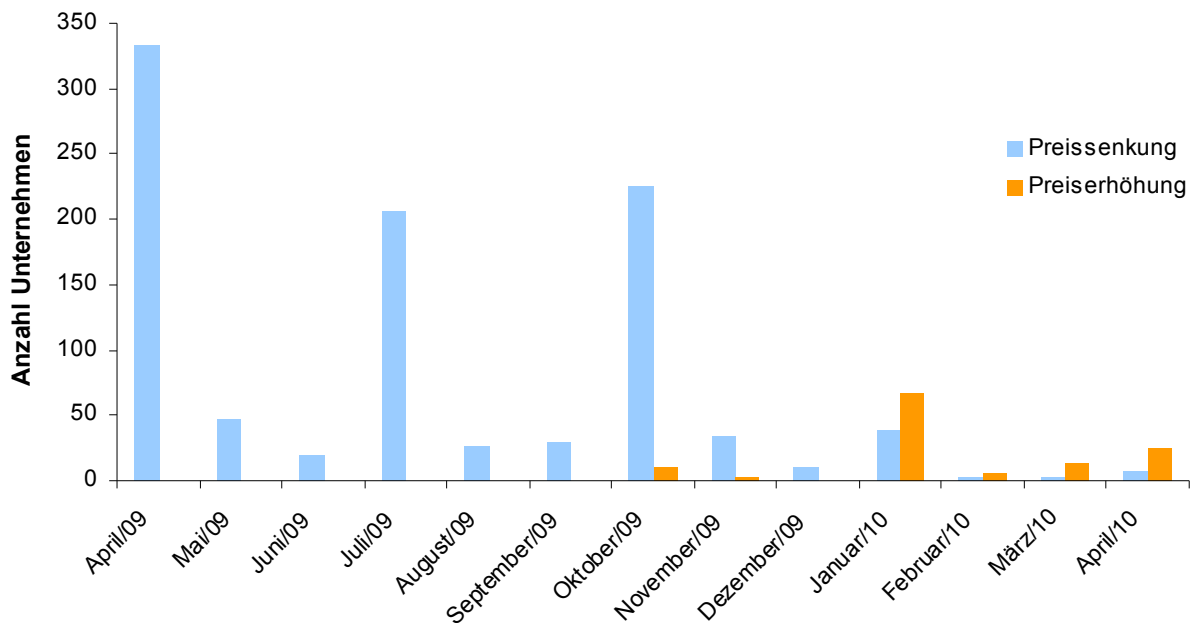


Abbildung 83: Gaspreisänderungen 1. April 2009 bis 1. April 2010

Wechselboni und Vertragsausgestaltung

Bei der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2010 wurden die Lieferanten erstmals nach Wechselboni sowie den Inhalten der Vertragsausgestaltung bei der Belieferung von Haushaltskunden gefragt. Da typischerweise nur Sonderverträge mit Bonuszahlungen oder günstigen Vertragsregelungen ausgestaltet werden, beschränkte sich die Abfrage auf die Belieferung der Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung mit der Differenzierung nach einer Belieferung zu Tarifen bei Vertragswechsel und Tarifen bei Lieferantenwechsel.

Die einmalige Bonuszahlung bei Abschluss eines Versorgungsvertrages gewinnt auch im Gasbereich immer größere Bedeutung. Sie sollen für den Kunden einen zusätzlichen Anreiz schaffen, den Lieferantenwechsel durchzuführen. Wechselboni werden in den meisten Fällen mit der Jahresendabrechnung verrechnet. Im Mittel beläuft sich der Wechselbonus bei regional gebundenen Lieferanten, also Grundversorgern die Sonderverträge anbieten, auf 40 Euro. Bei den regional ungebundenen Lieferanten kann der Kunde im Durchschnitt einen Wechselbonus in Höhe von 50 Euro erwarten.

Eine feste Vertragslaufzeit mit vorab zugesicherten unveränderlichen Preisen wird von regional gebundenen Lieferanten häufiger angeboten als bei regional ungebundenen Lieferanten. Dies soll primär der Kundenbindung dienen und das Abwandern der Haushaltskunden zu einem Wettbewerber verhindern. Die den Kunden angebotene Dauer der Preisstabilität bewegt sich in beiden Fällen zwischen drei und 36 Monaten, wobei im Durchschnitt eine Preisstabilität von zwölf Monaten vertraglich zugesichert wird.

Besonders preisgünstige Lieferverträge, welche mit einer Vorauszahlung realisiert werden, finden sich häufiger bei regional gebundenen Lieferanten. Dabei reicht die Spanne des Vorauszahlungszeitraums von zwei Monaten bis zu zwölf Monaten. Die Mehrheit der betroffenen Lieferverträge mit Vorauskasse orientiert sich an einem Vorauszahlungszeitraum von zwölf Monaten. Allerdings ist die Bedeutung der Vorkasseverträge im Gasbereich geringer als im Elektrizitätsbereich, da die für Gas im Voraus zu leistende Zahlung deutlich höher ausfällt als die Vorausleistung für Elektrizität. Zu beachten ist zusätzlich, dass Vorauskasserverträge für den Haushaltskunden ein höheres Risiko mit

sich bringen, da der Kunde die Zahlung im Voraus leistet und sich dementsprechend stark wirtschaftlich an den Lieferanten bindet.

Wechselboni und Sonderregelungen (Stichtag 1. April 2010)	Haushaltskunden (Tarife bei Vertragswechsel)		
	Anzahl Lieferanten mit angebotenen Tarifen	Spannbreite der Wechselboni oder Sonderregelung	Mittelwert der Wechselboni oder Sonderregelungen
Mindestvertragslaufzeit	228	1 Monat bis 48 Monate	12 Monate
Preisstabilität	111	3 Monate bis 36 Monate	12 Monate
einmalige Bonuszahlung	45	10 Euro bis 120 Euro	40 Euro
Vorauskasse	47	2 Monate bis 12 Monate	12 Monate
Paketpreis	19	-	-
andere Bonifikationen	67	-	-
andere Sonderregelungen	66	-	-

Tabelle 40: Wechselboni und vertragliche Sonderregelungen für Haushaltskunden (Tarife bei Vertragswechsel)

Wechselboni und Sonderregelungen (Stichtag 1. April 2010)	Haushaltskunden (Tarife bei Lieferantenwechsel)		
	Anzahl Lieferanten mit angebotenen Tarifen	Spannbreite der Wechselboni oder Sonderregelung	Mittelwert der Wechselboni oder Sonderregelungen
Mindestvertragslaufzeit	112	1 Monat bis 24 Monate	12 Monate
Preisstabilität	61	3 bis 36 Monate	12 Monate
einmalige Bonuszahlung	44	10 Euro bis 100 Euro	50 Euro
Vorauskasse	16	9 Monate bis 12 Monate	12 Monate
Paketpreis	12	-	-
andere Bonifikationen	24	-	-
andere Sonderregelungen	18	-	-

Tabelle 41: Wechselboni und vertragliche Sonderregelungen für Haushaltskunden (Tarife bei Lieferantenwechsel)

Entwicklung bei der Belieferung von Haushaltskunden mit Gas

Bei der Datenerhebung 2010 wurden die Gasgroßhändler und -lieferanten Gas zusätzlich nach der Anzahl der in 2009 neu belieferten und nicht mehr belieferten Haushaltskunden gefragt. Dabei wurde zwischen der Belieferung innerhalb und außerhalb der Grundversorgung unterschieden. Zusätzlich wurden die antwortenden Unternehmen in fünf Klassen aufgeteilt, welche sich an der Unternehmensgröße und hier insbesondere an der Zahl der belieferten Haushaltskunden orientieren.

Bei der Betrachtung der neu belieferten und nicht mehr belieferten Haushaltskunden in der Grundversorgung fällt auf, dass alle Unternehmen von rückläufigen Kundenzahlen betroffen sind. Insbesondere große und sehr große Unternehmen mit einer Kundenzahl von mehr als 50.000 Haushaltskunden und mehr als 200.000 Haushaltskunden haben sehr deutliche Kundenverluste zu verzeichnen. Über alle Unternehmensgrößen hinweg können die Kundengewinne die Kundenverluste nicht ausgleichen, was bedeutet, dass etwa 70.000 Haushaltskunden sich für einen Vertrags- oder Lieferantenwechsel entschieden haben oder ggf. auf einen anderen Energieträger ausgewichen sind.

Neu belieferte und nicht mehr belieferte Haushaltskunden in der Grundversorgung in 2009

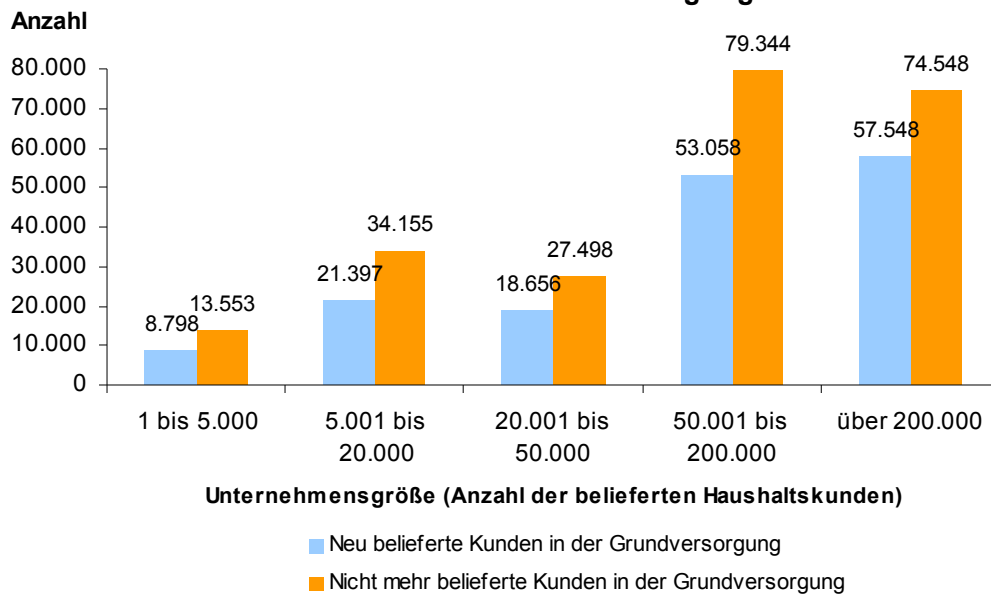


Abbildung 84: Neu belieferte und nicht mehr belieferte Haushaltskunden innerhalb der Grundversorgung je nach Unternehmensgröße gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Bei der Betrachtung der neu belieferten und nicht mehr belieferten Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung ist die Sachlage differenzierter. Unternehmen mit einem Kundenstamm bis 50.000 Haushaltskunden gewinnen massiv neue Kunden. In den drei Unternehmensklassen bis 50.000 Haushaltskunden sind die Zugänge fast immer doppelt so hoch wie die Abgänge. Bei den großen und sehr großen Unternehmen mit einem Kundenstamm von über 50.000 Haushaltskunden und über 200.000 Haushaltskunden sind die Kundenrückgänge größer als die Kundenzugänge. Über alle Unternehmensgrößen hinweg können die Kundengewinne die Kundenverluste insgesamt ausgleichen, was bedeutet, dass etwa 60.000 Haushaltskunden sich für einen Vertrags- oder Lieferantenwechsel entschieden haben. Dabei ist zu beachten, dass die Zahlen der neu belieferten und nicht mehr belieferten Kunden in den zwei Versorgungsbereichen nicht miteinander aufgewogen werden können. Die auftretende Differenz von 10.000 Kunden basiert teilweise auf unvollständigen Angaben der Marktteilnehmer. Teilweise sind Letztverbraucher auf andere Energieträger ausgewichen.

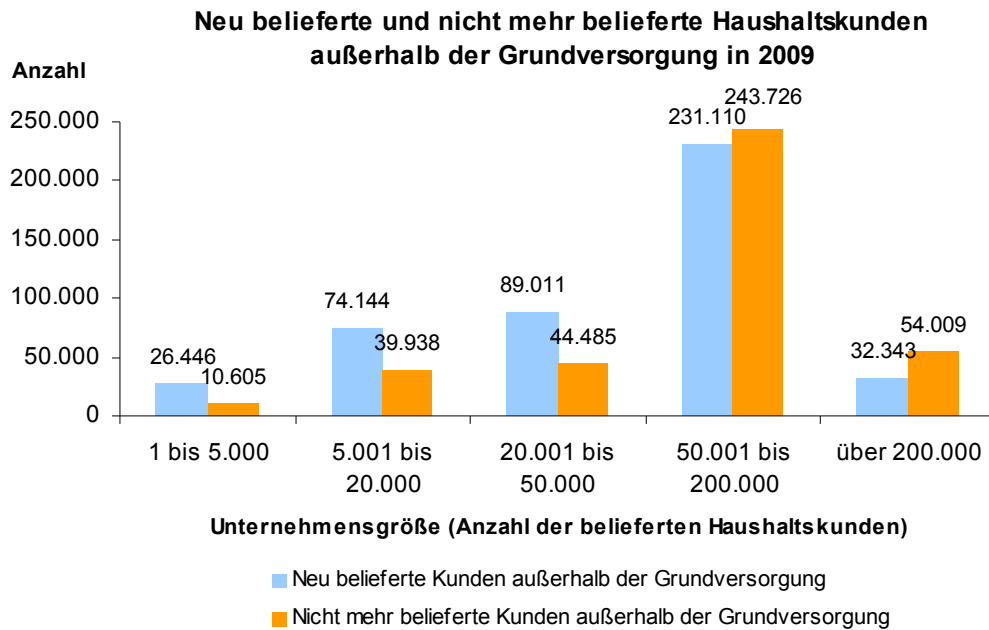


Abbildung 85: Neu belieferte und nicht mehr belieferte Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung je nach Unternehmensgröße gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Bei einer Gesamtbetrachtung aller neu belieferten und nicht mehr belieferten Haushaltskunden, ohne zwischen einer Versorgung innerhalb oder außerhalb der Grundversorgung zu unterscheiden, bleibt das differenzierte Bild bestehen. Während kleine und mittlere Unternehmen bis zu einer Unternehmensgröße von 50.000 Haushaltskunden mehr Zugänge zu verzeichnen haben, weisen große und sehr große Unternehmen mit einer Kundenzahl von mehr als 50.000 bzw. mehr als 200.000 rückläufige Kundenzahlen auf. Das deutet darauf hin, dass auch kleine und mittlere Unternehmen den Haushaltskunden konkurrenzfähige Gaspreise anbieten können⁸¹. Als ein positives Zeichen für einen sich gut entwickelnden Markt ist auch der hier deutlich erkennbare und bewusste Vertragswechsel der Haushaltskunden aus der Grundversorgung in den Bereich der meist preisgünstigeren Sonderverträge zu erwähnen. Die bei den VNB ermittelte Zahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden in Höhe von knapp über 400.000 Wechselvorgängen ist vergleichbar mit den bei den Großhändlern und Lieferanten ermittelten Wechselvorgängen, welche sich ebenfalls bei 400.000 bewegen.

⁸¹ Dabei ist zu beachten, dass die Zahlen der neu belieferten und nicht mehr belieferten Kunden nicht miteinander aufgewogen werden können. Die auftretende Differenz von 16.000 Kunden basiert auf unvollständigen Angaben der Marktteilnehmer.

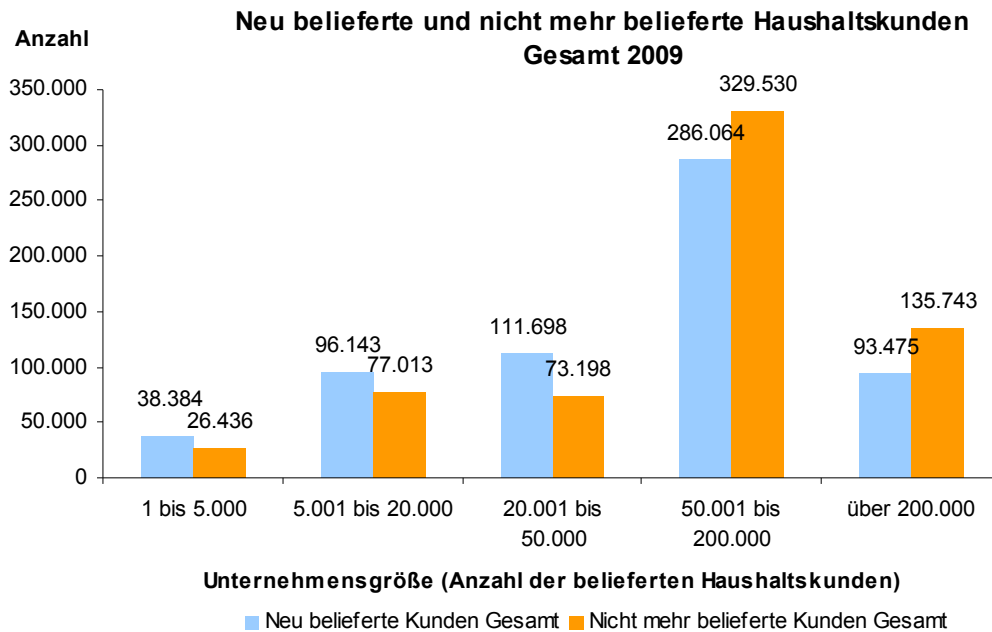


Abbildung 86: Neu belieferte und nicht mehr belieferte Haushaltskunden Gesamt je nach Unternehmensgröße gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

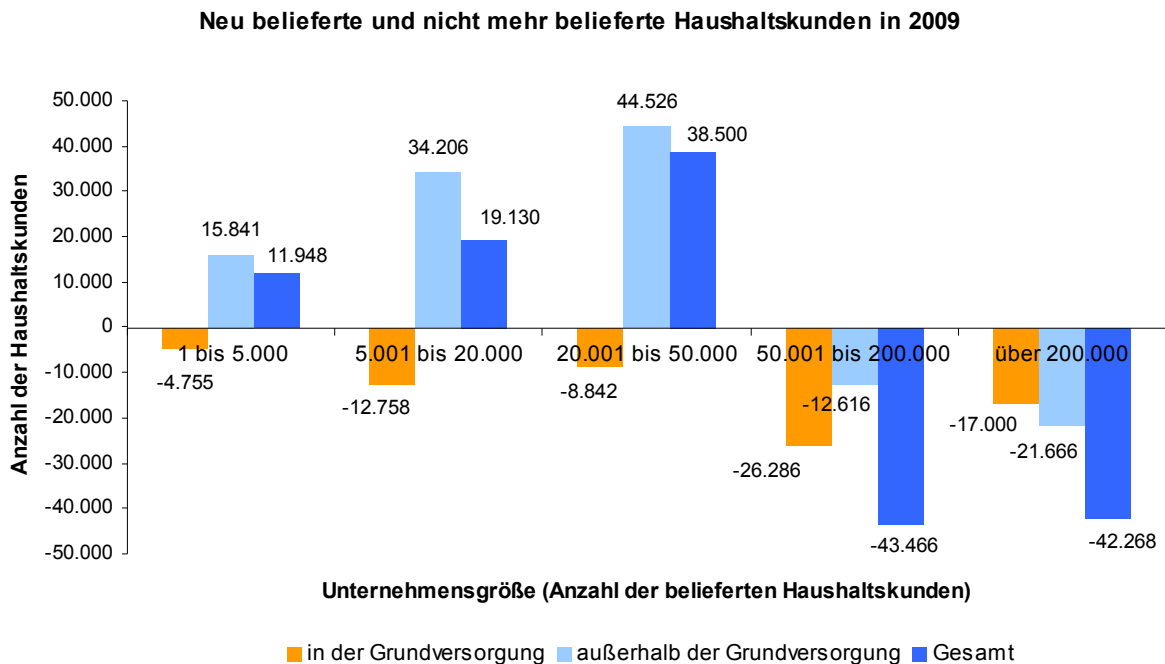


Abbildung 87: Neu belieferte und nicht mehr belieferte Haushaltskunden in 2009 - Saldobetrachtung

Gaspreise für Gewerbe- und Industriekunden

Wie schon bei den Haushaltskunden, ist auch bei den Gewerbe- und Industriekunden ein Absinken des durchschnittlichen Preisniveaus zu beobachten. Der durchschnittliche Gasgesamtpreis für Gewerbekunden lag zum 1. April 2010 bei 5,53 ct/kWh. Bei einem Vorjahreswert von 6,24 ct/kWh liegt der Rückgang bei 0,71 ct/kWh bzw. bei knapp 11,5 Prozent ähnlich hoch wie bei den Haushaltskunden.

Der Hauptgrund für den Preisrückgang waren, wie bei den Haushaltskunden auch, die Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb. Ein Vergleich des arithmetischen Mittelwerts mit dem mengen-gewichteten Mittelwert ergibt, dass Unternehmen mit einer großen Abgabemenge ein niedrigeres Preisniveau aufweisen.

Stand 1. April 2010	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	1,16	20,42	1,07	19,35
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung in ct/kWh	0,02	0,35	0,02	0,37
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	0,02	0,36
Durchschnittliche Konzessionsabgabe in ct/kWh	0,07	1,23	0,05	0,90
Durchschnittliche Steuern (Gas- und Umsatzsteuer) in ct/kWh	1,42	25,00	1,42	25,68
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb in ct/kWh	2,97	52,29	2,94	53,16
Durchschnittlicher Gesamtpreis in ct/kWh	5,68	100	5,53	100

Tabelle 42: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Gewerbekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Gewerbekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel zum Stichtag 1. April 2010

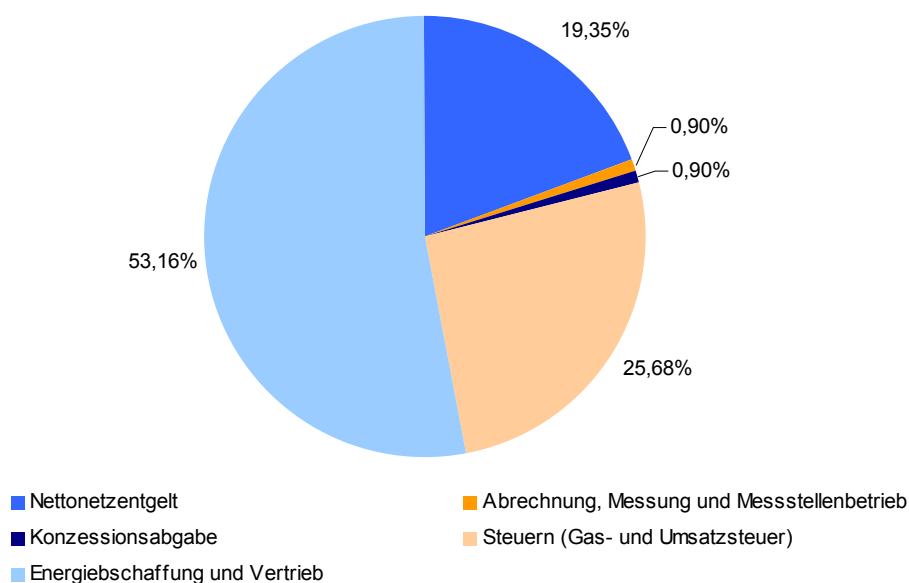


Abbildung 88: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Gewerbekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusätzlich wurde das Preisniveau für die Gewerbekunden bei der Belieferung mit Tarifen bei einem Lieferantenwechsel erfasst. Der durchschnittliche Gasgesamtpreis liegt hier mit 5,23 ct/kWh um fast 5,5 Prozent unter dem Preisniveau bei der Belieferung mit Tarifen bei Vertragswechsel. Die regional ungebundenen Wettbewerber können den Gewerbekunden also niedrigere Preise anbieten als die

angestammten lokalen Versorger. Zusätzlich ist festzustellen, dass auch in diesem Bereich der Belieferung die Lieferanten mit hohen Abgabemengen ein niedrigeres Preisniveau aufweisen.

Stand 1. April 2010	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	1,22	22,06	1,03	19,69
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung in ct/kWh	0,03	0,56	0,02	0,49
Durchschnittliches Entgelt für Messung in ct/kWh	0,01	0,18	0,005	0,10
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb in ct/kWh	0,05	0,90	0,02	0,38
Durchschnittliche Konzessionsabgabe in ct/kWh	0,05	0,90	0,04	0,76
Durchschnittliche Steuern (Gas- und Umsatzsteuer) in ct/kWh	1,35	24,41	1,33	25,43
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb in ct/kWh	2,82	50,99	2,78	53,15
Durchschnittlicher Gesamtpreis in ct/kWh	5,53	100	5,23	100

Tabelle 43: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Gewerbekunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Gewerbekunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel zum Stichtag 1. April 2010

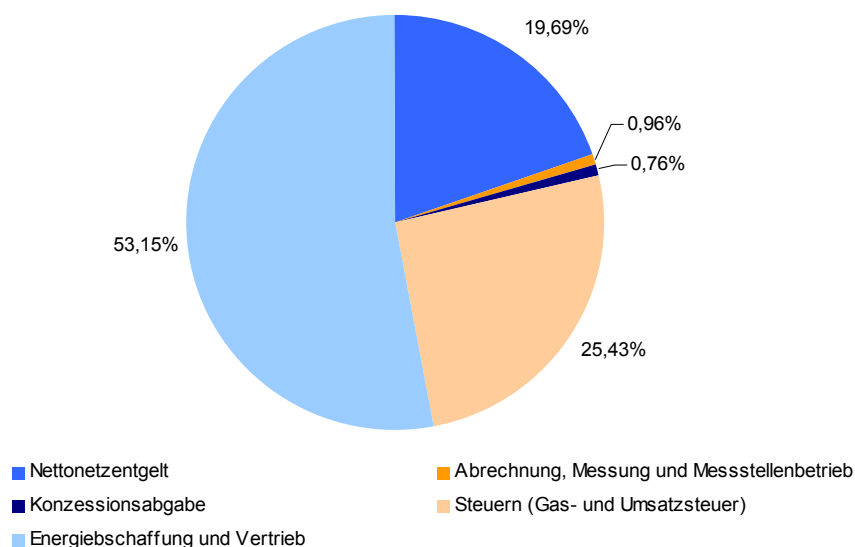


Abbildung 89: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Gewerbekunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Der durchschnittliche Gasgesamtpreis für Industriekunden lag zum 1. April 2010 bei 3,76 ct/kWh. Bei einem Vorjahreswert von 4,67 ct/kWh liegt der Rückgang mit 0,91 ct/kWh bzw. bei knapp 20

Prozent. Obwohl das Preisniveau für Industriekunden traditionell schon das niedrigste ist, ist der beobachtete Preisrückgang in diesem Bereich besonders stark ausgefallen. Ein Zusammenhang könnte neben den stark rückläufigen Gasbeschaffungskosten auch in dem besonders deutlichen Gasabsatzrückgang im Bereich der Industriekunden liegen.

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 2010	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	0,37	8,62	0,24	6,38
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung in ct/kWh	0,01	0,24	0,001	0,03
Durchschnittliches Entgelt für Messung in ct/kWh	0,01	0,23	0,001	0,03
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb in ct/kWh	0,04	0,93	0,01	0,20
Durchschnittliche Steuern (Gas- und Umsatzsteuer) in ct/kWh	1,19	27,74	1,15	30,59
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb in ct/kWh	2,67	62,24	2,36	62,77
Durchschnittlicher Gesamtpreis in ct/kWh	4,29	100	3,76	100

Tabelle 44: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Industriekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Industriekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel zum Stichtag 1. April 2010

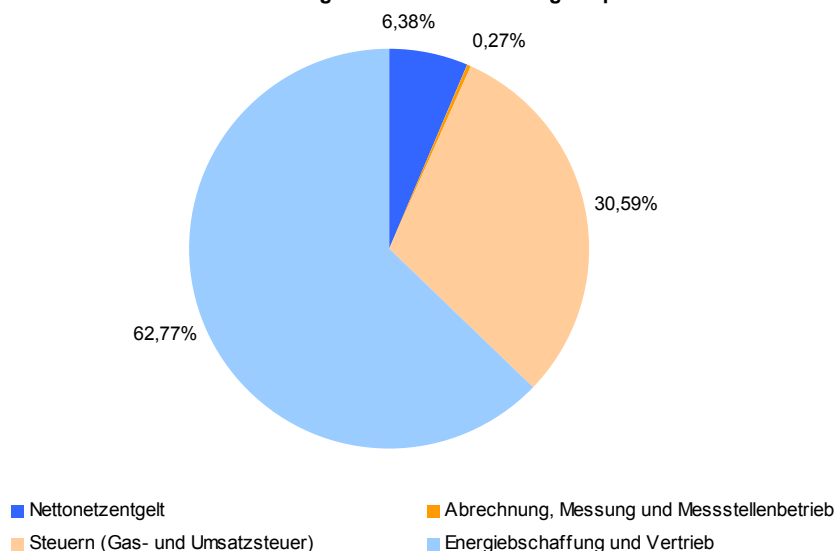


Abbildung 90: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Industriekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusätzlich wurde das Preisniveau für die Industriekunden bei Belieferung mit Tarifen bei Lieferantenwechsel erfasst. Der durchschnittliche Gasgesamtpreis in diesem Bereich liegt mit 4,23 ct/kWh etwa elf Prozent unter dem Preisniveau bei der Belieferung zu Tarifen bei Vertragswechsel. Das könnte ein Hinweis darauf sein, dass lokale Grundversorger den Industriekunden bessere Konditionen bieten können, als regional ungebundene Wettbewerber. Dieser Zustand ist jedoch nur bei den Industriekunden zu beobachten, da bei der Belieferung sowohl von Haushaltskunden als auch von Gewerbekunden die regional ungebundenen Wettbewerber Preisführer sind. Es ist davon auszugehen, dass bei den besonders verbrauchsintensiven Industriekunden auch der Gedanke der Standortsicherung bei der Preiskalkulation der Grundversorger eine Rolle spielt.

Zusätzlich ist festzustellen, dass auch in diesem Bereich der Belieferung die Lieferanten mit hohen Abgabemengen ein niedrigeres Preisniveau aufweisen.

Stand 1. April 2010	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	0,41	9,21	0,2	4,80
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung in ct/kWh	0,01	0,24	0,002	0,05
Durchschnittliches Entgelt für Messung in ct/kWh	0,01	0,22	0,002	0,05
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb in ct/kWh	0,03	0,67	0,003	0,07
Durchschnittliche Steuern (Gas- und Umsatzsteuer) in ct/kWh	1,27	28,54	1,25	29,55
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb in ct/kWh	2,72	61,12	2,77	65,48
Durchschnittlicher Gesamtpreis in ct/kWh	4,45	100	4,23	100

Tabelle 45: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Industriekunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Industriekunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel zum Stichtag 1. April 2010

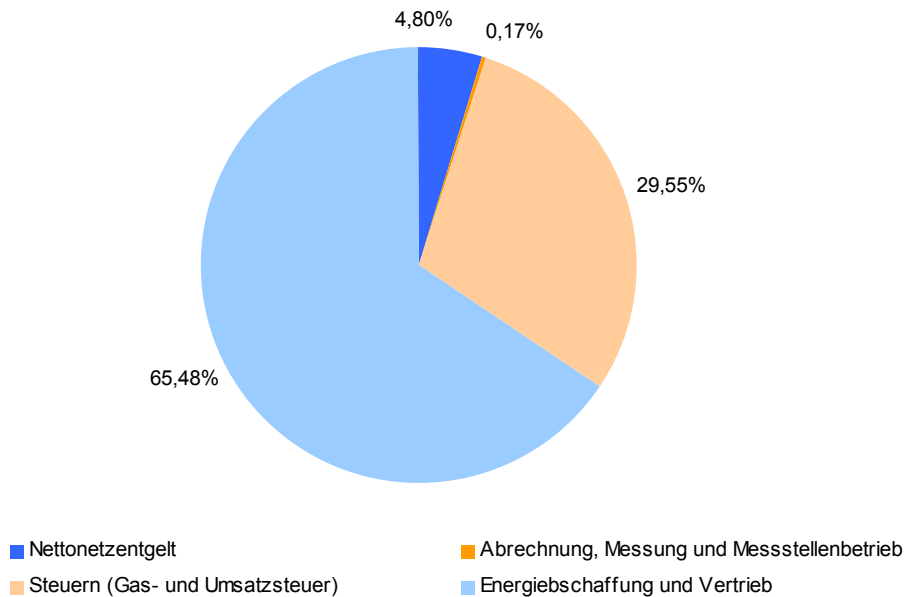


Abbildung 91: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Industriekunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Bei der Analyse der Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ für Gewerbe- und Industriekunden in den Jahren 2006 bis 2010 ist zum Stichtag 1. April 2010 erstmalig ein Rückgang des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ zu beobachten. Die Gasbeschaffungskosten sind insbesondere bei den Industriekunden deutlich um knapp 25 Prozent zurückgegangen, während der Rückgang bei den Gewerbekunden bei knapp 17 Prozent lag. In den Jahren 2006 bis 2009 war der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ auch bei der Belieferung von Gewerbe- und Industriekunden einer der Hauptkostentreiber für den steigenden Gaspreis. Die Gründe für das Absinken der Beschaffungskosten finden sich ebenfalls auf der Großhandelsebene wieder. Aufgrund der Komplexität der Beschaffungsstruktur und der verzögerten Weitergabe der Veränderungen der Großhandelspreise an die Letztverbraucher ist auch in der näheren Zukunft mit einem Rückgang der Gasbeschaffungskosten im Bereich der Gewerbe- und Industriekunden zu rechnen.

**Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung und Vertrieb" für
Gewerbe- und Industriekunden 2006 bis 2010
(mengengewichtete Mittelwerte)**

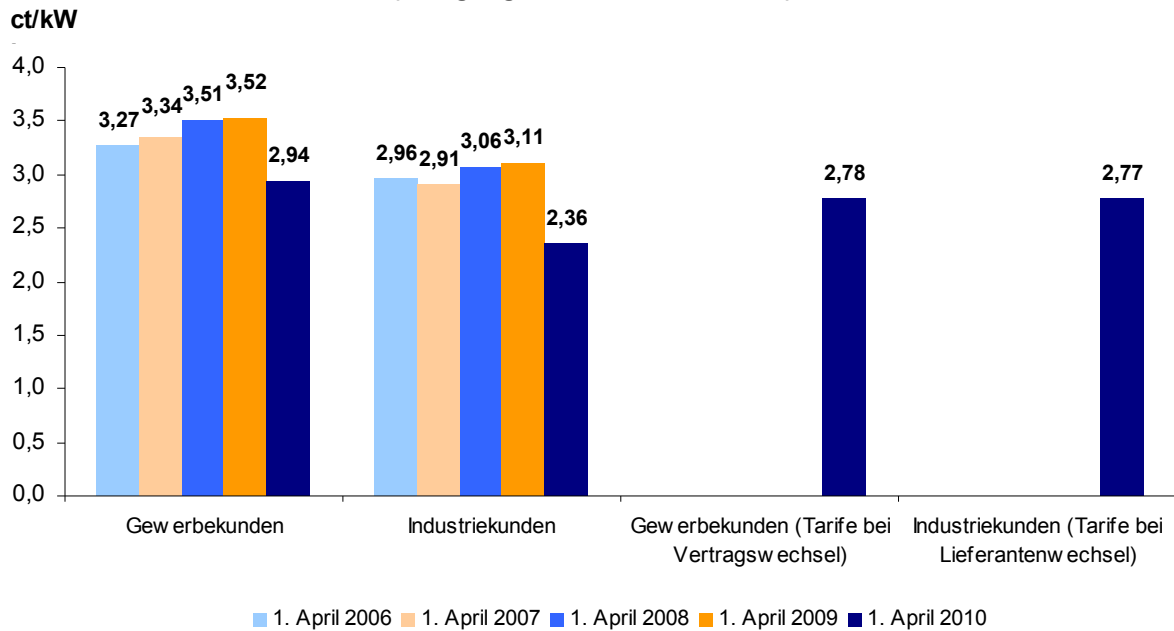


Abbildung 92: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ für Gewerbe- und Industriekunden 2006 bis 2010. Preisstand 1. April 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Bei einer Gesamtbetrachtung aller in Frage kommender Belieferungsmöglichkeiten der Gewerbe- und Industriekunden, bietet sich das folgende Bild. Erstmal seit der Erfassung im Jahr 2006 ist der Gaspreis auch bei Gewerbe- und Industriekunden unter das Vorjahresniveau gefallen und unterbot zugleich das Preisniveau von 2006.

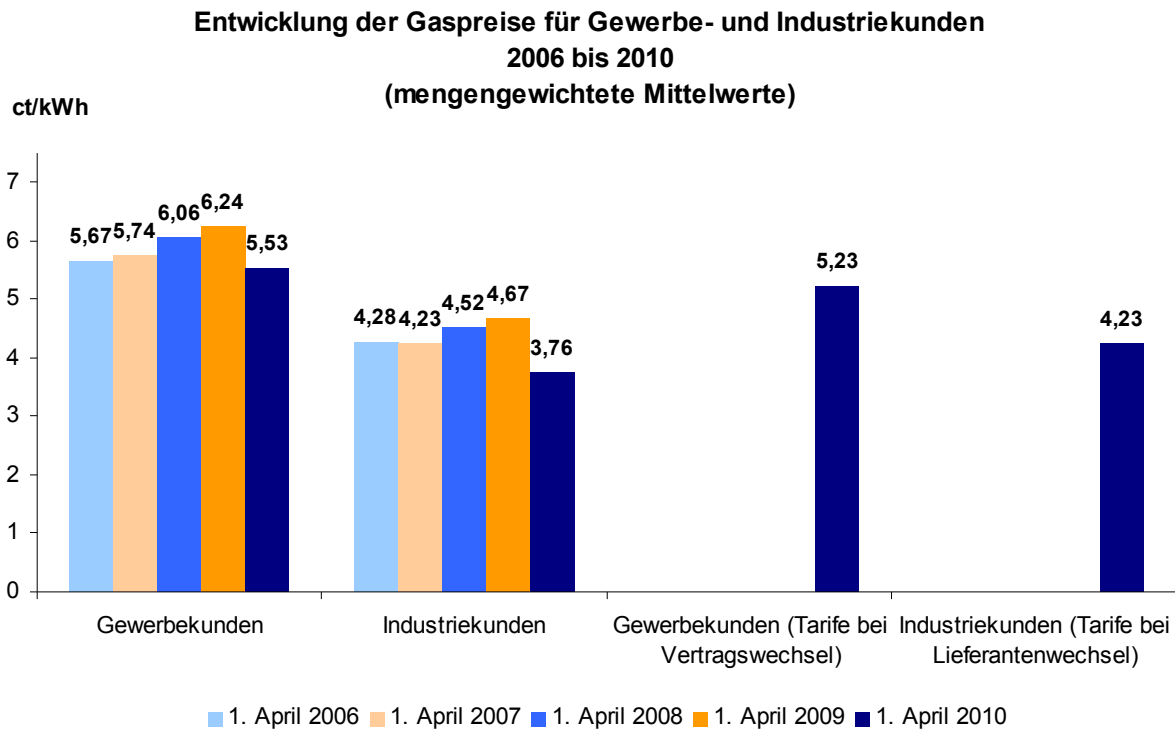


Abbildung 93: Entwicklung der mengengewichteten Gaspreise für Gewerbe- und Industriekunden 2006 bis 2010. Preisstand 1. April 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas⁸²

Entflechtung; (Elektrizität + Gas)

Rechtlich entflochtene Verteilernetzbetreiber

Struktur (Elektrizität + GAS)

Struktur der rechtlich entflochtenen Verteilernetzbetreiber

Elektrizität

Im Elektrizitätssektor haben von den insgesamt 749 im Monitoring antwortenden Verteilernetzbetreibern 171 angegeben, rechtlich entflochten zu sein⁸³. Hier gibt es eine beachtliche Anzahl freiwillig entflochtener Netzbetreiber (ca. 30 Prozent⁸⁴), was als ein positives Zeichen für die Unabhängigkeit des Netzbetriebs gewertet werden kann. Auch wenn die deutliche Mehrheit der Unternehmen schon aufgrund ihrer eigenen Kundenanschlüsse zur rechtlichen Entflechtung verpflichtet war, gab es offensichtlich aus rein unternehmerischer Sicht vielfach Gründe, im Wege der rechtlichen Entflechtung eine stringente Aufgabenzuweisung vorzunehmen.

⁸² Der Preisstand für Gewerbe- und Industriekunde außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes wurde erstmalig zum 1. April 2010 erhoben.

⁸³ Zum Stand 1. Januar 2008 waren insgesamt 249 Verteilernetzbetreiber (Elektrizität/Gas) zur rechtlichen Entflechtung verpflichtet. Nach dem aktuellen Monitoring sind im Bereich Elektrizität 131 und im Bereich Gas 103, zusammen also 234 Verteilernetzbetreiber aufgrund ihrer Verpflichtung rechtlich entflochten.

⁸⁴ In Bezug auf die insgesamt 171 rechtlich entflochtenen Unternehmen.

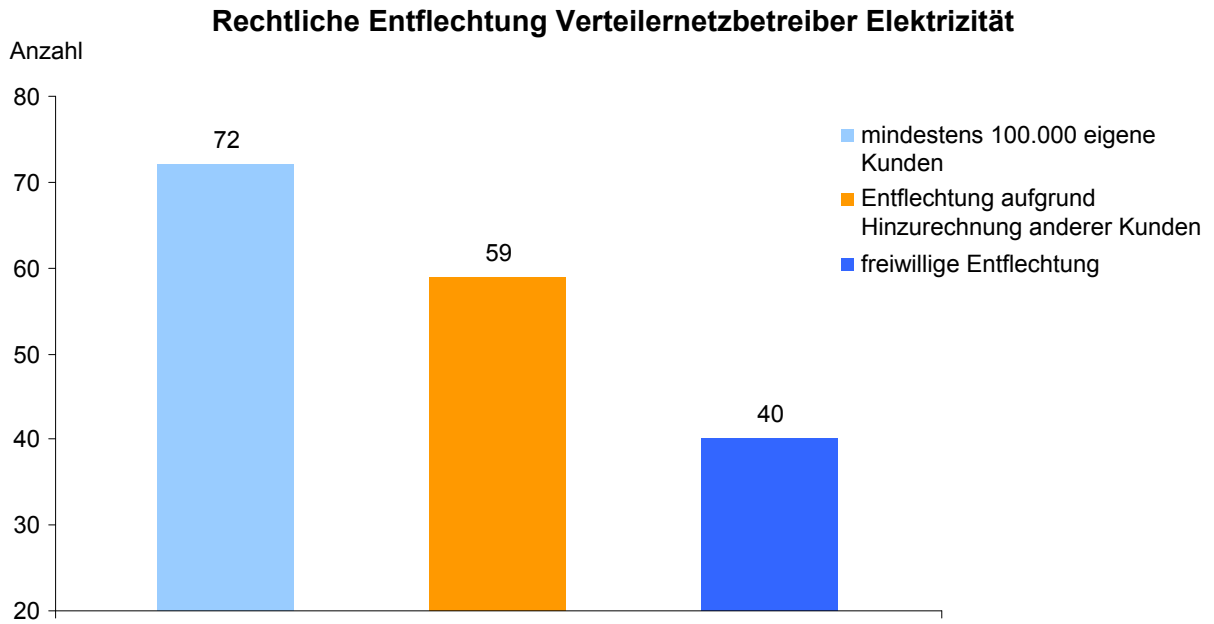


Abbildung 94: Rechtliche Entflechtung Verteilernetzbetreiber Elektrizität

Gas

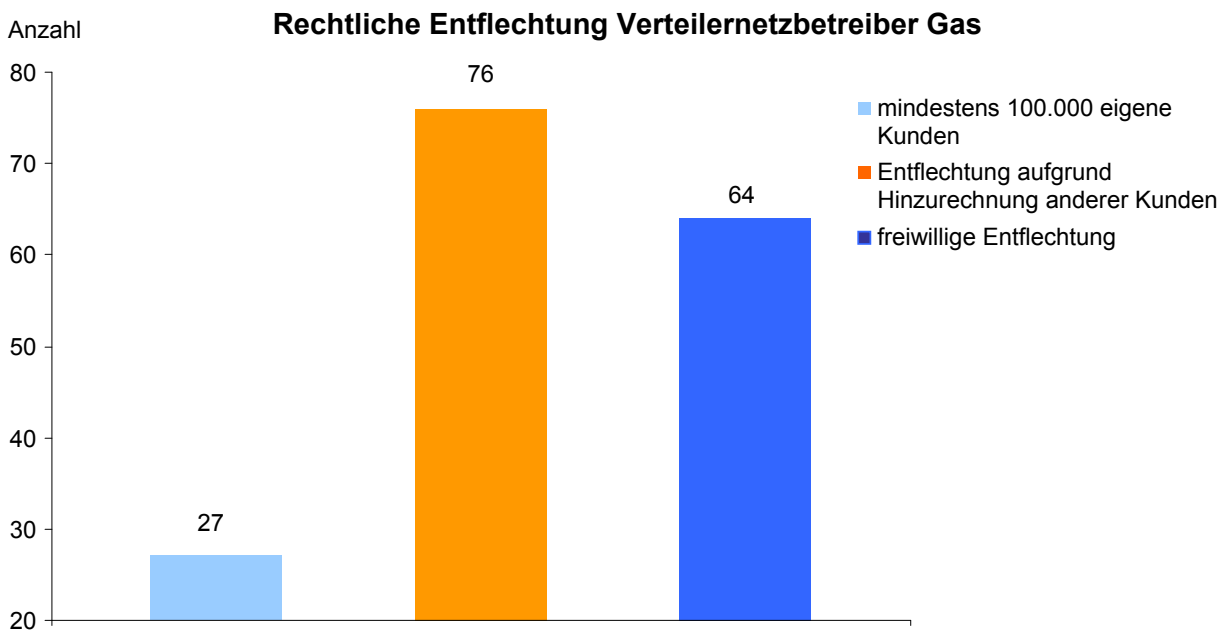


Abbildung 95: Rechtliche Entflechtung Verteilernetzbetreiber Gas

Von den insgesamt 633 am Monitoring teilnehmenden Gasverteilernetzbetreibern haben 167 angegeben, rechtlich entflochten zu sein. Beachtlich ist hier ebenfalls die große Zahl der Unternehmen (38 Prozent⁸⁵), die freiwillig eine rechtliche Entflechtung durchgeführt haben. Häufig liegt dieser Sachverhalt darin begründet, dass die betroffenen Netzgesellschaften zugleich ein Elektrizitätsverteilernetz betreiben, mit welchem sie zur rechtlichen Entflechtung verpflichtet sind.

⁸⁵ In Bezug auf die insgesamt 167 rechtlich entflochtenen Unternehmen.

Netzeigentum vs. Pachtmodell

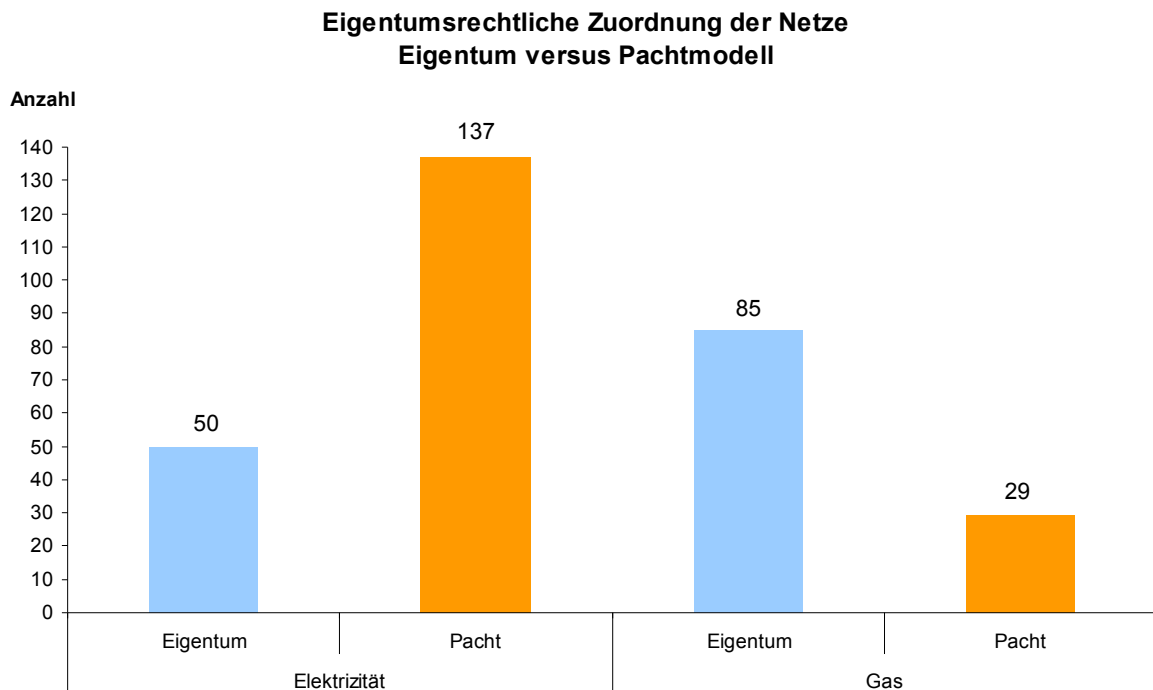


Abbildung 96: Eigentumsrechtliche Zuordnung der Netze - Eigentum versus Pachtmodell

Bei der Frage nach dem Eigentümer des jeweiligen Verteilernetzes ist ein deutlicher Unterschied zwischen den Bereichen Elektrizität und Gas zu erkennen. Die von den Netzgesellschaften betriebenen Elektrizitätsnetze werden zum Großteil in Form des Pachtmodells betrieben, während es im Gasbereich umgekehrt ist; dort liegt das Eigentum an den Verteilernetzen meist bei der Netzgesellschaft.

Kooperationen bei den Verteilernetzen

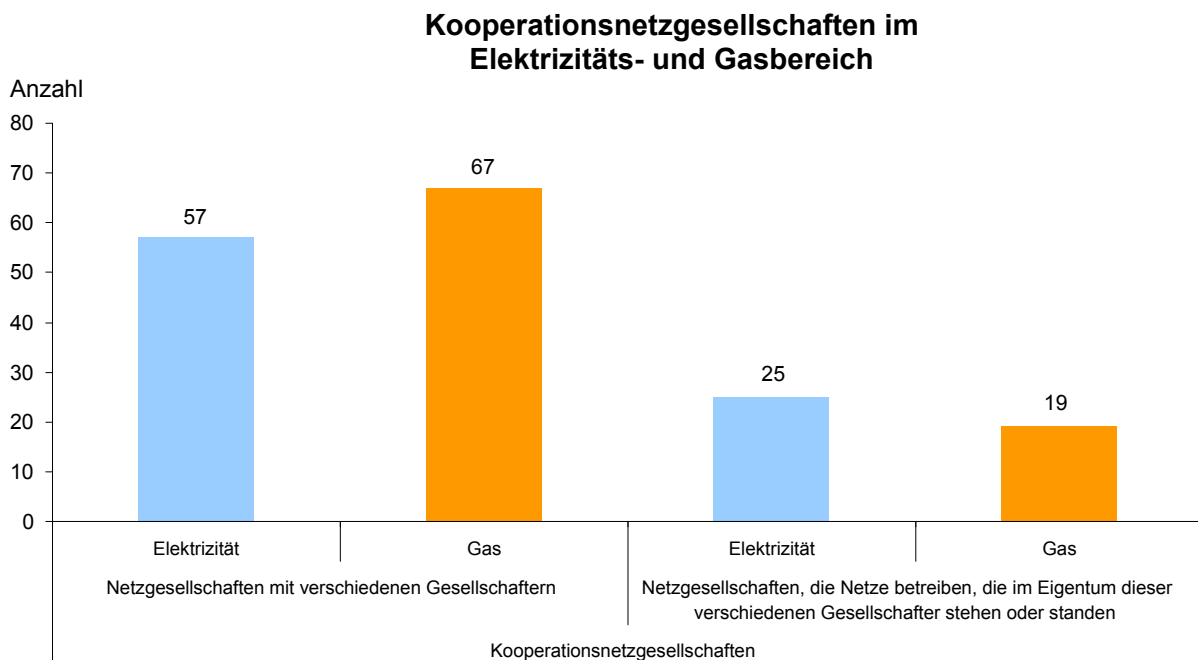


Abbildung 97: Kooperationsnetzgesellschaften im Elektrizitäts- und Gasbereich

Die Bereitschaft zu Kooperationen im Bereich der Verteilernetze hat zugenommen und ist im Gasbereich stärker ausgeprägt als im Elektrizitätssektor. Dabei bieten Kooperationen in der Form von Netzgesellschaften, an denen verschiedene Gesellschafter beteiligt sind, ein höheres Maß an Diskriminierungsfreiheit; dies gilt verstärkt für Netzgesellschaften, die Netze betreiben, die im Eigentum ihrer verschiedenen Gesellschafter stehen oder gestanden haben.

Erzeugung; Entwicklung nach EEG vergüteter Erzeugung (Elektrizität)

Zum Zeitpunkt der Erstellung des Monitoringberichtes 2010 war die Erhebung und der Abgleich der von der Bundesnetzagentur erhobenen EEG-Daten für das Abrechnungsjahr 2009 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 2009 haben somit vorläufigen Charakter. Dagegen fand die Auswertung der Zahlen der Jahresabrechnung 2008 am Anfang 2010 ihr Ende, so dass die hier dargestellten EEG-Zahlen abschließend sind.

Detaillierte Ergebnisse der Jahresendabrechnung 2008 stehen im Bericht der Bundesnetzagentur unter → www.bundesnetzagentur.de → Sachgebiete → Elektrizität/Gas → Sonderthemen → EEG-Statistikbericht zur Verfügung.

Bundesländer	Wasserkraft in MW	Deponie-, Klär-, Grubengas in MW	Biomasse in MW	Geothermie in MW	Windenergie in MW	Solar in MW	Summe in MW
Brandenburg	4	32	291	0	4.148	226	4.701
Berlin	0	0	22	0	2	21	45
Baden-Württemberg	294	34	445	0	459	1.731	2.964
Bayern	590	50	853	4	424	3.927	5.849
Bremen	0	2	0	0	88	5	95
Hessen	62	38	126	0	529	549	1.303
Hamburg	0	0	32	0	44	9	85
Mecklenburg- Vorpommern	3	14	208	0	1.482	104	1.811
Niedersachsen	66	37	689	0	6.340	708	7.841
Nordrhein-Westfalen	109	323	438	0	2.810	1.046	4.725
Rheinland-Pfalz	40	13	134	3	1.262	503	1.954
Schleswig-Holstein	4	20	155	0	2.696	308	3.183
Saarland	11	1	12	0	115	100	239
Sachsen	86	15	175	0	917	291	1.484
Sachsen-Anhalt	24	16	257	0	3.289	186	3.772
Thüringen	31	6	198	0	733	165	1.133
Gesamt in 2009	1.323	602	4.035	7	25.338	9.879	41.184
Gesamt in 2008	1.270	638	3.549	3	22.735	5.979	34.174
Zuwachs/Rückgang im Vergleich zu 2008 in Prozent	4,2	-5,6	13,7	151,3	11,4	65,2	20,5

Tabelle 46: Installierte Leistung in MW von nach EEG vergüteten Anlagen (31. Dezember 2009) je Energieträger und Bundesland

Zum Stichtag 31. Dezember 2009 stand Niedersachsen bei der gesamten installierten Leistung der nach EEG vergüteten Anlagen wiederum an erster Stelle. Dessen ca. 7.841 MW installierte Leis-

tung basiert zu rund 80 Prozent auf dem Betrieb von Windenergieanlagen. In Bayern wurden allein in den letzten zwei Jahren Solaranlagen von rund 2.300 MW neu installiert. Damit hat Bayern erstmalig Nordrhein-Westfalen vom zweiten Platz verdrängt.

Die Tabelle eingespeiste Jahresarbeit und an Anlagenbetreiber ausgezahlte Mindestvergütung je Energieträger im Jahr 2009 gibt die relative Veränderung gegenüber dem Jahr 2008 wieder. Auffällig sind insbesondere die hohen Zuwächse von rund 47 Prozent eingespeister Jahresarbeit und 43 Prozent gezahlter Mindestvergütung beim Energieträger Solar in nur einem Jahr.

Energieträger	Summe 2009		Veränderung gegenüber 2008 in Prozent
Wasser	GWh	4.862	-2,4
	Mio. Euro	381	0,5
Biomasse	GWh	22.711	19,9
	Mio. Euro	3.656	35,5
Deponie-, Klär- und Grubengas	GWh	1.732	-21,6
	Mio. Euro	125	-20,2
Geothermie	GWh	19	4,3
	Mio. Euro	4	41,0
Wind	GWh	38.328	-5,5
	Mio. Euro	3.372	-5,3
Solar	GWh	6.502	47,1
	Mio. Euro	3.172	43,0
Summe	GWh	74.153	4,2
	Mio. Euro	10.709	18,8

Tabelle 47: Eingespeiste Jahresarbeit und an Anlagenbetreiber ausgezahlte Mindestvergütung je Energieträger im Jahr 2009

Erzeugung; Direktvermarktung Erzeugung aus erneuerbaren Energien (Elektrizität)

Der optionale, monatliche Ausstieg aus dem EEG-Fördersystem ist grundsätzlich in § 17 EEG geregelt. Wie in den vergangenen Jahren spielte auch im Jahr 2009 die Direktvermarktung von grundsätzlich nach EEG vergütungsfähiger Elektrizität jedoch nur eine untergeordnete Rolle. Die relativ hohen Einspeisevergütungssätze haben für EEG-Anlagenbetreiber im Vergleich zu den auf dem freien Markt zu erzielenden Abnahmepreisen wenig Anreize geboten, aus der EEG-Förderung auszusteigen. Eine begleitende Regelung, die das finanzielle Risiko eines Ausstiegs aus der EEG-Förderung mindert und für einen signifikanten Anstieg der direkt vermarkteten Mengen sorgen könnte, steht auf der politischen Agenda im Zusammenhang mit der nächsten EEG-Novelle.

Der bisherige Stand der Meldungen gegenüber der Bundesnetzagentur lässt nur einen vorläufigen Blick auf die 2009 direkt vermarkteten Mengen zu. Nach dem Kenntnisstand zum Zeitpunkt der Berichtserstellung sind Aussagen für die Energieträger Wind und Solar möglich. Etwa 60 MW installierte Windleistung wurden im Jahr 2009 sowohl zur vollständigen als auch zur teilweisen (zeitlich und/oder bezogen auf die Leistung) Direktvermarktung genutzt. Die entsprechende Jahresarbeit betrug rund 56.000 MWh und entspricht im Verhältnis ca. 0,2 Prozent der vergüteten Jahresarbeit aus Windenergieanlagen.

Bei den Solaranlagen wurde eine im Vergleich zur Gesamteinspeisung verschwindend geringe Menge von nur 24 MWh aus Anlagen mit einer Gesamtleistung unter 100 kW direkt vermarktet. Die direkt vermarkteten Mengen aus Biomasse-, Wasser- und Gasanlagen waren nicht zu quantifizieren. Geothermieanlagen wurden gegenüber der Bundesnetzagentur nicht als direkt vermarktet gemeldet.

Weiterführende Aussagen werden voraussichtlich erst nach endgültiger Auswertung der EEG-Jahresendabrechnung des Jahres 2009 möglich sein. Die Datenqualität des EEG-Abrechnungsjahres 2008 reichte für weiterführende Erkenntnisse nicht aus.

Erzeugung; Anschluss Elektrizitätserzeuger bei Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern nach Energieträgern (Elektrizität)

Insgesamt angeschlossene Erzeugungsanlagen zum 31. Dezember 2008 (Netto-Nennleistungen in MW)			
Energieträger	ÜNB	VNB	Gesamt
Steinkohle	18.667	5.258	23.925
Erdgas	6.167	13.548	19.715
Braunkohle	18.870	1.926	20.796
Kernenergie	20.516	0	20.516
Mineralölprodukte	1.720	2.379	4.099
Mehrere Energieträger (nicht erneuerbar)	1.651	2.725	4.376
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	0	2.034	2.034
Wind	935	21.800	22.736
Wasser (inkl. Pumpspeicher)	9.051	5.211	14.262
Solar	0	5.979	5.979
Biomasse	22	4.943	4.966
Sonstige Energieträger (erneuerbar) ⁸⁶	4	773	777
Summe	77.603	66.576	144.179
hiervon \geq 100 MW	75.658	16.729	92.387
Anteil \geq 100 MW in Prozent	97	25	64

Tabelle 48: Insgesamt bei ÜNB und VNB angeschlossene Erzeugungsanlagen nach Energieträgern zum 31. Dezember 2008 (Netto-Nennleistungen)

⁸⁶ Sonstige erneuerbare Energieträger: Deponie-, Klär- und Biogas; Geothermie; Sonstige nicht nach EEG vergütungsfähige Anlagen.

Energieträger	Insgesamt in 2009 neu angeschlossene Erzeugungsanlagen (Netto-Nennleistungen in MW)			Insgesamt in 2009 endgültig aufgegebene Erzeugungsanlagen (Netto-Nennleistungen in MW)
	ÜNB	VNB	Gesamt	VNB = Gesamt (ÜNB = 0 MW)
Steinkohle	0	0	0	78
Erdgas	1.776	162	1.938	320
Braunkohle	0	301	301	300
Kernenergie	0	0	0	0
Mineralölprodukte	0	9	9	13
Mehrere Energieträger (nicht erneuerbar)	0	4	4	20
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	0	106	106	128
Wind	184	2.498	2.682	80
Wasser (inkl. Pumpspeicher)	57	93	150	64
Solar	0	3.910	3.910	10
Biomasse	0	509	509	23
Sonstige Energieträger (erneuerbar) ⁸⁷	0	24	24	44
Summe	2.017	7.615	9.632	1.080
hiervon ≥ 100 MW	1.776	301	1.864	
Anteil ≥ 100 MW in Prozent	88	4	19	

Tabelle 49: Insgesamt bei ÜNB und VNB im Berichtsjahr 2009 neu angeschlossene und endgültig aufgegebene Erzeugungsanlagen nach Energieträgern (Netto-Nennleistungen)

⁸⁷ Sonstige erneuerbare Energieträger: Deponie-, Klär- und Biogas; Geothermie; Sonstige nicht nach EEG vergütungsfähige Anlagen..

Insgesamt angeschlossene Erzeugungsanlagen zum 31. Dezember 2009 (Netto-Nennleistungen in MW)			
Energieträger	ÜNB	VNB	Gesamt
Steinkohle	18.667	5.180	23.847
Erdgas	7.943	13.390	21.333
Braunkohle	18.870	1.927	20.797
Kernenergie	20.516	0	20.516
Mineralölprodukte	1.720	2.375	4.095
Mehrere Energieträger (nicht erneuerbar)	1.651	2.709	4.360
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	0	2.011	2.011
Wind	1.119	24.219	25.338
Wasser (inkl. Pumpspeicher)	9.108	5.240	14.348
Solar	0	9.879	9.879
Biomasse	22	5.429	5.451
Sonstige Energieträger (erneuerbar) ⁸⁸	4	753	757
Summe	79.621	73.111	152.731

Tabelle 50: Insgesamt bei ÜNB und VNB angeschlossene Erzeugungsanlagen nach Energieträgern zum 31. Dezember 2009 (Netto-Nennleistungen)

Erzeugung; Kraftwerksanschluss-Register (Elektrizität)

Nach § 9 der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) haben die Netzbetreiber ein gemeinsames Register mit allen Erzeugungsanlagen mit einer elektrischen Leistung ≥ 100 MW zu führen. Dieses hat neben den bestehenden Erzeugungsanlagen auch Netzanschlussbegehren sowie vorübergehend stillgelegte und endgültig aufgegebenen Erzeugungsanlagen zu erfassen.

Mit Stand Januar 2010 weist das Kraftwerksanschluss-Register eine installierte Kraftwerksleistung von insgesamt ca. 92 GW auf. Davon entfallen ca. 84,4 GW auf die Primärenergieträger Braunkohle, Steinkohle und Erdgas sowie auf die Kernkraft. Der Anteil der erneuerbaren Energien (Wind, Wasser) ist in der Leistungsklasse ≥ 100 MW mit 7,6 GW nach wie vor sehr gering. Dies kann sich jedoch mit der Errichtung von Offshore-Windparks – es liegen Anschlussbegehren in Höhe von ca. 16 GW vor - ändern.

Des Weiteren gibt es aktuell 52 Kraftwerksprojekte (ca. 36 GW), die eine Netzanschlusszusage vom Netzbetreiber bekommen haben. Zudem haben 64 Kraftwerksprojekte (ca. 27 GW) ein Netzanschlussbegehren an den jeweiligen Netzbetreiber gerichtet. Hierbei ist die Entscheidung der Netzanschlusszusage aber noch offen. Zum derzeitigen Zeitpunkt kann jedoch weder bei den Netzanschlussbegehren noch bei den Netzanschlusszusagen tatsächlich eine Aussage zur zukünftig installierten Leistung oder zur Realisierungswahrscheinlichkeit dieser Kraftwerksprojekte getroffen werden. In der Regel wird der Netzanschluss parallel zu den sonstigen Genehmigungsverfahren für

⁸⁸ Sonstige erneuerbare Energieträger: Deponie-, Klär- und Biogas; Geothermie; Sonstige nicht nach EEG vergütungsfähige Anlagen..

die Erzeugungsanlage begehrt. Insoweit ist mit der Anschlusszusage des Netzbetreibers noch nicht sichergestellt, dass das Projekt auch tatsächlich realisiert wird. Die Entscheidung eines Projektträgers, ein Projekt wieder aufzugeben, hängt von verschiedenen Faktoren (bspw. der Preisentwicklung beim Primärenergieträger bzw. der Kraftwerkskomponenten) ab.

Erzeugung; Investitionen und endgültige Aufgabe (Elektrizität)

Im Monitoring 2010 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 durchführen.⁸⁹ Diese Unternehmen wurden um Angaben zu Investitionsvorhaben, geplanten Außerdienststellungen sowie 2009 erfolgten Inbetriebnahmen bzw. Außerdienststellungen von Erzeugungskapazitäten gebeten.

Am Monitoring 2010 haben sich 222 Erzeuger beteiligt. Diese Unternehmen haben 2009 eine Netto-Elektrizitätsmenge von insgesamt 447,4 TWh erzeugt und hiervon 432,3 TWh in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist. Die antwortenden Erzeuger verfügten am 31. Dezember 2009 über eine gesamte Netto-Engpassleistung von 107,0 GW, hiervon sind 3,1 GW industrielle Erzeugungskapazitäten. Bei industriellen Erzeugungskapazitäten sowie Offshore-Windenergie weist die Erhebung weiterhin nur eine teilweise Marktabdeckung und im Bereich der weiteren erneuerbaren Energien (insbesondere aufgrund des Schwellenwertes von fünf MW) nur eine geringe Marktabdeckung auf. Der Gesamtwert von 107,0 GW für die erfassten Kapazitäten deckt rund 70 Prozent des Wertes für die insgesamt bei ÜNB und den VNB angeschlossenen Erzeugungskapazitäten von 152,7 GW (Stand 31. Dezember 2009) gemäß der Monitoringerhebung 2010 ab.

Gesamtwerte gemäß Monitoringerhebungen	Berichtsjahr			
	2006	2007	2008	2009
Anzahl teilnehmende Erzeuger	99	164	201	222
Netto-Erzeugungsmenge in TWh	489,5	513,5	517,4	447,4
Netto-Engpassleistung in GW	95,7	101	107	107
Zuwachs Netto-Engpassleistung in GW	0,6	1,3	1,1	0,2
Gesamtwerte gemäß Monitoringerhebungen	Monitoringerhebung			
	2007	2008	2009	2010
Geplante bzw. durchgeführte Investitionen in GW	27,3	39,7	46,6	45,4
Davon im Bau befindliche Projekte in GW	5,1	12,3	12,8	14,7
Geplante endgültige Aufgabe (ohne Kernkraft) in GW	Wert nicht valide	11,5	9,4	9,3

Tabelle 51: Entwicklungen im Erzeugungsbereich seit 2006 gemäß Monitoringerhebungen

Investitionen in Erzeugungskapazitäten

Von den Erzeugern wurden 110 Investitionsvorhaben im Monitoring 2010 mit einer Gesamtsumme von 45,4 GW gemeldet. Bei diesen Angaben erfolgte keine Prüfung auf die Realisierungswahrscheinlichkeit der gemeldeten Investitionsvorhaben. Von den insgesamt 110 Investitionsvorhaben haben 58 Projekte mit einer Summe von 44,1 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 40 Projekte mit einer Gesamtkapazität von 14,7 GW.

⁸⁹ Wind- oder Solarparks waren anzugeben, sofern die Summe der einzelnen Erzeugungsanlagen eines Parks mindestens fünf MW beträgt.

Von den im Bau befindlichen Projekten haben 18 Projekte mit insgesamt 14 GW eine Kapazität von jeweils mindestens 100 MW.

Monitoring 2009 (Stand 1. April 2009)				
Voraussichtliche Aufnahme der Elektrizitätseinspeisung	Geplante bzw. derzeit durchgeführte Investitionen in MW	Davon im Bau befindliche Projekte in MW	Weitere behördlich genehmigte Projekte in MW	Weitere Projekte im behördlichen Genehmigungsverfahren in MW
2009 - 2012	21.476	12.799	2.247	5.399
2013 - 2018	25.156	0	800	14.758
Summe aller Energieträger 2009 - 2018	46.632	12.799	3.047	20.157

Monitoring 2010 (Stand 1. April 2010)				
Voraussichtliche Aufnahme der kommerziellen Elektrizitätseinspeisung	Geplante bzw. derzeit durchgeführte Investitionen in MW	Davon im Bau befindliche Projekte in MW	Weitere behördlich genehmigte ⁹⁰ Projekte in MW	Weitere Projekte im behördlichen Genehmigungsverfahren in MW
2010 - 2012	15.002	13.598	947	369
2013 - 2020	30.361	1.140	3.102	17.094
Summe aller Energieträger 2010 - 2020	45.363	14.738	4.049	17.463

Tabelle 52: Geplante bzw. durchgeführte Investitionen in Erzeugungskapazitäten (Netto-Engpassleistungen, mindestens fünf MW) gemäß Monitoring 2009 und 2010

Auf den Energieträger Steinkohle entfallen 54 Prozent (8,0 GW) von den im Bau befindlichen Projekten (14,7 GW). Weitere bedeutende Energieträger sind Braunkohle mit 19 Prozent (2,8 GW) und Erdgas mit 18 Prozent (2,7 GW).

⁹⁰ Unter der behördlichen Genehmigung ist die Genehmigung nach dem BImSchG (Bundes-Immissionsschutzgesetz) zu verstehen. Ausnahme: Offshore-Windenergieanlagen in der deutschen AWZ (ausschließliche Wirtschaftszone) bedürfen einer Genehmigung nach der SeeAnIV (Seeanlagenverordnung) durch das BSH (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie).

Voraussichtliche Aufnahme der kommerziellen Elektrizitätseinspeisung 2010 - 2012				
Eingesetzter Energieträger	Geplante bzw. derzeit durchgeführte Investitionen in MW	Davon im Bau befindliche Projekte in MW	Weitere behördlich genehmigte Projekte in MW	Weitere Projekte im behördlichen Genehmigungsverfahren in MW
Steinkohle	7.192	7.178		
Erdgas	3.404	2.687	428	242
Braunkohle	2.818	2.818		
Windenergie (Offshore-Anlage)	936	448	488	
Sonstiges	221	212		
Mehrere Energieträger	196	87	13	85
Lauf- und Speicherwasser ⁹¹	94	88	5	
Biomasse ⁹²	62	39	13	5
Windenergie (Onshore-Anlage)	61	28		33
Solare Strahlungsenergie	12	7		5
Geothermie	8	8		
Summe aller Energieträger 2010 - 2012	15.002	13.598	947	369
Kraft-Wärme-Kopplung (von Summe aller Energieträger 2010 - 2012)	5.234	4.933	21	240

Tabelle 53: Geplante bzw. durchgeführte Investitionen in Erzeugungskapazitäten 2010 - 2012 (Netto-Engpassleistungen, mindestens fünf MW, Stand 1. April 2010)

Hervorzuheben ist der deutliche Rückgang der bis 2012 geplanten Investitionsvorhaben im Monitoring 2010 gegenüber dem Monitoring 2009 bei den Energieträgern Erdgas (3,4 GW gegenüber 6,1 GW) sowie Offshore-Windenergie (0,9 GW gegenüber 3,4 GW). Hier kommt es unter anderem zu Verschiebungen von Projekten in den Zeitraum ab 2013. Für den Zeitraum ab 2013 sind im Monitoring 2010 deutliche Steigerungen bei den Investitionsvorhaben von Erdgas (11,2 GW gegenüber 6,1 GW) und Offshore-Windenergie (2,7 GW gegenüber 0,8 GW) im Vergleich zum Monitoring 2009 festzustellen.

⁹¹ Einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie.

⁹² Einschl. Biogas und dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie; ohne Klär- und Deponiegas.

Voraussichtliche Aufnahme der kommerziellen Elektrizitätseinspeisung 2013 - 2020				
Eingesetzter Energieträger	Geplante bzw. derzeit durchgeführte Investitionen in MW	Davon im Bau befindliche Projekte in MW	Weitere behördlich genehmigte Projekte in MW	Weitere Projekte im behördlichen Genehmigungsverfahren in MW
Erdgas	11.230		865	6.755
Steinkohle	8.974	845	735	6.659
Braunkohle	3.010			
Mehrere Energieträger	2.864		14	1.320
Windenergie (Offshore-Anlage)	2.743	295	1.488	960
Pumpspeicher	1.400			1.400
Sonstiges	100			
Biomasse ⁹³	40			
Summe aller Energieträger 2013 - 2020	30.361	1.140	3.102	17.094
Kraft-Wärme-Kopplung (von Summe aller Energieträger 2013 - 2020)	9.224	845	749	5.835

Tabelle 54: Geplante bzw. durchgeführte Investitionen in Erzeugungskapazitäten 2013 - 2020 (Netto-Engpassleistungen, mindestens fünf MW, Stand 1. April 2010)

Der Anteil von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) beträgt 14,5 GW (32 Prozent) an den insgesamt gemeldeten Investitionsvorhaben in Höhe von 45,4 GW. Bei den insgesamt im Bau befindlichen Projekten (14,7 GW) beträgt der KWK-Anteil 5,8 GW (39 Prozent).

Endgültige Aufgabe 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) für alle Energieträger außer Kernenergie beinhalten Schätzwerte und sind daher als Anhaltswerte anzusehen.

⁹³ Einschl. Biogas und dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie; ohne Klär- und Deponiegas.

	Geplante endgültige Aufgabe gemäß Monitoring 2009 (Stand 1. April 2009)		
	2009 - 2012 in MW	2013 - 2020 in MW	2009 - 2020 in MW
Summe aller Energieträger (ohne Kernenergie)	4.387	5.022	9.409
	Geplante endgültige Aufgabe gemäß Monitoring 2010 (Stand 1. April 2010)		
	2010 - 2012 in MW	2013 - 2020 in MW	2010 - 2020 in MW
Summe aller Energieträger (ohne Kernenergie)	4.166	5.107	9.273

Tabelle 55: Geplante endgültige Aufgabe von Erzeugungskapazitäten 2009 - 2020 ohne Kernenergie (Netto-Engpassleistungen, mindestens fünf MW)

Die im Monitoring 2010 erhobenen Daten zu der geplanten endgültigen Aufgabe von Erzeugungskapazitäten ohne Kernenergie sind bei einem Gesamtwert von 9,3 GW mit den im Monitoring 2009 erfassten Werten (insgesamt 9,4 GW) vergleichbar. Die geplanten Stilllegungen entfallen hierbei im Wesentlichen auf die Energieträger Braunkohle (5,3 GW im Monitoring 2010 und 2009), Steinkohle (2010: 2,6 GW; 2009: 2,5 GW) und Erdgas (2010: 1,0 GW; 2009: 0,9 GW).

Eingesetzter Energieträger	Geplante endgültige Aufgabe		
	2010 - 2012 in MW	2013 - 2020 in MW	2010 - 2020 in MW
Braunkohle	2.018,0	3.240,0	5.258,0
Steinkohle	1.281,0	1.271,0	2.552,0
Erdgas	537,2	432,0	969,2
Mehrere Energieträger	134,4	164,0	298,4
Sonstiges	183,0		183,0
Lauf- und Speicherwasser ⁹⁴	12,7		12,7
Summe aller Energieträger	4.166,3	5.107,0	9.273,3
Kraft-Wärme-Kopplung (von Summe aller Energieträger)	1.469,7	1.184,0	2.653,7

Tabelle 56: Geplante endgültige Aufgabe von Erzeugungskapazitäten 2010 - 2020 ohne Kernenergie (Netto-Engpassleistungen, mindestens fünf MW, Stand 1. April 2010)

⁹⁴ Einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie.

Entwicklung der Erzeugungskapazitäten 2009

Für Erzeugungskapazitäten mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens fünf MW ist für das Berichtsjahr 2009 eine Zunahme der Erzeugungskapazitäten um 0,2 GW festzustellen. Dabei standen fertiggestellten Kapazitäten von 0,7 GW (Aufnahme der Elektrizitätseinspeisung im kommerziellen Betrieb) eine endgültige Aufgabe von 0,5 GW gegenüber. Der Leistungszuwachs um 0,2 GW liegt unterhalb 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.

Eingesetzter Energieträger	Erzeugungskapazitäten in 2009	
	fertiggestellt und an das Netz gegangen in MW	endgültig aufgegeben in MW
Mehrere Energieträger	171,9	114,5
Erdgas	140,5	5,8
Windenergie (Onshore-Anlage)	107,8	--
Windenergie (Offshore-Anlage)	60	--
Lauf- und Speicherwasser ⁹⁵	56,6	--
Sonstiges	56,2	--
Steinkohle	45,6	249,0
Biomasse ⁹⁶	27,7	2,6
Mineralölprodukte	26,0	157,2
Solare Strahlungsenergie	16,7	--
Summe aller Energieträger	709,0	529,1
Kraft-Wärme-Kopplung (von Summe aller Energieträger)	411,9	122,9

Tabelle 57: Fertiggestellte (Aufnahme der Elektrizitätseinspeisung im kommerziellen Betrieb) und endgültig aufgegeben (außer Betrieb genommen) Erzeugungskapazitäten 2009 (Netto-Engpassleistungen, mindestens fünf MW)

⁹⁵ Einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie.

⁹⁶ Einschl. Biogas und dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie; ohne Klär- und Deponiegas.

Förderung von Erdgas in Deutschland

Die Förderung von Erdgas in Deutschland hat, wie auch bereits in den Vorjahren, weiter abgenommen. Nach einem Rückgang von 6,5 Prozent wurden im Berichtsjahr 2009 ca. 14,5 Mrd. m³ Erdgas produziert. Damit deckt die inländische Förderung ca. 15,5 Prozent der in Deutschland verbrauchten Gasmenge ab. Nach Angaben des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) ist der lagerstättenbedingte Rückgang der Produktionskapazitäten in älteren Feldern der Hauptgrund für dieses Absinken. Neue Bohrungen konnten diesen Rückgang nur teilweise ausgleichen.

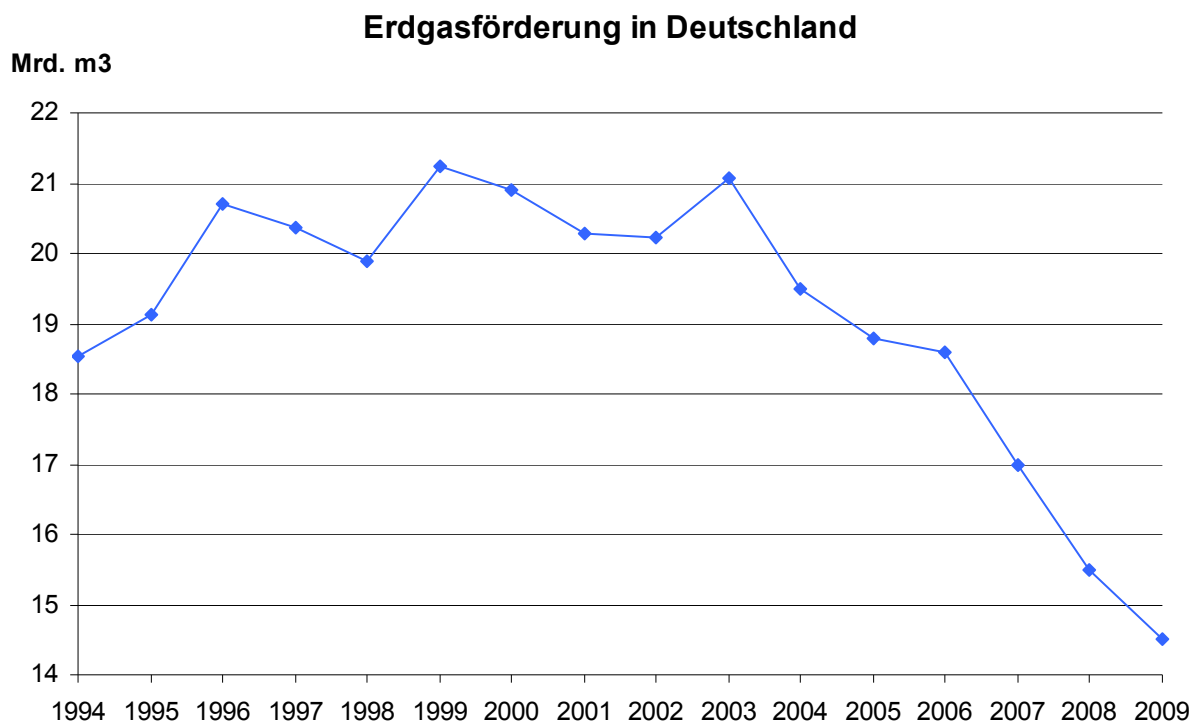


Abbildung 98: Die Entwicklung der Erdgasförderung in Deutschland seit 1994 (Quelle: WEG)

Den sinkenden Fördermengen stehen dabei steigende Investitionen gegenüber. Diese gegenläufigen Trends zeigen deutlich, dass die Erschließung und Förderung der verbleibenden Reserven in Deutschland nur mit ständig steigendem Aufwand realisiert werden kann.

Gesamte Investitionen in Erdöl- und Erdgasförderung

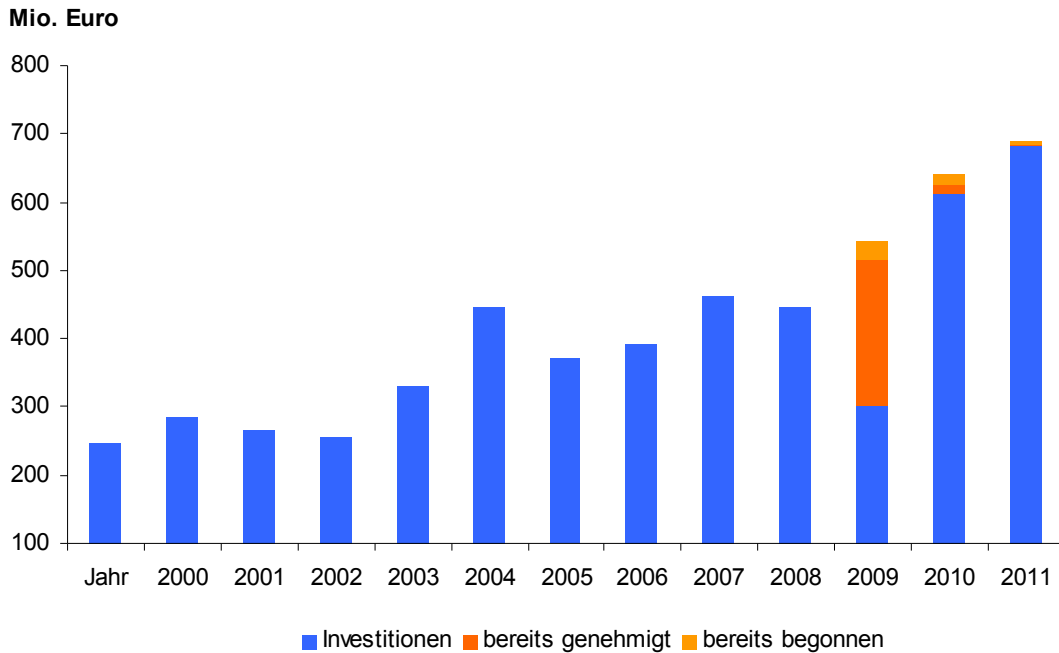


Abbildung 99: Gesamte Investitionen in Erdöl- und Erdgasförderung (Quelle: WEG)

Der WEG geht davon aus, dass auch zukünftig die Fördermenge weiterhin absinken wird. Grund dafür sind die laut Verband bereits seit Jahren unbefriedigenden Explorationserfolge. Auch die sicheren Reserven sind nach Anhaben der Industrie geringer als zuvor angenommen. Bedingt durch die geologische Situation in Deutschland war eine Neubewertung notwendig um die Reserve um die Mengen zu korrigieren, die mit der aktuellen Technik und im Hinblick auf die aktuellen Gaspreise nicht wirtschaftlich gefördert werden können. Der Verband sieht zurzeit eine statistische Reichweite der Reserven in Deutschland von 10,5 Jahren.

Erdgasreserven und Förderung

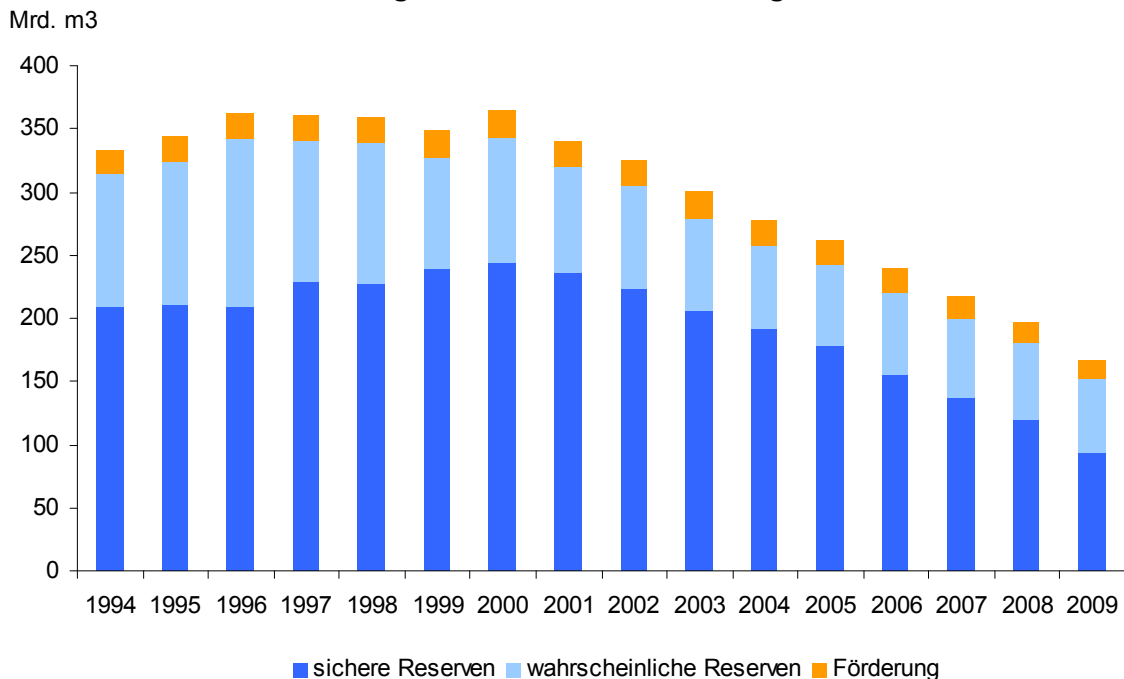


Abbildung 100: Erdgasreserven und Förderung, Stichtag 31. Dezember des jeweiligen Jahres (Quelle: WEG)

Darüber hinausgehende Chancen sieht der Verband bei der Erschließung unkonventioneller Lagerstätten. Hierfür seien jedoch bedeutende Innovationen und erhebliche technische Weiterentwicklungen notwendig.

Großhandel; Struktur (Elektrizität)

European Energy Exchange AG (EEX) und EPEX Spot SE

Im Jahr 2009 erfolgte die Zusammenlegung der Elektrizitäts-Spotmärkte von EEX und Powernext in die gemeinsame EPEX Spot SE. Als letzter formaler Schritt wurde zum 1. September 2009 die EEX Power Spot GmbH in die EPEX Spot SE verschmolzen. Damit einhergehend wurden die bisherigen Handelsteilnehmer der EEX Power Spot GmbH zur EPEX Spot SE überführt.⁹⁷

Elektrizitäts-Handelsvolumen EEX / EPEX Spot für Deutschland/Österreich	2008 in TWh	2009 in TWh	Veränderung in TWh	Veränderung in Prozent	1. Halbjahr 2010 in TWh
Spotmarkt Day-Ahead für das Marktgebiet Deutschland/Österreich	145,94	135,60	- 10,34	- 7	99,04
Intra-Day-Spotmarkt Deutschland inkl. OTC-Clearing	2,29	5,66	+ 3,37	+ 147	4,69
Terminmarkt Deutschland/Österreich ohne OTC-Clearing ⁹⁸	278,21	257,34	- 20,87	- 8	245,54
Terminmarkt Deutschland/Österreich nur OTC-Clearing ⁹⁹	886,59	736,80	- 149,79	- 17	399,76

Tabelle 58: Elektrizitäts-Handelsvolumen für Deutschland/Österreich an der EEX / EPEX Spot

Das Handelsvolumen am Terminmarkt Deutschland/Österreich der EEX ohne OTC-Clearing ist im Berichtsjahr 2009 wie 2008 ausschließlich auf den Handel mit Phelix Futures zurückzuführen. Mit 716,06 TWh basierten auch 97 Prozent des OTC-Clearings an der EEX auf dem Handel mit Phelix Futures. Weitere 20,74 TWh umfasste 2009 das OTC-Clearing von Optionen auf Phelix Futures. Gegenüber 2008 (48,42 TWh) hat sich damit das OTC-Clearing von Optionen auf Phelix Futures um 57 Prozent reduziert. Im Jahr 2009 sind keine German Power Futures an der EEX gehandelt bzw. gecleart worden.

Am Day-Ahead-Spotmarkt der EEX / EPEX Spot für Deutschland / Österreich sank der Umsatzanteil der fünf umsatzstärksten Elektrizitäts-Handelsteilnehmer bezogen auf das Gesamtkaufvolumen und -verkaufvolumen in MWh von 54 Prozent (2008) auf 41 Prozent (2009). Bei den für 2009 erstmals zusätzlich für das Gesamtkaufvolumen bzw. -verkaufvolumen separat ausgewiesenen Anteilen der fünf umsatzstärksten Teilnehmer weist der Day-Ahead Spotmarkt die größte Spreizung zwischen Gesamtkaufvolumen (31 Prozent) und Gesamtverkaufvolumen (53 Prozent) auf. Im Vergleich zum Day-Ahead-Spotmarkt haben sich die Anteile der fünf umsatzstärksten Teilnehmer bzw. Market Maker auf dem Terminmarkt Deutschland / Österreich nur um wenige Prozentpunkte verändert.

⁹⁷ Vgl. <http://www.eex.com/de>

⁹⁸ Nur Phelix Futures, German Power Futures und Optionen auf Phelix Futures.

⁹⁹ Dito.

	Gesamtkaufvolumen und Gesamtverkaufsvolumen		nur Gesamtkaufvolumen	nur Gesamtverkaufsvolumen
	2008 in Prozent	2009 in Prozent	2009 in Prozent	2009 in Prozent
Umsatzanteil der fünf umsatzstärksten Elektrizitäts-Handelsteilnehmer in Summe (bezogen auf MWh)				
Spotmarkt der EEX / EPEX Spot (Day-Ahead Deutschland/Österreich)	54	41	31	53
Terminmarkt der EEX (ohne OTC-Clearing) auf Basis der abgeschlossenen Geschäfte über alle Phelix-Futures-Kontrakte ¹⁰⁰	49	51	48	58
Terminmarkt der EEX (inkl. OTC-Clearing) auf Basis der abgeschlossenen Geschäfte über alle Phelix-Futures-Kontrakte ¹⁰¹	34	37	36	38
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 ¹⁰²	35	33	30	35

Tabelle 59: Umsatzanteil der fünf umsatzstärksten Elektrizitäts-Handelsteilnehmer für Deutschland/Österreich an der EEX / EPEX Spot

Der Umsatzanteil der Market Maker für Phelix-Futures (ohne OTC-Clearing) lag im Jahr 2009 bei 33 Prozent. Hierbei waren die Unternehmen Vattenfall Energy Trading GmbH, RWE Supply & Trading GmbH und The Royal Bank of Scotland plc. das gesamte Berichtsjahr 2009 als Market Maker aktiv. Die E.ON Energy Trading SE war in dem Zeitraum 1. Februar 2009 bis 31. Dezember 2009 als Market Maker für Phelix Futures aktiv.

Von dem gesamten Elektrizitäts-Handelsvolumen im Berichtsjahr 2009 am Day-Ahead Spotmarkt der EEX / EPEX Spot für das Marktgebiet Deutschland / Österreich basierten 107,03 TWh der Käufe (79 Prozent) und 97,49 TWh der Verkäufe (72 Prozent) auf preisunabhängigen Geboten. Das Spotmarktvolumen für Elektrizität wird vollständig physisch erfüllt und demnach auch tatsächlich geliefert. Dagegen sind Phelix Futures rein finanzielle Futures, die allerdings über preisunabhängige Gebote am Spotmarkt der EEX / EPEX Spot physisch erfüllt werden können. So beruhte ein Teil der preisunabhängigen Käufe (35,41 TWh) bzw. der preisunabhängigen Verkäufe (47,39 TWh) am Spotmarkt der EEX / EPEX Spot auf der physischen Erfüllung von Phelix Futures aus dem Handel sowie dem OTC-Clearing an der EEX. Im Vergleich zum Rückgang des Gesamtvolumens (minus 10,34 TWh bzw. sieben Prozent) im Berichtsjahr 2009 gegenüber 2008 nahmen die preisunabhängigen Verkäufe (minus 25,36 TWh bzw. 20 Prozent) deutlich stärker ab als die preisunabhängigen Käufe (minus 4,86 TWh bzw. vier Prozent).

¹⁰⁰ Phelix-Futures-Kontrakte ohne Optionen auf Phelix Futures.

¹⁰¹ Dito.

¹⁰² Dito.

Elektrizitäts-Handelsvolumen EEX / EPEX Spot Day-Ahead für das Marktgebiet Deutschland/Österreich	2008 in TWh	2009 in TWh	Verän- derung in TWh	Verän- derung in Prozent
Gesamtvolumen	145,94	135,60	- 10,34	- 7
Preisunabhängige Käufe (Teilmenge des Gesamtvolumens)	111,89	107,03	- 4,86	- 4
davon physisch erfüllte Phelix Futures durch preisunabhängige Käufe	34,38	35,41	+ 1,03	+ 3
Preisunabhängige Verkäufe (Teilmenge des Gesamtvolumens)	122,85	97,49	- 25,36	- 20
davon physisch erfüllte Phelix Futures durch preisunabhängige Verkäufe	52,83	47,39	- 5,44	- 10

Tabelle 60: Volumen preisunabhängiger Gebote am Spotmarkt Day-Ahead der EEX / EPEX Spot für das Marktgebiet Deutschland/Österreich

Die Gesamtzahl der Elektrizitäts-Handelsteilnehmer im Börsen- und OTC-Handel für Deutschland / Österreich an der EEX / EPEX Spot ist von 189 (31. Dezember 2008) auf 229 (31. Dezember 2009) angestiegen. Unter Berücksichtigung der Kategorisierung der Handelsteilnehmer sind die größten Zuwächse auf dem Spotmarkt bei Letztverbrauchern und Handelsgesellschaften von Letztverbrauchern (Anstieg von elf auf 47) sowie auf dem Terminmarkt bei Energieversorgungsunternehmen und Großhändlern (Anstieg von 77 auf 110) festzustellen. Von den 229 Handelsteilnehmern für Deutschland / Österreich an der EEX / EPEX Spot handelt es sich bei 141 Teilnehmern um nicht nationale Handelsteilnehmer mit einem Unternehmenshauptsitz außerhalb Deutschlands.

Kategorisierung Handelsteilnehmer Elektrizität Börsenhandel und OTC-Handel an EEX / EPEX Spot für Deutschland/Österreich	Anzahl Handelsteilnehmer Elektrizität 31. Dezember 2009 (31. Dezember 2008)		
	Spot- markt ¹⁰³	Termin- markt ¹⁰⁴	Gesamt
Energieversorgungsunternehmen i. S. v. § 3 Nr. 18 EnWG und Großhändler i. S. v. § 3 Nr. 21 EnWG	116 (124)	110 (77)	137 (143)
Banken (Kreditinstitute i. S. v. § 1 Abs. 1 KWG) und Finanzdienstleistungsinstitute i. S. v. § 1 Abs. 1a KWG	16 (13)	21 (22)	30 (25)
Letztverbraucher i. S. v. § 3 Nr. 25 EnWG und Handelsgesellschaften von Letztverbrauchern	47 (11)	6 (3)	49 (11)
Weitere Handelsteilnehmer, die nicht den drei vorgenannten Kategorien zugeordnet werden können (vornehmlich Handelsunternehmen (Broker))	6 (4)	8 (6)	13 (10)
Gesamt	185 (152)	145 (108)	229 (189)
davon nicht nationale Handelsteilnehmer	107 (89)	103 (73)	141 (114)

Tabelle 61: Kategorisierung der Elektrizitäts-Handelsteilnehmer an der EEX / EPEX Spot in den Bereichen Börsenhandel und OTC-Handel für Deutschland/Österreich (Stand 31. Dezember 2009, Stand 31. Dezember 2008 in Klammern)¹⁰⁵

¹⁰³ Day-Ahead Deutschland/Österreich und Intraday Deutschland.

¹⁰⁴ Deutschland/Österreich.

¹⁰⁵ Die Kategorisierung der zugelassenen Handelsteilnehmer erfolgte durch die Handelsüberwachungsstelle der EEX auf Basis öffentlich zugänglicher Informationen und basierte nicht auf einer Selbsteinschätzung durch die Handelsteilnehmer. Aus diesem Grunde kann für die Kategorisierung keine Gewähr übernommen werden.

Während die Zahl der aktiven Handelsteilnehmer am Day Ahead-Spotmarkt der EEX / EPEX Spot für das Marktgebiet Deutschland / Österreich gegenüber 2008 um drei Prozent auf 125 im Jahr 2009 angestiegen ist, sank die Zahl aktiver Teilnehmer am Elektrizitäts-Terminmarkt (inkl. OTC) auf Basis der abgeschlossenen Geschäfte über alle Phelix-Futures Kontrakte um 21 Prozent auf 38 je Handelstag.

Durchschnittliche Anzahl aktiver Handelsteilnehmer ¹⁰⁶ je Handelstag	2008	2009	Veränderung absolut	Veränderung prozentual
Elektrizitäts-Spotmarkt der EEX / EPEX Spot (Day-ahead für das Marktgebiet Deutschland/Österreich)	121	125	4	3
Elektrizitäts-Terminmarkt der EEX (inkl. OTC) ¹⁰⁷	48	38	-10	-21

Tabelle 62: Durchschnittliche Anzahl aktiver Elektrizitäts-Handelsteilnehmer an der EEX / EPEX Spot für Deutschland/Österreich

Eine weitergehende Analyse der aktiven Handelsteilnehmer im Day-Ahead-Handel der EEX / EPEX Spot für das Marktgebiet Deutschland / Österreich zeigt, dass im Berichtsjahr 2009 wie 2008 im Durchschnitt die Zahl der aktiven Käufer (107) über der Zahl der aktiven Verkäufer (100) liegt. Durch den Rückgang der Netto-Verkäufer bei gleichzeitigem Anstieg der Netto-Käufer im Berichtsjahr 2009 liegt der Durchschnittswert für die Netto-Käufer mit 84 deutlich über der Zahl (41) der Netto-Verkäufer.

Durchschnittliche Anzahl aktiver Handelsteilnehmer am Elektrizitäts-Spotmarkt Day-ahead der EEX / EPEX Spot für das Marktgebiet Deutschland/Österreich je Handelstag	2008	2009
Aktive Handelsteilnehmer (Teilnehmer, deren Gebote ausgeführt worden sind)	121	125
Aktive Verkäufer (Teilnehmer, die in der Stundenauktion in mind. einer Stunde verkauft haben)	87	100
Aktive Käufer (Teilnehmer, die in der Stundenauktion in mind. einer Stunde gekauft haben)	99	107
Netto-Verkäufer (Teilnehmer, die in der Stundenauktion im Saldo über alle 24 Stunden mehr verkauft als gekauft haben)	53	41
Netto-Käufer (Teilnehmer, die in der Stundenauktion im Saldo über alle 24 Stunden mehr gekauft als verkauft haben)	68	84

Tabelle 63: Aktive Handelsteilnehmer am Elektrizitäts-Spotmarkt Day-ahead der EEX / EPEX Spot für das Marktgebiet Deutschland/Österreich

¹⁰⁶ Teilnehmer, deren Gebote ausgeführt worden sind.

¹⁰⁷ Ermittlung auf Basis der abgeschlossenen Geschäfte über alle Phelix-Futures Kontrakte (ohne Optionen auf Phelix-Futures).

Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG (EXAA)

Während das Handelsvolumen auf dem Day-Ahead-Spotmarkt der EXAA für die Lieferzone Österreich und Deutschland 2008 gegenüber 2007 um 0,22 TWh auf 2,49 TWh anstieg, ist im Berichtsjahr 2009 ein deutlicherer Anstieg um 2,17 TWh auf 4,66 TWh festzustellen.

Elektrizitäts-Handelsvolumen EXAA	2008	2009	Veränderung in TWh	Veränderung in Prozent
Spotmarkt Day-Ahead für die Lieferzone Österreich und Deutschland	2,49	4,66	+ 2,17	+ 87

Tabelle 64: 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 2009 zugenommen. Dabei ist für die Handelsteilnehmer mit Handelskonten in deutschen Regelzonen ein vergleichsweise überproportionaler Zuwachs gegenüber der gesamten Lieferzone Österreich und Deutschland zu verzeichnen.

Anzahl Handelsteilnehmer am Elektrizitäts-Spotmarkt der EXAA	31. Dezember 2008	31. Dezember 2009	Veränderung absolut	Veränderung prozentual
Lieferzone Österreich und Deutschland	48	61	+ 13	+ 27
Handelskonten in deutschen Regelzonen ¹⁰⁸	25	36	+ 11	+ 44

Durchschnittliche Anzahl aktiver Handelsteilnehmer ¹⁰⁹ am Elektrizitäts-Spotmarkt der EXAA je Liefertag ¹¹⁰	2008	2009	Veränderung absolut	Veränderung prozentual
Lieferzone Österreich und Deutschland	26,80	34,09	+7,29	+ 27
Ausführung der Gebote in deutschen Regelzonen	9,06	13,82	+ 4,76	+ 53

Tabelle 65: Elektrizitäts-Handelsteilnehmer an der EXAA

Der Umsatzanteil in Bezug auf das Gesamtkaufvolumen und -verkaufvolumen in MWh der fünf umsatzstärksten Handelsteilnehmer am Elektrizitäts-Spotmarkt der EXAA für die Lieferzone Österreich / Deutschland betrug in Summe 39 Prozent im Berichtsjahr 2009. Dieser Wert liegt damit auf dem Niveau von 2008.

¹⁰⁸ transpower stromübertragungs gmbh und Amprion GmbH, seit 1. Januar.2010 auch 50Hertz Transmission GmbH und EnBW Transportnetze AG.

¹⁰⁹ Teilnehmer, deren Gebote ausgeführt worden sind.

¹¹⁰ Die für die EXAA angegebenen Daten je Liefertag (d. h. Kalendertag) sind vergleichbar mit den für die EEX / EPEX Spot angegebenen Daten je Handelstag, da an der EEX am Day-Ahead-Spotmarkt an sieben Tagen in der Woche gehandelt wird. An der EXAA wird an fünf Tagen (Montag bis Freitag) in der Woche gehandelt.

Physisch erfülltes Spotmarktvolumen (EEX / EPEX Spot und EXAA) in deutschen Regelzonen

Zur Erhebung des an der EEX / EPEX sowie EXAA gehandelten und in deutschen Regelzonen physisch erfüllten Spotmarktvolumens ist aufgrund der grenzüberschreitenden Marktgebiete (Deutschland und Österreich) im Day-Ahead-Handel eine separate Analyse des Kauf- und Verkaufsvolumens in den deutschen Regelzonen erforderlich. Dabei zeigt sich, dass das Kaufvolumen in den deutschen Regelzonen über dem Verkaufsvolumen liegt.

So liegt das Kaufvolumen am Day-Ahead-Spotmarkt der EEX / EPEX Spot im Berichtsjahr 2009 in den vier deutschen Regelzonen bei 132,52 TWh und das Verkaufsvolumen bei 131,97 TWh. In der österreichischen Regelzone APG liegt das Kaufvolumen bei 3,08 TWh und das Verkaufsvolumen bei 3,63 TWh. Dementsprechend beträgt der Netto-Import aus der österreichischen Regelzone APG 0,55 TWh.

Am Day-Ahead-Spotmarkt der EXAA liegt das Kaufvolumen in den beiden deutschen Regelzonen transpower (seit 5. Oktober 2010 TenneT TSO) und Amprion bei 2,72 TWh und das Verkaufsvolumen bei 2,38 TWh. Hieraus ergibt sich ein Netto-Import aus den drei österreichischen Regelzonen von 0,34 TWh.

Unter Hinzurechnung des Intraday-Volumens für Deutschland an der EEX / EPEX Spot von 5,66 TWh im Berichtsjahr 2009 ergibt sich ein physisch erfülltes Spotmarktvolumen in Deutschland von 140,9 TWh.

	2009 in TWh
Elektrizitäts-Kaufvolumen EEX / EPEX Spot Day-Ahead in deutschen Regelzonen	132,52
Elektrizitäts-Handelsvolumen EEX / EPEX Spot Intraday für Deutschland	5,66
Elektrizitäts-Kaufvolumen EXAA Spotmarkt Day-Ahead in deutschen Regelzonen	2,72
Summe	140,90

Tabelle 66: Physisch erfülltes Spotmarktvolumen (EEX / EPEX Spot und EXAA) in deutschen Regelzonen

Handelsvolumina im börslichen und außerbörslichen (OTC) Großhandel

Im Monitoring 2010 wurden zur verbesserten Erfassung des außerbörslichen Handelsvolumens neben Befragungen der Großhändler und Lieferanten sowie der EEX auch erstmals fünf Brokerplattformen befragt. Hierbei handelt es sich um die Broker GFI Group, ICAP Energy, Spectron Energy Services, TFS / Tradition und Tullett Prebon Energy.

Aus der folgenden Tabelle kann für den Terminmarkt Deutschland / Österreich an der EEX sowohl das Handelsvolumen für 2009 (Jahr der Erfüllung) als auch das Handelsvolumen im Jahr 2009 (Jahr des Geschäftsabschlusses) entnommen werden. Darüber hinaus dokumentiert die Tabelle den zeitlichen Abstand zwischen Geschäftsabschluss und Erfüllung der Geschäfte. So liegt das Handelsvolumen für 2009 bei insgesamt 1.013,28 TWh am Terminmarkt der EEX inkl. OTC-Clearing. Hinzuzurechnen sind noch 141,26 TWh Handelsvolumen des Day-Ahead- sowie Intraday-Spotmarktes der EEX / EPEX Spot, woraus sich insgesamt ein Volumen von 1.154,54 TWh ergibt. Im Jahr 2009 beträgt das Handelsvolumen 994,14 TWh am Terminmarkt der EEX inkl. OTC-Clearing. Zusammen mit dem Spotmarktvolumen errechnet sich für Deutschland/Österreich ein Gesamtvolumen von 1.135,40 TWh. Das in den vorgenannten Werten enthaltene außerbörsliche Handelsvolumen, das an der EEX / ECC gecleart wird, lag für 2009 bei 787,24 TWh und im Jahr 2009 bei 736,80 TWh.

Elektrizitäts-Handelsvolumen Phelix Futures, German Power Futures und Optionen auf Phelix Futures an der EEX / ECC in TWh				
Jahr der Erfüllung	Jahr des Geschäftsabschlusses	ohne OTC-Clearing	nur OTC-Clearing	Gesamt
2009	vor 2008	59	145	204
	2008	144	514	657
	2009	24	128	152
2010	vor 2008	14	27	41
	2008	66	150	216
	2009	149	460	609
2011	2009	68	112	180
2012	2009	14	30	44
2013 und später	2009	2	7	9

Tabelle 67: Elektrizitäts-Handelsvolumen Terminmarkt für Deutschland/Österreich an der EEX

Auf den fünf Brokerplattformen wurde für 2009 (Jahr der Erfüllung) ein Volumen von rund 4.007 TWh mit Lieferort Deutschland gehandelt. Darin ist das auf den Brokerplattformen gehandelte und von den Brokern an der EEX / ECC geclearte Volumen enthalten. Im Jahr 2009 (Jahr des Geschäftsabschlusses) beträgt das Volumen der Brokerplattformen insgesamt rund 4.707 TWh. Die von den Brokern angegebenen Daten enthalten dabei sowohl physische als auch finanzielle Elektrizitäts-Handelsvolumina.

Die Unterscheidung in Erfüllungszeiträume von mindestens einer Woche sowie weniger als einer Woche dient der Abschätzung, inwieweit die Volumina auf den Brokerplattformen dem Termin- oder Spothandel zugerechnet werden können. Mit rund 66 TWh im Jahr 2009 entfällt nur ein geringer Teil des Handelsvolumens der Brokerplattformen auf Produkte mit einem Erfüllungszeitraum von weniger als einer Woche. Demgegenüber werden Produkte mit mindestens einer Woche Erfüllungszeitraum in einem Gesamtvolumen von rund 4.641 TWh im Jahr 2009 gehandelt.

Erfüllungszeitraum mindestens eine Woche / Lieferort Deutschland		
Jahr der Erfüllung	Jahr des Geschäftsabschlusses	Elektrizitäts-Handelsvolumen Brokerplattformen inkl. OTC-Clearing an der EEX / ECC in TWh
2009	vor 2008	352
	2008	2.722
	2009	866
2010	vor 2008	82
	2008	713
	2009	2.893
2011	2009	703
2012	2009	145
2013 und später	2009	33

Erfüllungszeitraum weniger als eine Woche / Lieferort Deutschland	
Jahr der Erfüllung	Elektrizitäts-Handelsvolumen Brokerplattformen in TWh
2009	66

Tabelle 68: Elektrizitäts-Handelsvolumen Brokerplattformen (GFI, ICAP, Spectron, TFS / Tradition, Tullet Prebon) mit Lieferort Deutschland¹¹¹

Die am Monitoring teilnehmenden Großhändler und Lieferanten wurden um Angaben zum außerbörslichen Elektrizitäts-Großhandelsvolumen mit Lieferort Deutschland gebeten. Unter Elektrizitäts-Großhandel werden im Monitoring bei der Befragung der Großhändler und Lieferanten alle Elektrizitätshandelsgeschäfte mit physischer oder finanzieller Erfüllung sowie alle Elektrizitätslieferverträge mit physischer Erfüllung (Lieferung von Elektrizität) zwischen Unternehmen verstanden. 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.

Aufgrund der vorgenannten Definition umfassen die Daten der Großhändler und Lieferanten sowohl den Handel auf Brokerplattformen als auch bilaterale Geschäfte außerhalb der Brokerplattformen. Für 2009 (Jahr der Erfüllung) liegt das erfasste Kaufvolumen bei 3.592 TWh und das Verkaufsvolumen bei 3.561 TWh. Im Jahr 2009 (Jahr des Geschäftsabschlusses) beträgt das Kaufvolumen 3.903 TWh und das Verkaufsvolumen 3.692 TWh. Die erfassten Werte liegen damit unterhalb dem Volumen auf den fünf Brokerplattformen und weisen auf die nur teilweise Marktabdeckung dieser Erhebung hin. Im Vergleich zu den an der EEX im OTC-Handel mit Phelix Futures registrierten 142 Unternehmen (Stand 9. Juli 2010) haben weniger als die Hälfte am Monitoring 2010 teilgenommen, was ebenfalls ein Beleg für die nur teilweise Marktabdeckung ist. Zudem haben 281 von den 891 Großhändlern und Lieferanten, die sich am Monitoring 2010 beteiligt haben, keine Angaben zum außerbörslichen Handel mit einem Erfüllungszeitraum von mindestens einer Woche vorgenommen.

Vergleichbar zu den Erhebungen hinsichtlich des zeitlichen Abstandes zwischen Geschäftsabschluss und Erfüllung der Geschäfte für das Handelsvolumen an der EEX sowie auf den Brokerplattformen, dokumentieren die Antworten der Großhändler und Lieferanten die hervorgehobene

¹¹¹ Lieferzeitraum weniger als eine Woche ohne Daten von TFS / Tradition.

Bedeutung des Handels im Vorjahr zum Erfüllungsjahr. So wurden mit 1.951 TWh (Kauf) bzw. 1.972 TWh (Verkauf) rund 54 Prozent bzw. 55 Prozent des Volumens für 2009 im Jahr 2008 gehandelt. Von dem im Jahr 2009 gehandelten Volumen entfielen 1.855 TWh (Kauf) bzw. 1.851 TWh (Verkauf) auf 2010 als Jahr der Erfüllung. Dies entspricht 48 Prozent bzw. 50 Prozent des Gesamtvolumens.

Erfüllungszeitraum mindestens eine Woche / Lieferort Deutschland (nur teilweise Marktabdeckung)			
Jahr der Erfüllung	Jahr des Geschäfts- bzw. Vertragsabschlusses	Außerbörsliches Elektrizitäts- Großhandelsvolumen inkl. OTC-Clearing an der EEX / ECC in TWh	
		Kauf	Verkauf
2009	vor 2008	626	635
	2008	1.951	1.972
	2009	878	819
2010	vor 2008	161	155
	2008	700	635
	2009	1.855	1.851
2011 und später	2009	1.033	887

Erfüllungszeitraum weniger als eine Woche / Lieferort Deutschland (nur teilweise Marktabdeckung)		
Jahr der Erfüllung	Außerbörsliches Elektrizitäts-Großhandelsvolumen in TWh	
	Kauf	Verkauf
2009	137	135

Tabelle 69: Außerbörsliches Elektrizitäts-Großhandelsvolumen mit Lieferort Deutschland gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten im Monitoring 2010

Großhandel; Preise (Elektrizität)

European Energy Exchange AG (EEX) und EPEX Spot SE

	2007 in €/MWh	2008 in €/MWh	2009 in €/MWh	1. Halbjahr 2010 in €/MWh
Mittelwert Phelix-Day-Base (Day-Ahead)	37,99	65,76	38,85	41,27
Mittelwert Phelix-Day-Peak (Day-Ahead)	48,75	79,43	46,83	47,14
Mittelwert Phelix-Base-Year Future rollierendes Folgejahr ¹¹²	55,83	70,33	49,20	49,98
Mittelwert Phelix-Peak-Year Future rollierendes Folgejahr	79,33	99,40	69,84	66,16

Tabelle 70: Elektrizitäts-Preisniveau (Mittelwerte) an der EEX / EPEX Spot

¹¹² 2008 in 2007, 2009 in 2008, 2010 in 2009, 2011 in 2010.

Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG (EXAA)

Die Entwicklung des mittleren Preisniveaus am Day-Ahead-Spotmarkt der EXAA für die Lieferzone Österreich und Deutschland im Berichtsjahr 2009 sowie im ersten Halbjahr 2010 war wie in den Jahren 2007 und 2008 mit der mittleren Preisentwicklung am Day-Ahead-Spotmarkt der EEX / EPEX Spot vergleichbar. Dabei liegt das mittlere Preisniveau der EXAA etwas über dem Preisniveau an der EEX / EPEX Spot.

	2007 in €/MWh	2008 in €/MWh	2009 in €/MWh	1. Halbjahr 2010 in €/MWh
Mittelwert bEXAbase (00-24h)	38,96	66,18	38,92	41,47
Mittelwert bEXApeak (08-20h)	50,34	80,52	47,36	48,15

Tabelle 71: Elektrizitäts-Preisniveau an der EXAA (Spotmarkt Day-Ahead)

Großhandel; Entwicklung des deutschen Gashandels

Der seit 2008 zu beobachtende positive Trend der Handelsumsätze in den deutschen Marktgebieten setzte sich im Jahr 2009 fort. In den H-Gas Marktgebieten wurden im Kalenderjahr 2009 insgesamt 989.872 GWh Erdgas gehandelt und damit 85 Prozent mehr als im Vorjahr. Ebenfalls deutlich gestiegen ist die Gesamtzahl der registrierten Handelsteilnehmer in den H-Gas Marktgebieten (Mehrfachregistrierungen möglich, ohne Gaspool); um 45 Prozent auf 395 im Jahresdurchschnitt. Bei den aktiven Handelsteilnehmern¹¹³ in den H-Gas Marktgebieten war ein leichter Anstieg von acht Prozent auf insgesamt durchschnittlich 296 im Jahresdurchschnitt pro H-Gas Marktgebiet zu verzeichnen (Mehrfachnennungen möglich, ohne Gaspool). Die Churn-Rate, die das Verhältnis von gehandelter Menge zu physisch transportierter Menge bezeichnet und als möglicher Indikator der Handelsliquidität fungiert, variierte von Marktgebiet zu Marktgebiet. Die höchste Churn-Rate von bis zu 2,75 wurde im Marktgebiet NetConnect Germany (NCG) erreicht. Im europäischen Vergleich werden teilweise trotz niedrigerer Handelsumsätze höhere Churn-Rates erreicht. Am niederländischen TTF schwankte sie 2009 zwischen 2,5 und 4,7, im belgischen Zeebrugge zwischen 4,1 und 7 und am liquidesten Punkt, dem NBP in Großbritannien, zwischen 8 und 14.¹¹⁴ Die Peaks wurden dabei, ähnlich wie an den deutschen Gashandelsplätzen, in den Sommermonaten erzielt.

¹¹³ Ein aktiver Handelsteilnehmer definiert sich durch eine bestimmte Anzahl von ausgeführten Transaktionen in einem bestimmten Zeitraum. Beispielsweise 1 ausgeführter Trade pro Woche. Da unterschiedliche Einstufungen im Markt vorhanden sind, wurde von einer Definitionsvorgabe abgesehen, um den Aufwand bei den befragten Unternehmen gering zu halten.

¹¹⁴ Quelle: Quarterly Report on European Gas Markets.

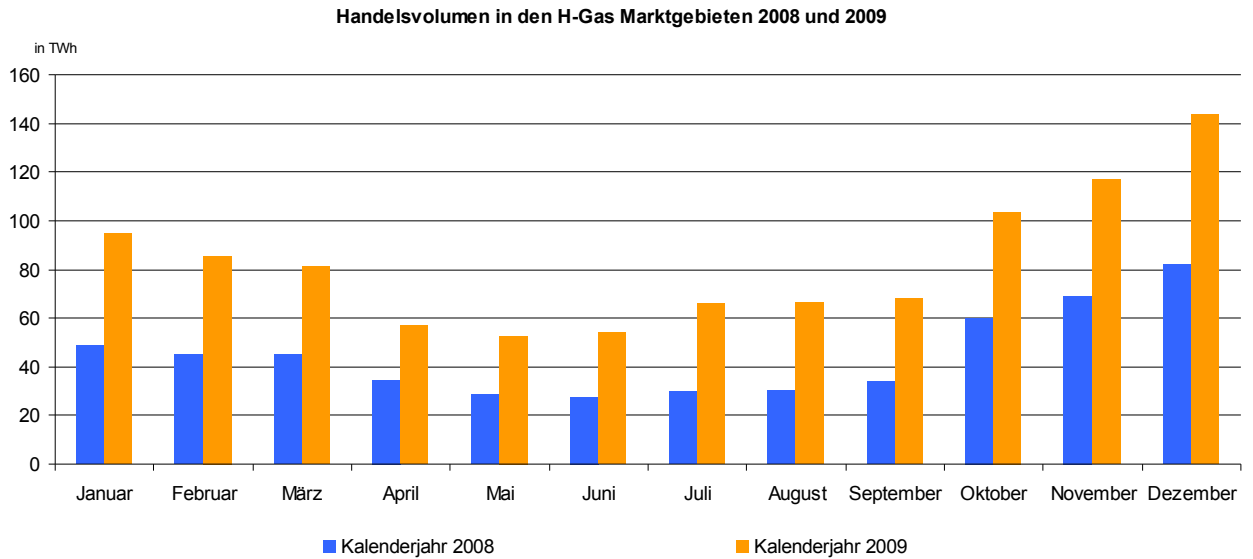


Abbildung 101: Die gehandelten Erdgasmengen in den deutschen H-Gas Marktgebieten (inkl. Börsenhandel).
Quelle: Monitoringabfrage 2010, NetConnect Germany GmbH, Gaspool Balancing GmbH.

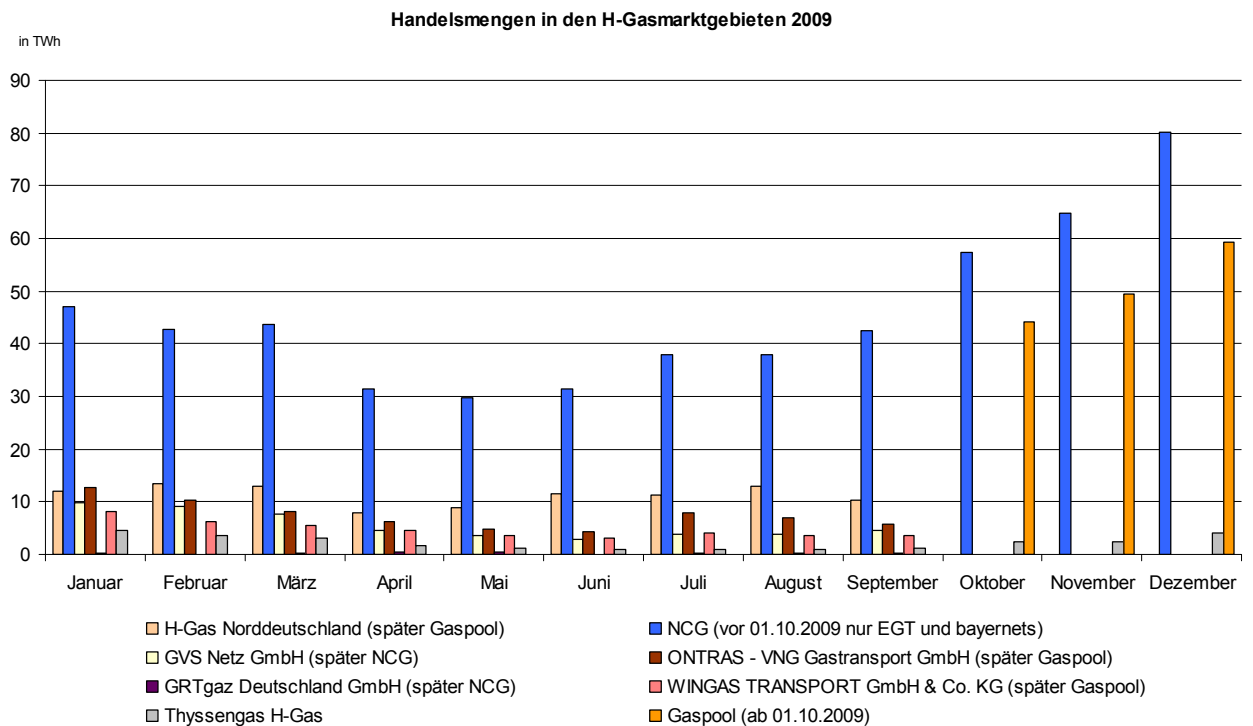


Abbildung 102: Die gehandelten Erdgasmengen in den jeweiligen deutschen H-Gas Marktgebieten. Ab 1. Oktober 2009 sind nur noch drei H-Gas Marktgebiete vorhanden. Zwei davon wurden zum 1. Oktober neu gegründet und mit der Aufgabe des Bilanzkreisnetzbetreibers betraut.
Quelle: Monitoringabfrage 2010, NetConnect Germany GmbH, Gaspool Balancing GmbH.

Registrierte Handelsteilnehmer in den H-Gasmarktgebieten 2009

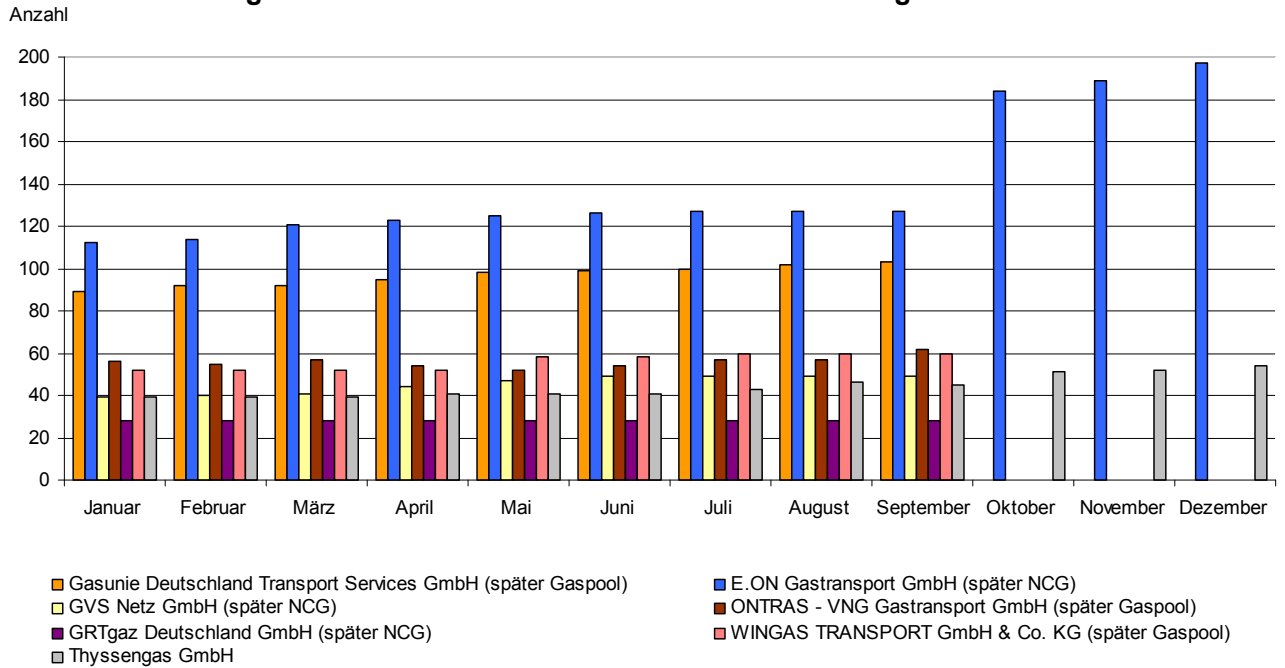


Abbildung 103: Die registrierten Handelsteilnehmer unterteilt nach den einzelnen H-Gas Marktgebieten.

Aktive Handelsteilnehmer in den H-Gasmarktgebieten 2009

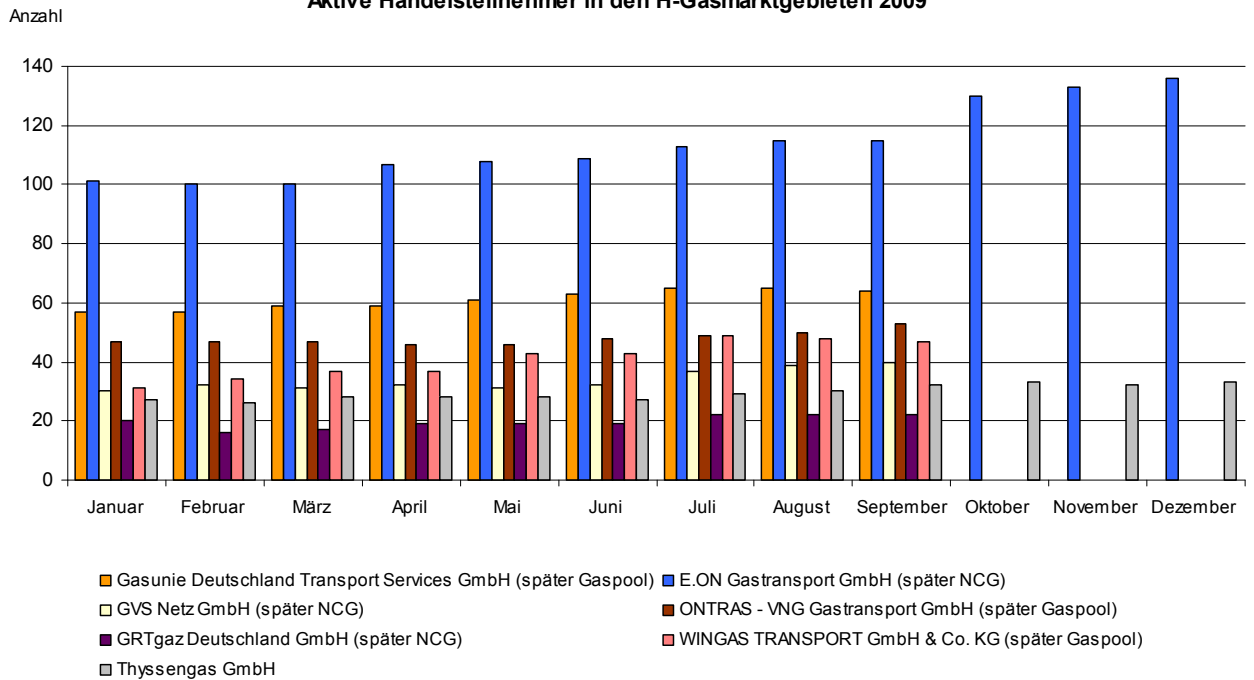


Abbildung 104: Die aktiven Handelsteilnehmer 2009 unterteilt nach den einzelnen H-Gas Marktgebieten.

Churn-Rate in den H-Gasmarktgebieten 2009

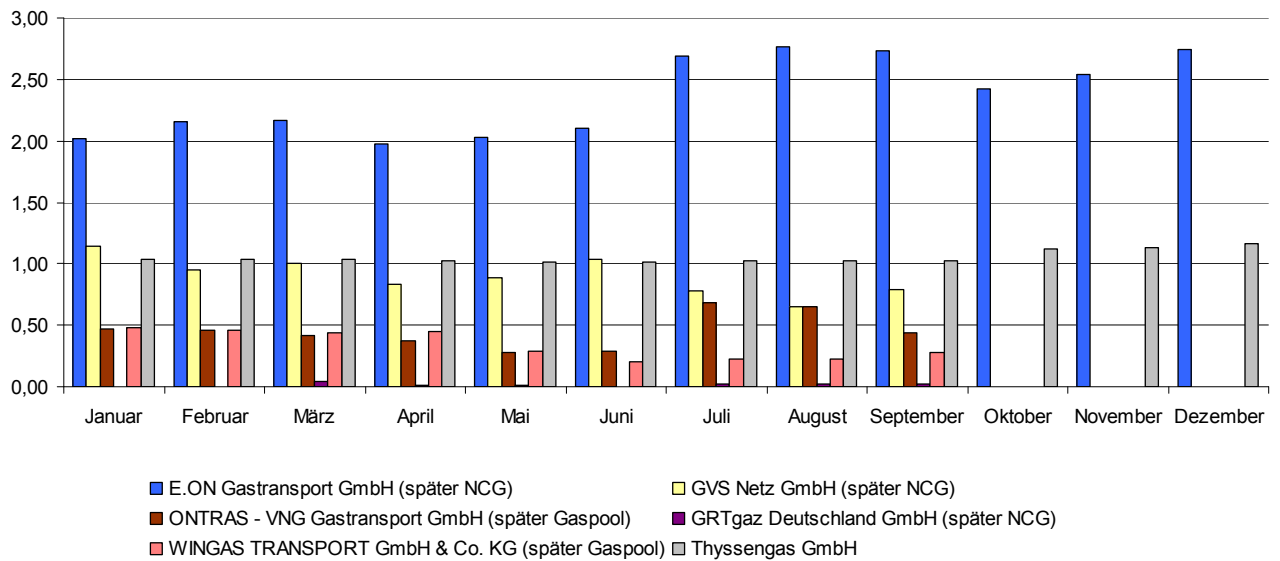


Abbildung 105: Churn-Rate im Kalenderjahr 2009 unterteilt nach den einzelnen H-Gas Marktgebieten.

Der Handel in den deutschen L-Gas Marktgebieten wurde erst Ende 2008 ernsthaft aufgenommen. Daher intensivierte sich im Jahr 2009 die Handelsaktivität deutlich: Das Handelsvolumen über alle L-Gas Marktgebiete stieg im Vergleich zum Vorjahr um 176 Prozent auf 156.956 GWh. Auch die Zunahme der registrierten Handelsteilnehmer um 100 Prozent auf nunmehr 86 verdeutlicht die wachsende Bedeutung von L-Gas Marktgebieten für den Erdgashandel. Die Zahl der aktiven Handelsteilnehmer war auf 59 gestiegen (+ 37 Prozent). Die Churn-Rate in den verbliebenen L-Gas Marktgebieten schwankte in der Spitze zwischen 1,08 (für L-Gas 1) und 1,95 (für EGT L-Gas).

Handelsmengen in den L-Gas Marktgebieten 2008 und 2009

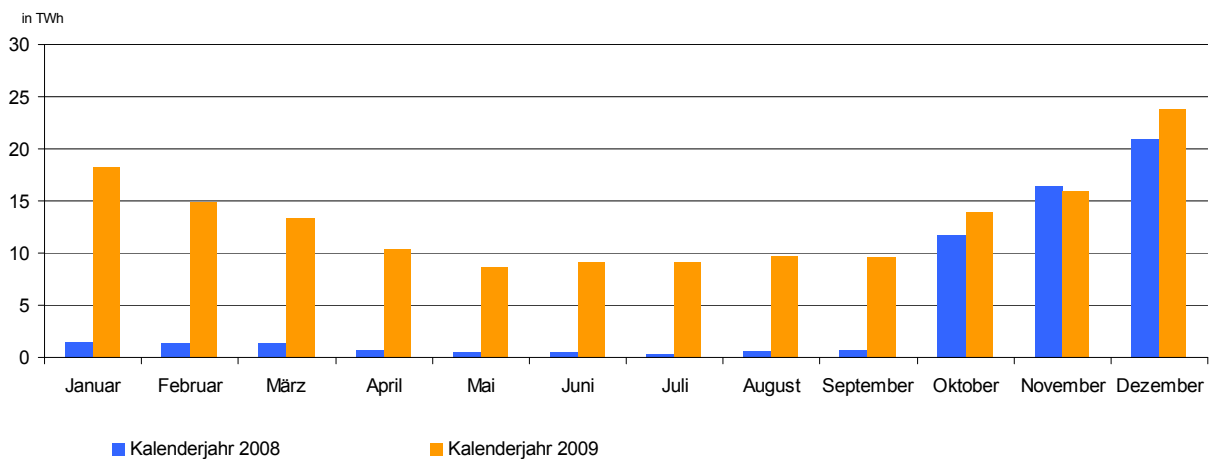


Abbildung 106: Die gehandelten Erdgasmengen in den deutschen L-Gas Marktgebieten.
Quelle: Monitoringabfrage 2010, Aequamus GmbH.

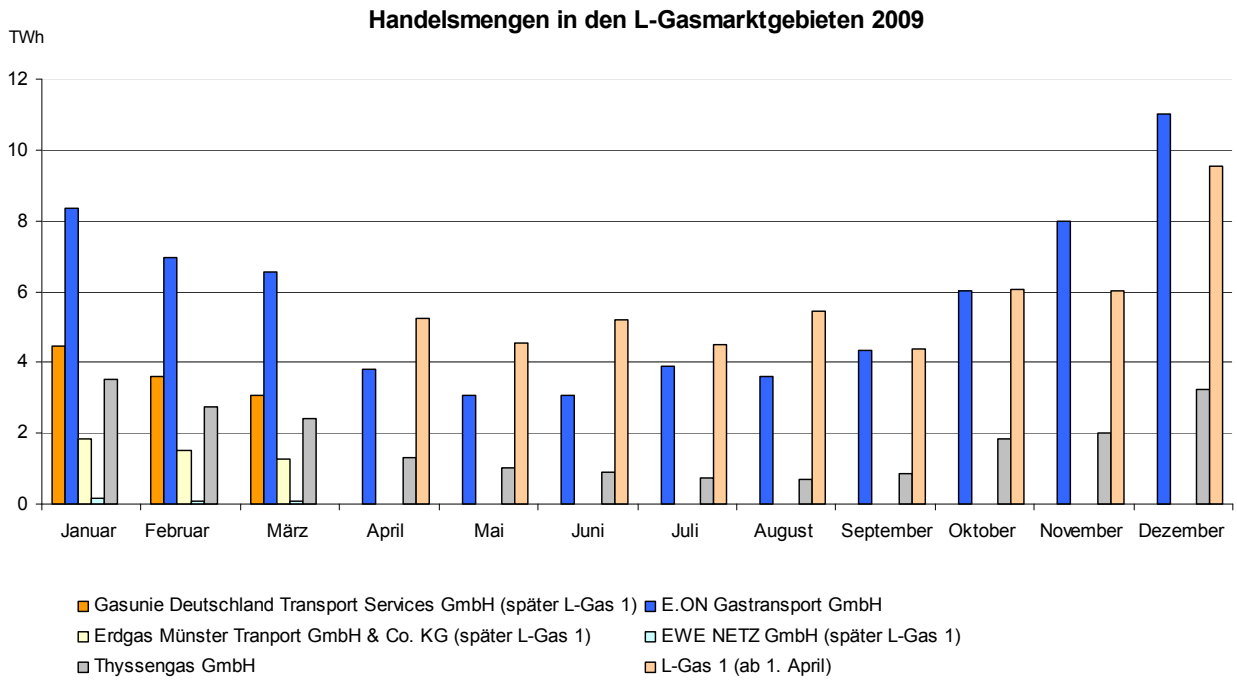


Abbildung 107: Die gehandelten Erdgasmengen in den jeweiligen deutschen L-Gas Marktgebieten. Seit der Zusammenlegung in das Marktgebiet L-Gas 1 sind nur noch drei L-Gas Marktgebiete vorhanden.
Quelle: Monitoringabfrage 2010, Aequamus GmbH.

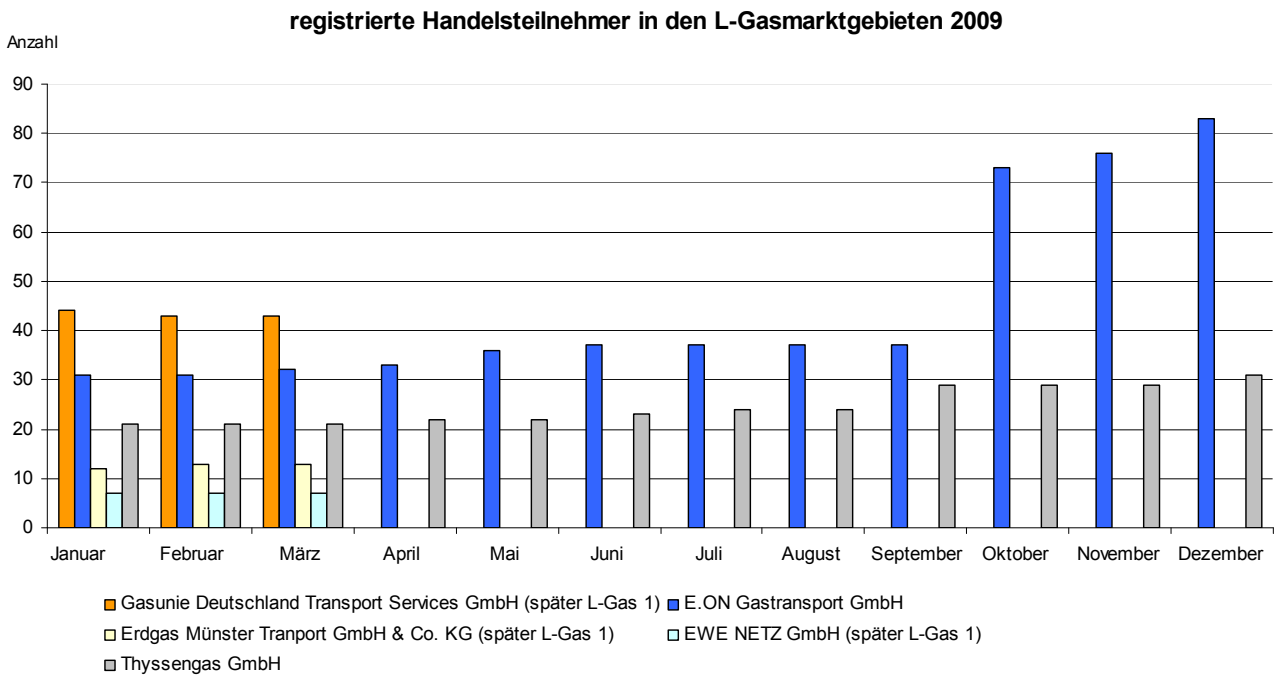


Abbildung 108: Die registrierten Handelsteilnehmer im Kalenderjahr 2009 unterteilt nach den einzelnen L-Gas Marktgebieten.
Quelle: Monitoringabfrage 2010.

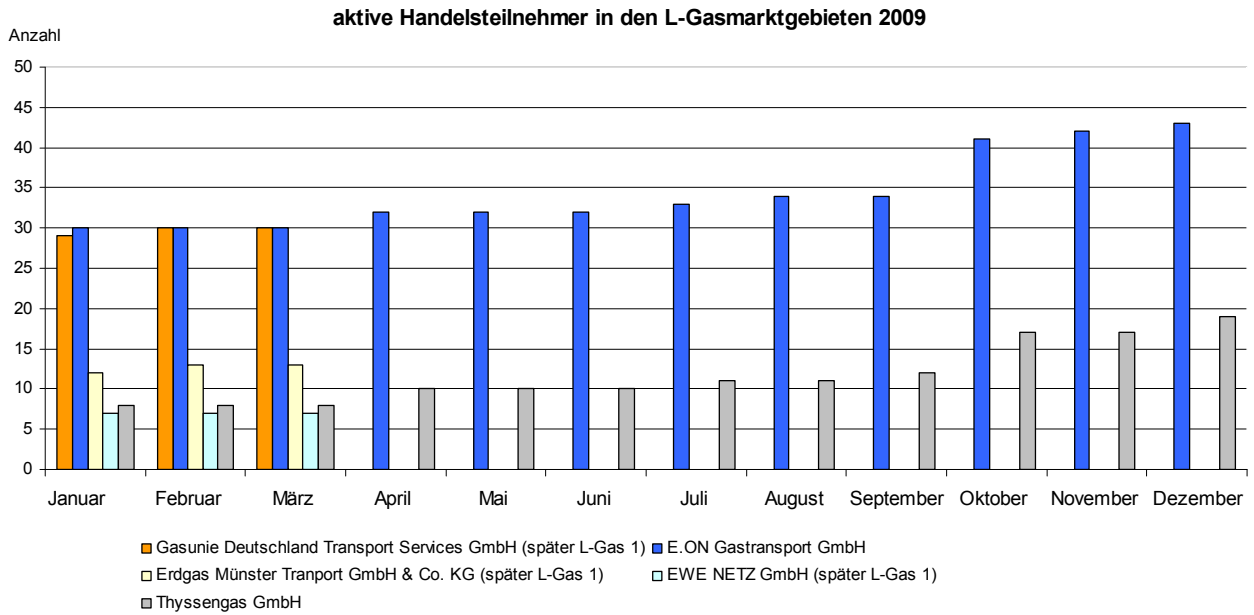


Abbildung 109: Die aktiven Handelsteilnehmer im Kalenderjahr 2009 unterteilt nach den einzelnen L-Gas Marktgebieten.
Quelle: Monitoringabfrage 2010.

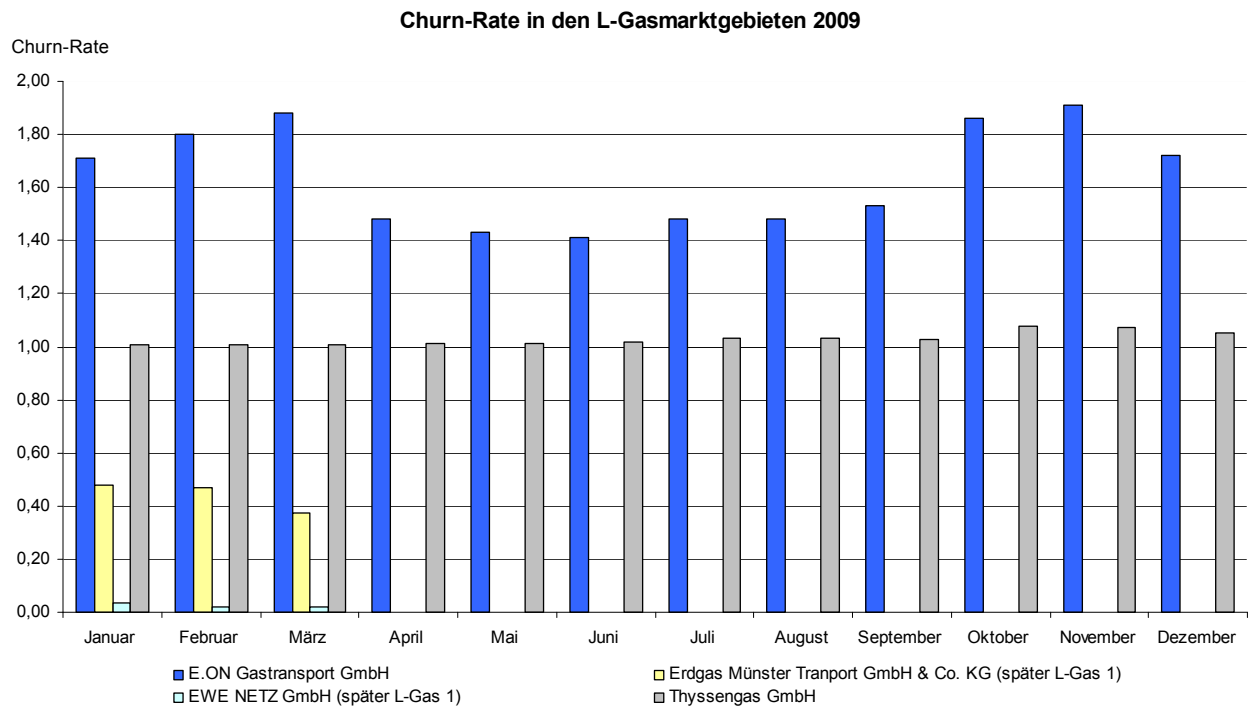


Abbildung 110: Churn-Rate im Kalenderjahr 2009 unterteilt nach den einzelnen L-Gas Marktgebieten.
Quelle: Monitoringabfrage 2010.

Import und Export (Gas)

Die Entwicklung der Importe und Exporte von Gasmengen in Deutschland

Im Berichtsjahr 2009 ist der Verbrauch von Gas in Deutschland gesunken. Während der Verbrauch durch die deutschen Haushaltskunden (abgesehen von den üblichen, überwiegend witterungsbedingten Schwankungen) weitestgehend unverändert geblieben ist haben insbesondere mittlere und große Industriebetriebe und Gaskraftwerke einen um insgesamt ca. zwölf Prozent geringeren Verbrauch ausgewiesen. Insgesamt ist der Gasverbrauch in Deutschland um ca. sieben Prozent gegenüber 2008 zurückgegangen.

Dieser Entwicklung folgend haben die Betreiber der Grenzübergangspunkte eine um ca. zehn Prozent geringere Gasimportmenge als in 2008 gemeldet. Insgesamt wurden im Jahr 2009 1.373 TWh Gas nach Deutschland importiert.¹¹⁵

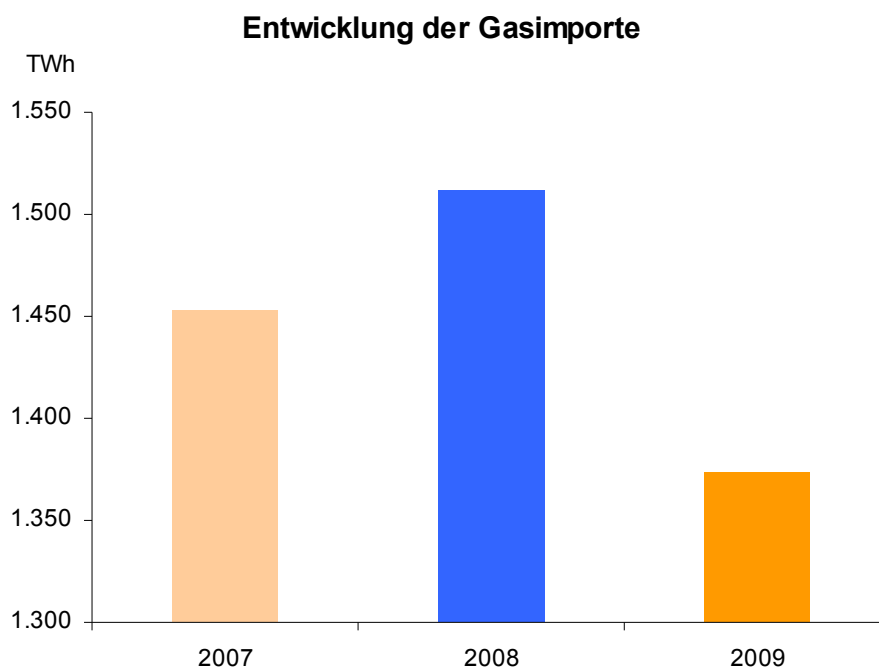


Abbildung 111: Entwicklung der Gasimporte in Deutschland

Die wichtigsten Gasbezugsquellen für Deutschland 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 den Wegfall von Marktzutrittsschranken (vor allem im Bereich der Bilanzierung) und durch die mit den Marktgebietszusammenlegungen verbundenen Liquiditätssteigerungen werden grenzüberschreitende Handelsgeschäfte erleichtert und zusätzliche Alternativen für Gashändler geschaffen. Diese Entwicklung bildet sich insbesondere in der Kategorie „sonstige Bezugsländer“ ab.

¹¹⁵ Datengrundlage sind die Angaben der Im- und Exporteure von Gas, differenziert nach Förderungs- und Einkaufsländern der Gasmengen.

Importländer 2009

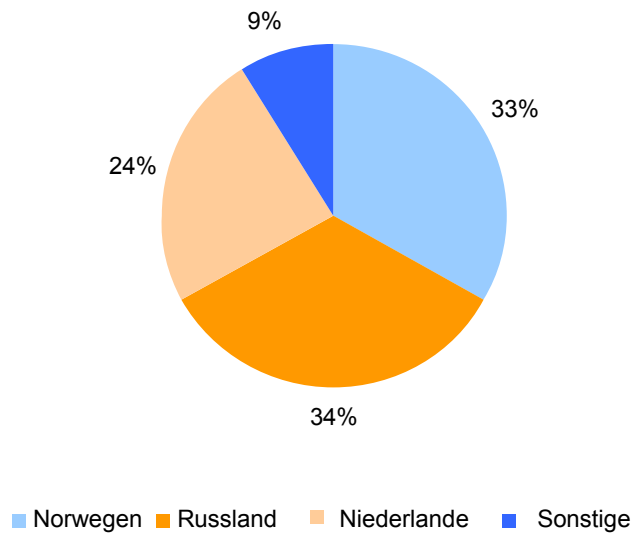


Abbildung 112: Herkunftsländer der nach Deutschland importierten Gasmengen

Im Rahmen des Monitoring 2010 wurden die Gasimporteure außerdem gebeten, Angaben zur Verwendung der importierten Gasmengen zu machen. Obwohl solche Aussagen, bedingt durch mangelnde Zuordenbarkeit von Gasmengen im Rahmen des Portfoliomanagements, äußerst schwierig sind, konnten aus den Aussagen der Importeure zumindest grobe Trends abgeleitet werden. Der mit Abstand größte Anteil der importierten Gasmengen wird demnach entweder direkt an Letztverbraucher geliefert oder auf dem OTC-Markt, also entweder durch den Abschluss bilateraler Verträge oder durch die Nutzung von Brokerplattformen, verkauft. Nur eine sehr geringe Menge wird demnach an der EEX angeboten. Ebenfalls einen größeren Anteil haben Transitmengen und Speichermengen, die in Gasspeicher eingelagert werden.

Größenvergleich der Verwendungszwecke importierter Gasmengen



Abbildung 113: Größenvergleich der Verwendungszwecke importierter Gasmengen

Parallel zum Rückgang der Importmengen sind auch die Gasexporte aus Deutschland heraus in 2009 geringer ausgefallen. Die Betreiber der Grenzübergangspunkte meldeten einen Rückgang um fast 20 Prozent, was einer Gesamtexportmenge von ca. 418 TWh entspricht.

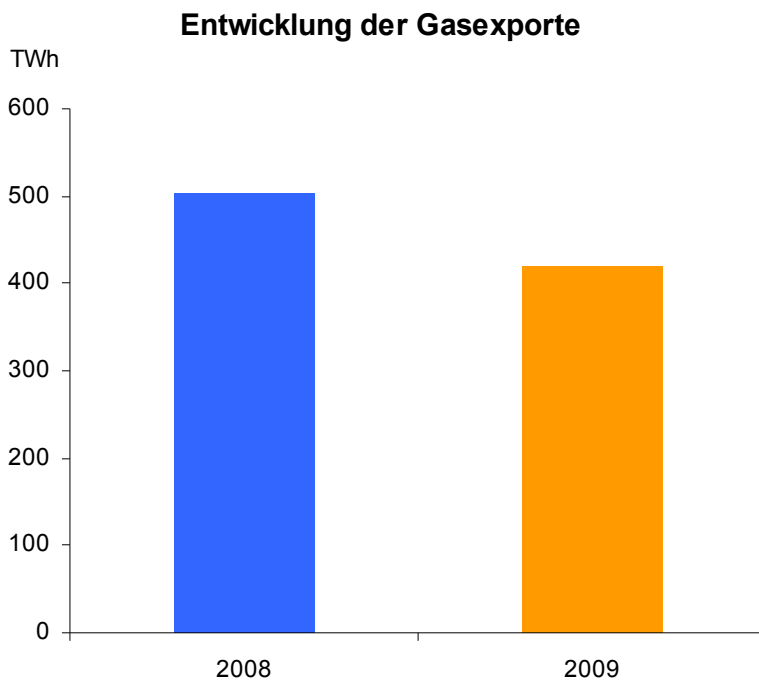
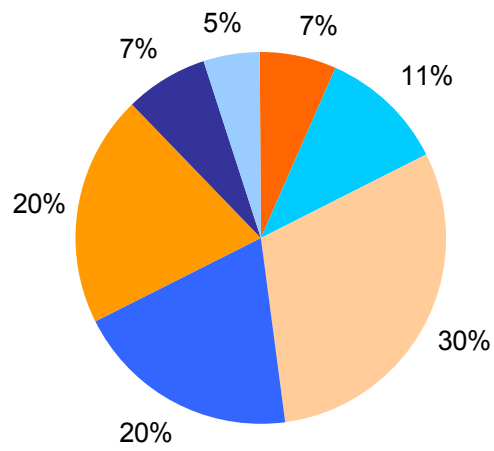


Abbildung 114: Entwicklung der Gasexporte¹¹⁶

Bei der Analyse der Zielländer der aus Deutschland exportierten Gasmengen fallen in 2009 Verschiebungen auf, die insbesondere auf die Gaskrise zwischen Russland und der Ukraine zu Beginn des Jahres 2009 zurückzuführen sind. Während die Exportmengen aus Deutschland üblicherweise nach Süden und Westen, also nach Belgien, Frankreich und in die Schweiz, weitertransportiert werden, ist es in dieser Zeit teilweise zu einer Umkehr der Transportrichtungen in Europa gekommen. Um die Ausfälle der normalerweise durch die Ukraine transportierten Gasmengen zu kompensieren und die von Versorgungsstörungen bedrohten Gebiete zu versorgen sind verstärkt Gasmengen von Deutschland nach Tschechien und Österreich geflossen. Parallel dazu sind die Exporte in Richtung Frankreich und Belgien leicht zurückgegangen.

¹¹⁶ 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.

Aufteilung der exportierten Gasmengen auf die Nachbarländer



■ Belgien ■ Frankreich ■ Niederlande ■ Österreich ■ Schweiz ■ Tschechien ■ Sonstige

Abbildung 115: Aufteilung der exportierten Gasmengen auf die Nachbarländer

Netze; Energieleitungsausbaugesetz (Elektrizität)

Stand der Umsetzung der Projekte im Bedarfsplan nach § 1 Absatz 1 EnLAG

(Stand: 01.10.2010)

Nr.	Vorhaben	ÜNB	Aktueller Projektstatus	Probleme mit verzögernder Wirkung	Konkrete Schritte in den nächsten sechs Monaten	Stand Raumordnung	Stand Planfeststellung	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ursprüngliches Zieljahr	Genehmigung Investitionsbudget
1	Kassø (Dänemark) – Hamburg Nord – Dollern	TenneT	<u>Hamburg Nord – Dollern</u> Planfeststellungsverfahren eröffnet Derzeit Bearbeitung der Einwendungen und Stellungnahmen nach der öffentlichen Auslegung <u>Audorf – Hamburg Nord</u> Trassenvoruntersuchung begonnen		<u>Hamburg Nord – Dollern</u> Erörterungstermin zum Planfeststellungsverfahren im Herbst 2010 <u>Audorf – Hamburg Nord</u> Fortführung der Vorplanung	Kein Raumordnungsverfahren erforderlich, da die Trasse entlang einer bestehenden Trasse gelegt wird	<u>Hamburg Nord – Dollern</u> Eröffnet am 1. September 2008; Abschluss voraussichtlich 2011 <u>Audorf – Hamburg Nord</u> In Vorplanung	<u>Hamburg Nord – Dollern</u> 2012 (optimistisch), <u>Audorf – Hamburg-Nord</u> 2015	<u>Hamburg Nord – Dollern</u> 2010 <u>Audorf – Hamburg Nord</u> 2015	Genehmigt
2a	Ganderkesee – Wehrendorf Pilotprojekt für Teilverkabelung nach § 2 Abs. 1 Nr. 2 EnLAG	TenneT und Amprion	TenneT: <u>Ganderkesee – St. Hülfe</u> Überarbeitung der Unterlagen für das Planfeststellungsverfahren unter Berücksichtigung des EnLAG	TenneT: <u>Ganderkesee – St. Hülfe</u> Verzögerung in der Planung durch Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingung (niedersächsisches Erdkabelgesetz, EnLAG). Diese erfordern Anpassung der Planung und der Genehmigungsunterlagen. Inbetriebnahme der Maßnahme verzögert sich dadurch.	TenneT: <u>Ganderkesee – St. Hülfe</u> Einreichung der Unterlagen für das Planfeststellungsverfahren gemäß EnLAG. Eine Teilverkabelung von knapp 10 km der ca. 50 km Leitungslänge wird beantragt werden. Überarbeitete Unterlagen zur Prüfung auf Vollständigkeit eingereicht. Es wurde eine weitere Anpassung der Unterlagen gefordert.	TenneT: <u>Ganderkesee – St. Hülfe</u> Zunächst 2006 abgeschlossen, dann ergänzende raumordnerische Beurteilung für eine kombinierte Kabel-/ Freileitungstrasse	TenneT: <u>Ganderkesee – St. Hülfe</u> Laut Auskunft von TenneT TSO soll in Kürze der Antrag auf Planfeststellung eingereicht werden.	TenneT: <u>Ganderkesee – St. Hülfe</u> 2013	TenneT: <u>Ganderkesee – St. Hülfe</u> 2010	Genehmigt

Nr.	Vorhaben	ÜNB	Aktueller Projektstatus	Probleme mit verzögernder Wirkung	Konkrete Schritte in den nächsten sechs Monaten	Stand Raumordnung	Stand Planfeststellung	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ursprüngliches Zieljahr	Genehmigung Investitionsbudget
2b	Ganderkesee – Wehrendorf Pilotprojekt für Teilverkabelung nach § 2 Abs. 1 Nr. 2 EnLAG	TenneT und Amprion	Amprion: <u>Wehrendorf – St. Hülfe</u> Planfeststellung, Erstellung Umweltgutachten		Amprion: <u>Wehrendorf – St. Hülfe</u> Planfeststellungsverfahren	Amprion: <u>Wehrendorf – St. Hülfe</u> Kein Raumordnungsverfahren erforderlich, da die Trasse entlang einer bestehenden Trasse gelegt wird	Amprion: <u>Wehrendorf – St. Hülfe</u> Niedersachsen: Beantragung Planfeststellung Dezember 2009 NRW: Beantragung Planfeststellung 4. Quartal 2010	Amprion: <u>Wehrendorf – St. Hülfe</u> 2012	Amprion: <u>Wehrendorf – St. Hülfe</u> 2010	Genehmigt
3	Neuenhagen – Bertikow/ Vierraden – Krajinik (PL)	50Hertz	Scopingtermin zum Planfeststellungsverfahren in Januar 2008 durchgeführt <u>Uckermark – Neuenhagen</u> Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens am 22. Juli 2010 <u>Vierraden – Krajinik (PL)</u> Prüfbescheid zum Verzicht auf das Raumordnungsverfahren liegt vor; Prüfbescheid zum UVP-Antrag liegt vor – Ergebnis: keine UVP-Pflicht Gemeinsame Netzuntersuchungen mit dem polnischen Netzbetreiber PSE-O abgeschlossen	Ergänzung der Raumordnungsverfahrensunterlagen zur Berücksichtigung der Auswirkungen des Urteils des Bundesverwaltungsgerichts Leipzig vom 17. Januar 2007 notwendig Raumordnungsverfahren zwischen 22.Mai 2007 und 10.September 2007 durch Genehmigungsbehörde ausgesetzt mangelnde Akzeptanz in der Bevölkerung; Forderung nach Erdverkabelung im Biosphärenreservat Schorfheide/Chorin	<u>Uckermark – Neuenhagen</u> Durchführung des Planfeststellungsverfahrens <u>Vierraden – Krajinik</u> Weiterführung von Netzuntersuchungen im Rahmen der ENTSO-E Regional Group Continental Central East Erarbeitung der Antragsunterlagen für die Plangenehmigung	Abschluss des Raumordnungsverfahrens im Dezember 2007 nach einem Jahr Dauer	<u>Neuenhagen – Bertikow</u> Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens am 22.Juli 2010 <u>Uckermark – Neuenhagen</u> Überarbeitung der Planunterlagen entsprechend Forderung der Behörden <u>Vierraden – Krajinik</u> Erarbeitung der Antragsunterlagen für die Plangenehmigung	Inbetriebnahme optimistisch: 4. Quartal 2011	2010	Genehmigt

Nr.	Vorhaben	ÜNB	Aktueller Projektstatus	Probleme mit verzögernder Wirkung	Konkrete Schritte in den nächsten sechs Monaten	Stand Raumordnung	Stand Planfeststellung	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ursprüngliches Zieljahr	Genehmigung Investitionsbudget
4a	Lauchstädt – Redwitz (als Teil der Verbindung Halle/Saale – Schweinfurt) Pilotprojekt für Teilverkabelung nach § 2 Abs. 1 Nr. 4 EnLAG	TenneT und 50Hertz	TenneT: <u>Altenfeld – Redwitz</u> Landesplanerische Beurteilung der Regierung Oberfranken liegt seit dem 9. Mai 2008 vor	TenneT: <u>Altenfeld – Redwitz</u> Netztechnische Notwendigkeit wird angezweifelt (Jarass-Studie)	TenneT: <u>Altenfeld – Redwitz</u> Erstellung der Unterlagen für das Planfeststellungsverfahren		TenneT: <u>Altenfeld – Redwitz</u> Beginn des Planfeststellungsverfahrens in Bayern erst nach Abschluss des Raumordnungsverfahrens in Thüringen möglich	TenneT: Abhängig vom Verfahren in Thüringen	TenneT: <u>Altenfeld – Redwitz</u> 2010	Genehmigt

Nr.	Vorhaben	ÜNB	Aktueller Projektstatus	Probleme mit verzögernder Wirkung	Konkrete Schritte in den nächsten sechs Monaten	Stand Raumordnung	Stand Planfeststellung	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ursprüngliches Zieljahr	Genehmigung Investitionsbudget
4b	Lauchstädt – Redwitz (als Teil der Verbindung Halle/ Saale – Schweinfurt) Pilotprojekt für Teilverkabelung nach § 2 Abs. 1 Nr. 2 EnLAG	TenneT und 50Hertz	50Hertz: <u>Lauchstädt – Vieselbach</u> Inbetriebnahme erfolgt <u>Vieselbach – Altenfeld</u> Abschluss des Raumordnungsverfahrens am 30. März 2007 Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens am 9. Februar 2009 Bearbeitung der ca. 860 Einwendungen der betroffenen Bürger und der Stellungnahmen der Träger öffentlicher Belange abgeschlossen Abschluss der Studie: Ökologisches Trassenmanagement <u>Altenfeld – Landesgrenze</u> Ergänzungskonferenz zum Raumordnungsverfahren am 12. Februar 2007 Umweltverträglichkeitsstudie erarbeitet, Natura-2000-Untersuchung abgeschlossen, Artenschutzrechtlicher Fachbeitrag erstellt	50Hertz: <u>Vieselbach – Altenfeld</u> Bürgerinitiativen beauftragten Gutachter zum Nachweis fehlender Notwendigkeit des Netzausbaus in Thüringen Mehrfache Behandlungen des Projektes in Ausschüssen bzw. im Landtag Vom Wirtschaftsministerium Thüringen in Auftrag gegebene Rechtsgutachten bestätigt Notwendigkeit der Südwestkuppelleitung <u>Altenfeld – Landesgrenze</u> Mangelnde Akzeptanz in der Bevölkerung; Projekt- und Umweltverträglichkeitsstudie Aktualisierung der Antragsunterlagen an die geänderten Bestimmungen des Landesplanungsgesetzes EnLAG in Kraft getreten mit der Möglichkeit einer Teilverkabelung der Rennsteigquerung als Pilotvorhaben („Innovationslösung Rennsteigquerung“)	50Hertz: <u>Lauchstädt – Vieselbach</u> Fortsetzen der Ausgleichsmaßnahmen gemäß dem landschaftsplanerischem Begleitplan <u>Vieselbach – Altenfeld</u> Durchführung des Planänderungsverfahrens, Durchführung der Erörterungstermine <u>Altenfeld – Landesgrenze</u> Durchführung des Raumordnungsverfahrens	50Hertz: Eröffnung des Raumordnungsverfahrens am 20. Januar 2010	50Hertz: <u>Lauchstädt – Vieselbach</u> Abgeschlossen <u>Vieselbach – Altenfeld</u> Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens am 9. Februar 2009 Planänderungsunterlagen in 09/2010 bei Planfeststellungsbehörde eingereicht <u>Altenfeld – Landesgrenze</u> Noch nicht eröffnet	50Hertz: <u>Lauchstädt – Vieselbach</u> Inbetriebnahme im Dezember 2008 erfolgt <u>Vieselbach – Altenfeld</u> Inbetriebnahme Optimistisch: 4. Quartal 2011 <u>Altenfeld – Landesgrenze</u> Baubeginn aktuell: Optimistisch 1. Quartal 2011 Inbetriebnahme Optimistisch: 4. Quartal 2011	50Hertz: <u>Lauchstädt – Vieselbach</u> Dezember 2008 <u>Vieselbach – Altenfeld</u> Dezember 2008 <u>Altenfeld – Landesgrenze</u> Dezember 2008	Genehmigt

Nr.	Vorhaben	ÜNB	Aktueller Projektstatus	Probleme mit verzögernder Wirkung	Konkrete Schritte in den nächsten sechs Monaten	Stand Raumordnung	Stand Planfeststellung	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ursprüngliches Zieljahr	Genehmigung Investitionsbudget
5	Diele – Niederrhein Pilotprojekt für Teilverkabelung nach § 2 Abs. 1 Nr. 2 EnLAG	TenneT und Amprion	Amprion: NRW: Voruntersuchungen bzw. Vorgespräche mit Kommunen / Träger öffentlicher Belange, Trassierung Planfeststellung, privatrechtliche Verhandlungen Niedersachsen: Vorbereitung Raumordnungsverfahren TenneT: Antragsunterlagen für das Raumordnungsverfahren wurden erarbeitet	TenneT: Verzögerung in der Planung durch niedersächsisches Erdkabelgesetz und EnLAG). Diese erforderten Anpassungen der Planung und der Genehmigungsunterlagen. Berücksichtigung zusätzlicher Planungsvariablen im Übergangsbereich zwischen NRW und Niedersachsen (Abschnitt Amprion), die aus dem Planfeststellungsverfahren in NRW resultieren	Amprion: NRW: Beantragung Planfeststellungsverfahren Niedersachsen: Beantragung Raumordnungsverfahren TenneT: Eröffnung des Raumordnungsverfahrens	Amprion: Beantragung Raumordnungsverfahren in Niedersachsen im 2. Halbjahr 2010 TenneT: Vorbereitende Antragskonferenz am 1. Oktober 2008	Amprion: Beantragung Planfeststellung im Regierungsbezirk Düsseldorf: 4. Quartal 2010 Beantragung 1. Planfeststellungsabschnitt im Regierungsbezirk Münster: 1. Quartal 2011 Beantragung Raumordnungsverfahren in Niedersachsen im 2. Halbjahr 2010. Es sind Teilverkabelungen entsprechend dem EnLAG geplant (auf 30 km von 130 km). TenneT: Noch nicht begonnen	2015 bleibt als Ziel erhalten	2015	Genehmigt
6	Wahle – Mecklar Pilotprojekt für Teilverkabelung nach § 2 Abs. 1 Nr. 2 EnLAG	TenneT	Raumordnungsverfahren: Niedersachsen Antragsunterlagen werden zur erneuten Vollständigkeitsprüfung überarbeitet Hessen Antragsunterlagen werden zur erneuten Vollständigkeitsprüfung für Raumordnungsverfahren überarbeitet	Verzögerung in der Planung durch niedersächsisches Erdkabelgesetz und EnLAG). Diese erforderten Anpassungen der Planung und der Genehmigungsunterlagen.	<u>Niedersachsen</u> Erörterungstermin für das Raumordnungsverfahren <u>Hessen</u> Erörterungstermin für das Raumordnungsverfahren	Am 25. Mai 2010 eingeleitet		2015 bleibt als Ziel erhalten	2015	Genehmigt

Nr.	Vorhaben	ÜNB	Aktueller Projektstatus	Probleme mit verzögernder Wirkung	Konkrete Schritte in den nächsten sechs Monaten	Stand Raumordnung	Stand Planfeststellung	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ursprüngliches Zieljahr	Genehmigung Investitionsbudget
7	Bergkamen – Gersteinwerk	Amprion					Kein Planfeststellungsbeschluss erforderlich		2010	Genehmigt
8	Kriffel – Eschborn	Amprion	Raumordnungsverfahren, Abstimmung Dienstbarkeiten mit Grundstückseigentümern		Planfeststellung, Trassierung	Eröffnet	Vorprüfung beantragt, ob Umweltverträglichkeitsprüfung notwendig ist; voraussichtlich nicht, da Fall unwesentlicher Bedeutung	bis 2012	bis 2012	Offen
9	Hamburg/ Krümmel - Schwerin	50Hertz	<u>Schleswig-Holstein</u> Planfeststellungsverfahren am 9. Mai 2008 eröffnet Planfeststellungsverfahren läuft <u>Mecklenburg-Vorpommern:</u> Planfeststellungsbescheid für Mecklenburg-Vorpommern am 4. September 2009 erhalten Baubeginn in Mecklenburg-Vorpommern am 8. September 2009 erfolgt	Mangelnde Akzeptanz der Bevölkerung für den Netzausbau	Vorbereitung (Beschaffung von Material und Leistung) für den sofortigen Baubeginn mit Erhalt des Planfeststellungsbescheides in Schleswig-Holstein <u>Mecklenburg-Vorpommern</u> Erste Termine der Besitzeinweisungsverfahren ab Anfang 04/2010	Abgeschlossen in 2005	<u>Schleswig-Holstein</u> Eröffnet im Mai 2008 <u>Mecklenburg-Vorpommern</u> Abgeschlossen in 2009	Baubeginn Mecklenburg-Vorpommern am 8. September 2009 erfolgt Zeitdauer der technischen Errichtung: 10 Monate	Dezember 2007	Genehmigt
10	Redwitz – Grafenrheinfeld (als Teil der Verbindung Halle/ Saale - Schweinfurt)	TenneT	Vorplanung: netztechnische Voruntersuchung abgeschlossen.	Projekt mit Rücksicht auf Verzögerung im Genehmigungsverfahren bei 380-kV-Leitung Altenfeld – Redwitz neu terminiert.	Erstellung des technischen Konzepts für die Anbindung in Redwitz und Eltmann.			2013	2010	Genehmigt

Nr.	Vorhaben	ÜNB	Aktueller Projektstatus	Probleme mit verzögernder Wirkung	Konkrete Schritte in den nächsten sechs Monaten	Stand Raumordnung	Stand Planfeststellung	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ursprüngliches Zieljahr	Genehmigung Investitionsbudget
11	Neuenhagen – Wustermark (als 1. Teil des Berliner Rings)	50Hertz	<p>Präzisierung der netztechnischen Anforderungen in Abhängigkeit vom coordinated-planning (PSE-Operator/Interkonnektoren), Kraftwerksanschlüssen, Zustandsentwicklung und Energiestudien für Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern</p> <p>Antragskonferenz zum Raumordnungsverfahren hat stattgefunden</p> <p>Antragsunterlagen zum Raumordnungsverfahren wurden in 07/2010 zur Vollständigkeitsprüfung eingereicht, Vollständigkeitsprüfung in 09/2010 abgeschlossen</p> <p>Freileitungsneubau im bereits planfestgestellten Bereich Berlin (im Zuge Autobahnneubau) abgeschlossen</p>		<p>Eröffnung Raumordnungsverfahren</p> <p>Vorbereitung Freileitungsneubau im Bereich Schwanebeck (im Zuge Autobahnbau)</p>	soll in Kürze eröffnet werden	<p>Raum Berlin: Freileitungsneubau im bereits planfestgestellten Bereich Berlin abgeschlossen</p> <p>Für die übrige Region hat das Planfeststellungsverfahren noch nicht begonnen</p>	<p>Baubeginn abschnittsweise ab 2009 - 2013</p> <p>Inbetriebnahme aktuell: bis 2013</p> <p>Zeitdauer der technischen Errichtung: 18 Monate</p>	ab 2010	Genehmigt
12	Eisenhüttenstadt – Baczyrna (PL)	50Hertz	<p>Antrag auf EU-Fördermittel für ökologische Grundlagenforschung betreffend Raumordnung und Planfeststellung in 04/2010 gestellt, Prüfung durch Europäische Kommission erfolgt</p> <p>Gründung einer gemeinsamen Projektentwicklungsgesellschaft</p>	Aktualisierte Planung Baubeginn aktuell: 4. Quartal 2010	<p>Abstimmung mit dem polnischen Netzbetreiber PSE-O</p> <p>Vorbereitung der Planung für den deutschen Abschnitt</p>			Baubeginn aktuell: 4. Quartal 2010	4. Quartal 2012	Genehmigt

Nr.	Vorhaben	ÜNB	Aktueller Projektstatus	Probleme mit verzögernder Wirkung	Konkrete Schritte in den nächsten sechs Monaten	Stand Raumordnung	Stand Planfeststellung	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ursprüngliches Zieljahr	Genehmigung Investitionsbudget
13	Niederrhein/ Wesel – Landesgrenze NL (Richtung Doetinchem)	Amprion	Raumordnungsverfahren		Abschluss Raumordnungsverfahren	Kurz vor Abschluss		bis 2013	2007-2013	Offen
14	Niederrhein – Uftort – Osterath	Amprion	Netzplanung, Konzeptplanung, Raumordnungsverfahren					2014 bis 2015	2014 bis 2015	Genehmigt
15	Osterath – Weißenthurm	Amprion	<u>Osterath – Rommerskirchen</u> Trassierung <u>Rommerskirchen – Neuenahr</u> Trassierung, NRW: Vorbereitung Planfeststellungsverfahren Rheinland-Pfalz: Planfeststellungsverfahren <u>Neuenahr – Weißenthurm</u> Umsetzung		Umsetzung <u>Osterath – Rommerskirchen</u> Trassierung <u>Rommerskirchen – Neuenahr</u> Erstellung von Umweltgutachten für Planfeststellungsverfahren NRW: Planfeststellungsverfahren Rheinland-Pfalz: Planfeststellungsverfahren		<u>Osterath – Rommerskirchen</u> Abschluss Planfeststellung in den nächsten Monaten <u>Rommerskirchen – Neuenahr</u> Abschluss Planfeststellung in den nächsten Monaten <u>Neuenahr – Weißenthurm</u> Beantragung Planfeststellung im September/ Oktober 2010	<u>Osterath – Rommerskirchen</u> bis 2018 <u>Rommerskirchen – Neuenahr</u> bis 2014 <u>Neuenahr – Weißenthurm</u> bis 2011	<u>Osterath – Rommerskirchen</u> 2007 - 2017 <u>Rommerskirchen – Neuenahr</u> 2008-2014 <u>Neuenahr – Weißenthurm</u> 2007-2011	Genehmigt

Nr.	Vorhaben	ÜNB	Aktueller Projektstatus	Probleme mit verzögernder Wirkung	Konkrete Schritte in den nächsten sechs Monaten	Stand Raumordnung	Stand Planfeststellung	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ursprüngliches Zieljahr	Genehmigung Investitionsbudget
16	Wehrendorf – Gütersloh	Amprion	<u>Lüstringen – Gütersloh</u> Voruntersuchungen bzw. Vorgespräche mit Kommunen / TÖB <u>Lüstringen – Wehrendorf</u> Vorgespräche mit Raumordnungsbehörde		<u>Lüstringen – Gütersloh</u> Voruntersuchungen bzw. Vorgespräche mit Kommunen / TÖB <u>Lüstringen – Wehrendorf</u> Klärung weitere Vorgehensweise bzgl. Trassenfindung mit Raumordnungsbehörde	Abschnitt im Regierungsbezirk Detmold in Nordrhein-Westfalen: Beantragung raumordnerische Prüfung in 2010		bis 2019	2007-2019	Genehmigt
17	Gütersloh – Bechterdissen	Amprion	<u>Gütersloh - Friedrichsdorf</u> Detailplanung <u>Friedrichsdorf - Bechterdissen</u> Planfeststellungsverfahren	Klage gegen den Planfeststellungsbeschluss durch zwei Eigentümer vor dem Bundesverwaltungsgericht in Leipzig	<u>Gütersloh - Friedrichsdorf</u> Enteignungsverfahren <u>Friedrichsdorf - Bechterdissen</u> Planfeststellungsverfahren		<u>Gütersloh – Friedrichsdorf</u> Planfeststellungsbeschluss erlassen am 22.Februar 2010 <u>Friedrichsdorf - Bechterdissen</u> Vorbereitung Planfeststellungsverfahren	bis 2011	2007-2011	Genehmigt:
18	Lüstringen – Westerkappeln	Amprion	derzeit keine konkreten Schritte; weitere Bearbeitung erfolgt sobald die entsprechenden Voraussetzungen vorliegen		Vorgespräche mit Behörden, Bau		<u>Abschnitt Pkt. Hambühren – Pkt. Gaste in NRW</u> Planfeststellungsbeschluss erlassen am 12.Dezember 2008	bis 2019	2007-2019	Genehmigt
19	Kruckel – Dauersberg	Amprion	Umweltgutachten zum Raumordnungsverfahren		Leitungsneubau: Teilweise Umweltgutachten zum Raumordnungsverfahren			2008-2022	2008-2022	Genehmigt

Nr.	Vorhaben	ÜNB	Aktueller Projektstatus	Probleme mit verzögernder Wirkung	Konkrete Schritte in den nächsten sechs Monaten	Stand Raumordnung	Stand Planfeststellung	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ursprüngliches Zieljahr	Genehmigung Investitionsbudget
20	Dauersberg – Hünfelden	Amprion	<p><u>Abschnitt Dauersberg – Landesgrenze Rheinland-Pfalz/Hessen</u> Planfeststellungsbescheid der Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord vom 9. Juli 2008</p> <p><u>Abschnitt Landesgrenze Rheinland-Pfalz/Hessen – Limburg</u> Planfeststellungsbescheid des Regierungspräsidiums Gießen vom 28. Februar 2006</p> <p><u>Abschnitt Limburg – Punkt Hünfelden</u> Planfeststellungsbescheid des Regierungspräsidiums Gießen vom 14. Februar 2007</p>		<p>Umsetzung</p> <p><u>Abschnitt Limburg – Punkt Hünfelden</u> Abschluss Umsetzung</p>		Planfeststellungsbeschluss erlassen am 09. Juli 2009, 28. Februar 2006 und 14. Februar 2007	bis 2013	2007 - 2013	Genehmigt
21	Marxheim – Kelsterbach	Amprion	<p>abgeschlossen</p> <p>Planfeststellungsbescheid des Regierungspräsidiums Darmstadt vom 4. Dezember 2008</p>				Planfeststellungsbeschluss erlassen am 4. Dezember 2008	bis 2010	2005 - 2010	Genehmigt
22	Weier – Villingen	EnBW	Klärung technischer Randbedingungen, Ergebnis nicht vor 2011 erwartet			Noch kein Verfahren eingeleitet		unklar	Noch kein Zieldatum	Noch nicht beantragt
23	Neckarwestheim – Mühlhausen	EnBW	Technische Projektierung, Vorbereitung Genehmigungsverfahren		Erstellung und Einreichung der Genehmigungsunterlagen	Nicht notwendig	ab August Einleitung Planfeststellungsverfahren	2013	Projektdauer: 2010-2020	Offen
24	Bünzwangen – Lindach; Lindach – Goldshöfe	EnBW	Klärung technischer Randbedingungen		Noch kein Verfahren eingeleitet	Noch kein Verfahren eingeleitet		Unklar	Noch kein Zieldatum	Noch nicht beantragt

Netze; Grenzüberschreitender Handel, Grenzkuppelstellen (Elektrizität)

Grenzkuppelstellen Elektrizität - Verfügbare Kapazität

Zur Schaffung eines einheitlichen Binnenmarktes für Elektrizität spielt die Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern eine große Rolle. Sie verbinden die nationalen Märkte und wirken wettbewerbsfördernd. Zur Ermittlung der mittleren verfügbaren Übertragungskapazität wurden soweit verfügbar die Jahresdurchschnittswerte der jeweiligen stündlichen NTC-Werte der ÜNB herangezogen und Lücken durch durchschnittliche NTC-Werte gemäß Berechnungsformeln von ENTSO-E ergänzt.¹¹⁷

Wie die Zahlen zeigen, bleibt Deutschland auch 2009 die Drehscheibe im zentral-europäischen Verbundsystem. Über alle deutschen Grenzkuppelstellen hinweg ging die mittlere verfügbare Übertragungskapazität leicht um 0,3 Prozent im Vergleich zu 2008 zurück. Während die Kapazitäten an den meisten Grenzkuppelstellen unverändert blieben, kam es insbesondere an der französischen, schweizerischen und österreichischen Grenze zu Veränderungen. Hier wurden aufgrund veränderter Bedarfe Übertragungskapazitäten zwischen Import- und Exportkapazitäten umverteilt. An der deutsch-französischen und deutsch-schweizerischen Grenze stiegen die mittleren verfügbaren Exportkapazitäten (22,9 Prozent bzw. 4,4 Prozent) und in vergleichbarem Maße sanken die mittleren verfügbaren Importkapazitäten (-21,6 Prozent bzw. -3,6 Prozent). Umgekehrt war an der deutsch-österreichischen Grenze eine Erhöhung der mittleren verfügbaren Importkapazität (7,7 Prozent) und ein Absinken der Exportkapazität (-7,5 Prozent) zu beobachten.

Mittlere verfügbare Übertragungskapazität 2008 und 2009

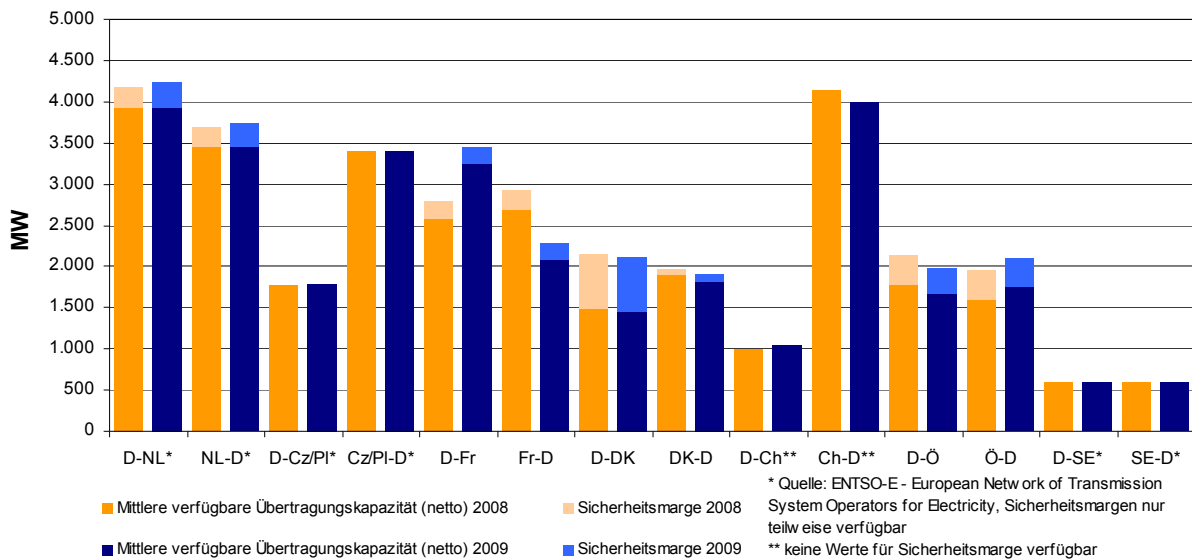


Abbildung 116: Mittlere verfügbare Übertragungskapazität an den deutschen Grenzkuppelstellen 2008 und 2009

¹¹⁷ 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/strom/netzengpaesse/index.jsp> erhältlich.

Grenzkuppelstellen Elektrizität - Vergebene Übertragungskapazität

Hinsichtlich der Nutzung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten gibt die Höhe der durchschnittlich bei Auktionen vergebenen Kapazitäten Aufschluss. In der Folge des Rückgangs der Elektrizitätsnachfrage sank im Jahresvergleich 2009 zu 2008 auch die Gesamtheit der an den deutschen Grenzkuppelstellen durchschnittlich vergebenen Kapazitäten leicht von 30.122 MW auf 29.984 MW – ein Rückgang von 0,5 Prozent. Während die Exportkapazitäten um 4,4 Prozent sanken, stiegen die durchschnittlich bei Auktionen vergebenen Importkapazitäten um 2,3 Prozent an. Anstiege waren insbesondere an den Grenzen Deutschlands zu den Niederlanden, Tschechien-Polen nach Deutschland und Frankreich nach Deutschland zu verzeichnen. Darüber hinaus spiegeln die Zahlen ein stärker kurzfristiges Optimierungsverhalten wider. Während die durchschnittlich vergebenen Kapazitäten bei Jahres- und Monatsauktionen um 6,4 Prozent sanken, stieg der Wert bei den Tagesauktionen im Jahresvergleich um 3,4 Prozent.

Durchschnittliche vergebene Kapazitäten 2008 und 2009

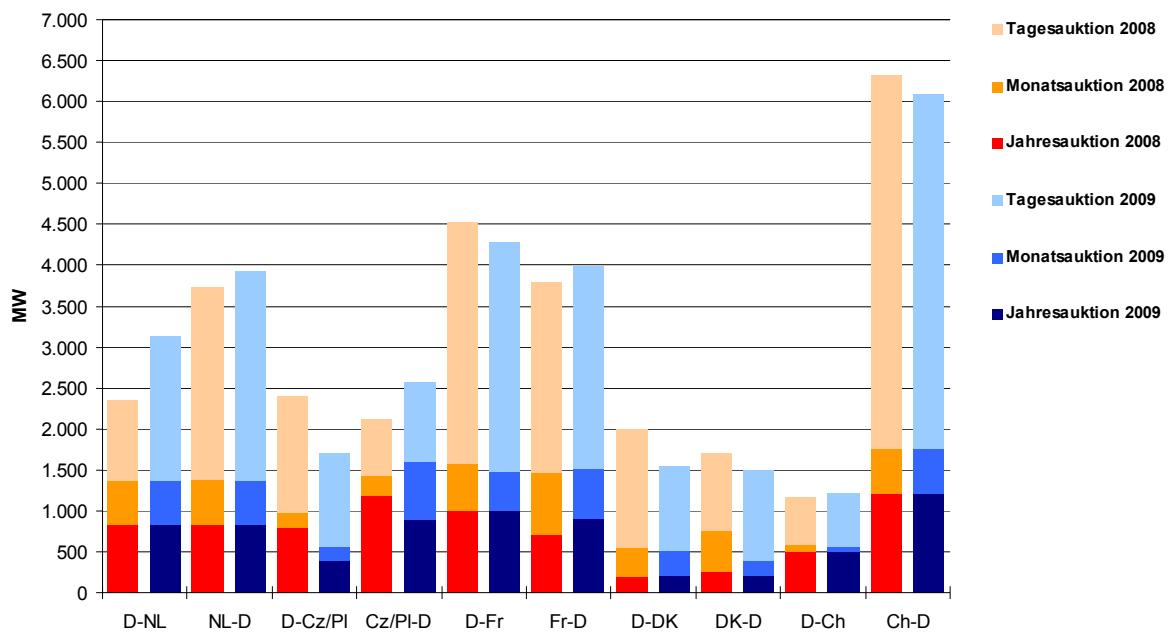


Abbildung 117: Durchschnittliche vergebene Kapazitäten an den deutschen Grenzkuppelstellen 2008 und 2009

Grenzkuppelstellen Elektrizität - grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Verbundaustauschfahrpläne

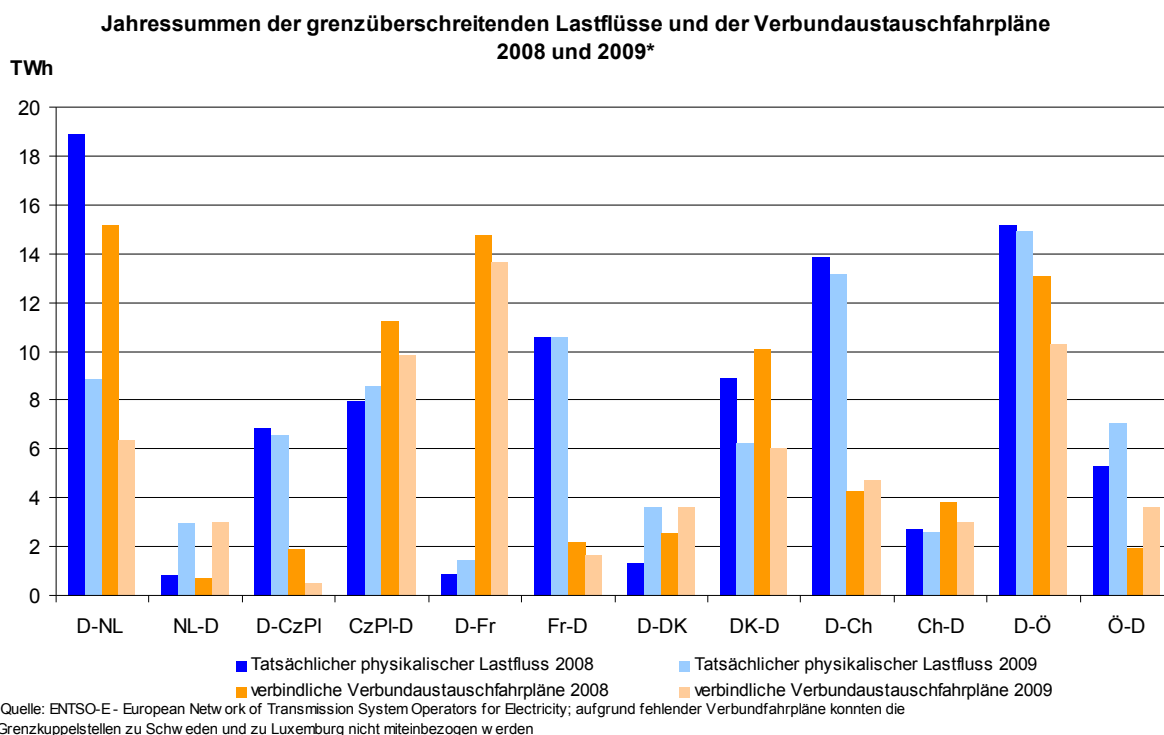


Abbildung 118: Jahressummen der grenzüberschreitenden Lastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne 2008 und 2009

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 Marktes¹¹⁸ und bilden Erzeugungsüberschüsse bzw. Nachfrageknappheiten ab, die sich auch in den Ergebnissen des physischen Elektrizitätshandels widerspiegeln. Die Abbildung hierzu zeigt, dass diese Werte von den tatsächlichen physischen Lastflüssen an einzelnen Grenzen abweichen können.¹¹⁹ Wie die Verbundfahrpläne zeigen, sind die grenzüberschreitend gehandelten Volumina im Zuge des in ganz Europa wirkenden Rückgangs der Elektrizitätsnachfrage insgesamt deutlich von 81,8 TWh auf 66,3 TWh zurückgegangen. Nichtsdestotrotz bleibt Deutschland auch 2009 mit ca. zwölf TWh Nettoexporteur, auch wenn dies im Vergleich zu 2008 einen Rückgang des kommerziellen Exportüberschusses um knapp 50 Prozent darstellt.¹²⁰ Weitgehend unverändert sind Niederlande, Frankreich, Österreich und Schweiz die Hauptelektrizitätsabnehmer aus deutscher Sicht. Importiert wird Elektrizität im Saldo aus Dänemark und Tschechien-Polen.

¹¹⁸ Der Elektrizitätstransport sollte vom günstigen ins teurere Land durch die Nutzung der Grenzkuppelstellen erfolgen.

¹¹⁹ Zwar ist die Nettoexportbilanz bei realisierten Verbundfahrplänen und tatsächlichen physischen Flüssen - abgesehen von Transportverlusten - in der Summe aller deutschen Grenzkuppelstellen identisch. An den einzelnen Grenzen können die Werte jedoch abweichen, da der tatsächliche physische Fluss der rein physischen Gesetzmäßigkeit des geringsten Widerstands folgt und aufgrund der Vermaschtheit der Netze auch abweichend von den realisierten Verbundfahrplänen ein Lastfluss indirekt von Regionen hoher Erzeugung über Drittländer stattfinden (z. B. von Frankreich über Deutschland – Schweiz nach Italien) kann.

¹²⁰ Wert bezieht sich auf alle deutschen Außengrenzen ausgenommen der Grenzen zu Schweden und Luxemburg, wo keine Daten erhältlich waren.

Grenzkuppelstellen Elektrizität - Einnahmen aus Engpassmanagement

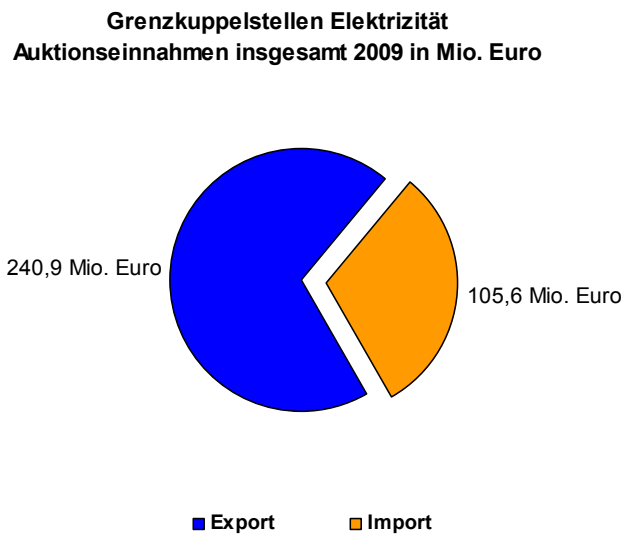


Abbildung 119: Grenzkuppelstellen Elektrizität - Auktionseinnahmen 2009

Die Auktionseinnahmen aus der Vergabe von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten beliefen sich im Berichtsjahr 2009 auf insgesamt 347 Mio. Euro. Gegenüber 2008 haben sich die Erlöse deutlich reduziert. Mit 24 Prozent fiel der Rückgang der Einnahmen im Vergleich zum Rückgang der vergebenen Kapazitäten überproportional stark aus. Für Exportkapazitäten konnten die ÜNB im Jahr 2009 Auktionseinnahmen von rund 241 Mio. Euro (2008: 287 Mio. Euro) verzeichnen. Für Kapazitäten in Importrichtung waren es im Jahr 2009 knapp 106 Mio. Euro (2008: 170 Mio. Euro).

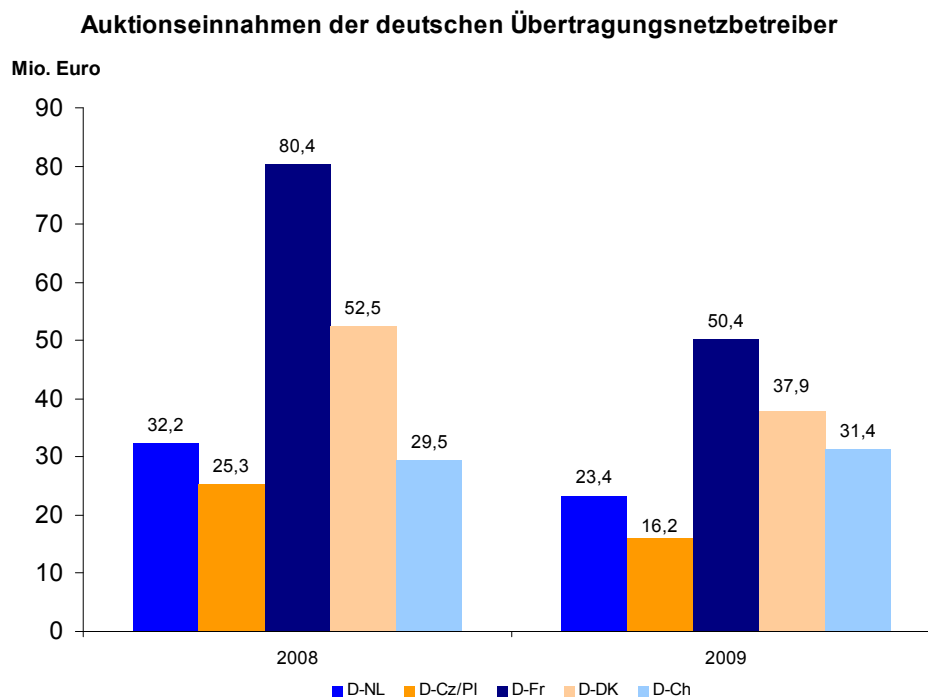


Abbildung 120: Entwicklung der je Grenze bei den deutschen ÜNB verbliebenen Auktionseinnahmen

Der Anteil der bei den deutschen ÜNB verbleibenden Auktionserlöse belief sich im Jahr 2009 auf 159 Mio. Euro. Dies stellt einen Rückgang um 28 Prozent gegenüber 2008 dar. Besonders stark mit 37 Prozent bzw. 46 Prozent waren die Erlösrückgänge an den Grenzen zu Frankreich bzw. zu Tschechien. Lediglich an der deutsch-dänischen Grenze kam es zu einem Anstieg der Auktionserlöse (sieben Prozent). Gemäß Art. 6 Abs. 6 der EG-Verordnung 1228/2003 wurde der Großteil der Einnahmen aus der Kapazitätsvergabe (78 Prozent) zur Absenkung der Netzentgelte und der kleinere Anteil (28 Prozent) investiv verwendet.

Grenzkuppelstellen Elektrizität - Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse

Nach Artikel 3 Abs. 1 der EG-Verordnung 1228/2003 erhalten die vier deutschen ÜNB TenneT TSO GmbH¹²¹, 50Hertz Transmission GmbH¹²², Amprion GmbH¹²³ und EnBW Transportnetze AG einen Ausgleich für die Kosten, die ihnen durch grenzüberschreitende Elektrizitätsflüsse über ihre Netze entstehen.

Aufbauend auf einer Interimslösung haben die europäischen ÜNB für das Jahr 2010 einen Vertrag über den Ausgleichsmechanismus¹²⁴ geschlossen. Die vier deutschen ÜNB haben 2009 einen Gesamtbetrag von ca. 42,6 Mio. Euro (2008: ca. 17,8 Mio. Euro) erhalten.

Netze; Grenzüberschreitender Handel, Regionale Initiativen (Elektrizität)

Region Nordwesteuropa (CWE)

In der Region Zentralwesteuropa (Benelux, Deutschland, Frankreich) wurde im Rahmen des Pentilateral Energy Forum zwischen den beteiligten Regierungen ein Prozess aufgesetzt, dessen Ziel die Einführung einer Marktkopplung („Market Coupling“) der Elektrizitätsgroßhandelsmärkte der Region ist. An deren Implementierung wurde 2009 intensiv gearbeitet.

Am 9. November 2010 wurde das Market Coupling in CWE gestartet. Es wird als sog. „Price Coupling“ ausgestaltet sein, d. h. die Preisberechnung für die gekoppelten Marktgebiete erfolgt auf Grundlage eines einheitlichen Algorithmus, der Angebot und Nachfrage in der Region unter Berücksichtigung von Engpässen der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten ermittelt. Der Start erfolgte zeitgleich in harmonisierter Weise als sog. „Tight Volume Coupling“¹²⁵ zwischen den Regionen CWE und Nordeuropa (NE) über das bestehende Market Coupling zwischen Deutschland und den skandinavischen Märkten. Es ist darüber hinaus geplant, diese nun eingeführte Volumenkopplung zwischen den beiden Regionen später zu einem „Price Coupling“ auszubauen. Darauf haben sich die Anteilseigner

¹²¹ Vormalig transpower stromübertragungs gmbh; am 1. Januar 2010 wurde TenneT Holding B.V. (der niederländische ÜNB) Eigentümer von transpower. Am 5. Oktober 2010 erfolgte die Umbenennung von transpower stromübertragungs gmbh in TenneT TSO GmbH. TenneT ist damit der erste grenzüberschreitende ÜNB.

¹²² Seit dem 5. Januar 2010 firmiert der ÜNB der Vattenfall Europe AG unter dem Namen 50Hertz Transmission GmbH. Seit 19. Mai 2010 ist 50Hertz an zwei neue Eigner übergegangen. Dies ist zum einen der belgische Übertragungsnetzbetreiber Elia, der 60 Prozent Anteile am Unternehmen hält und der australische Infrastrukturfonds Industry Funds Management (IFM). Letzterer ist im Besitz von 40 Prozent der Anteile.

¹²³ Am 1. September 2009 hat die Amprion GmbH als neue Übertragungsnetzgesellschaft alle Aufgaben der RWE Transportnetz Strom GmbH übernommen und sämtliche Aktivitäten des RWE-Konzerns im Bereich des Höchstspannungsnetzes gebündelt.

¹²⁴ Inter-TSO-Compensation; eine kurze Zusammenfassung zum ITC-Agreement 2008-2009 ist zu finden unter: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/consultations/doc/2009_02_28_tso_explanatory_note.pdf.

¹²⁵ „Volume Coupling“ bedeutet im Unterschied zu „Price Coupling“, dass es mehrere unabhängige Elektrizitätsbörsen in den beteiligten Regionen gibt, die unabhängige Preisermittlungen mittels ggf. unterschiedlicher Algorithmen durchführen. Ein weiteres Unternehmen, in diesem Fall die European Market Coupling Company (Hamburg), führt die Kopplung der beiden Märkte durch. „Tight Volume Coupling“ bedeutet, dass EMCC dabei über alle relevanten Informationen insbesondere hinsichtlich der Handelsbücher aller beteiligten Märkte sowie die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten innerhalb und zwischen den zu koppelnden Regionen verfügt.

an EMCC sowie die ÜNB, Elektrizitätsbörsen und Regulierungsbehörden beider Regionen in einem gemeinsamen „Letter of Commitment“ geeinigt.¹²⁶

Die Kapazitätsberechnungsmethode für die Marktkopplung in CWE wird übergangsweise eine auf einer besser koordinierten, aber nicht lastflussbasierten, impliziten Kapazitätsvergabe basieren. Diese koordinierte Berechnung wird ab Herbst 2010 angewendet, während eine lastflussbasierte Berechnung zunächst lediglich als Parallel-Lauf getestet wird. Eine endgültige Umstellung auf die lastflussbasierte Berechnung wurde auf das zweite Quartal 2012 verschoben.

Seit November 2008 führt die Servicegesellschaft „Capacity Allocation Service Company for the Central West-European Electricity Market – CASC-CWE S.A.“ als zentrales Auktionsbüro die expliziten Jahres- und Monatsauktionen der Übertragungskapazitäten für die Grenzen der fünf Länder sowie die Tagesauktionen für die deutschen Grenzen durch. Auch im Zusammenhang mit der anvisierten impliziten Kapazitätsvergabe durch das Market Coupling wird CASC weiterhin Aufgaben als zentrales Auktionsbüro für die verschiedenen Handelszeiträume übernehmen. Die ÜNB der Region haben in diesem Zusammenhang im Herbst 2009 harmonisierte Auktionsregeln für die Jahres-, Monats- und Tagesauktionen in CWE vorgelegt, die bereits operativ umgesetzt werden. Im Zuge der Einführung des Market Coupling werden darin weitere Anpassungen vorgenommen, die gegenwärtig von Seiten der Regulierungsbehörden in CWE geprüft werden.

Zudem haben die ÜNB ein Konzept für die Etablierung eines regionalen untertäglichen Handels vorgelegt, welches gegenwärtig mit den Regulierungsbehörden der Region diskutiert wird. Das Modell basiert auf einer impliziten kontinuierlichen Kapazitätsvergabe, die grundsätzlich mit einem Preisbildungs- bzw. effizienten Matching-System verbunden werden soll.

Region Mittelosteuropa (CEE)

Trotz intensiver Arbeiten der ÜNB in der Region CEE (Deutschland, Österreich, Polen, Slowakei, Slowenien, Tschechien, Ungarn) musste die für März 2010 geplante Einführung lastflussbasierter Methoden zur Zuteilung (Allokation) der begrenzten Übertragungskapazitäten erneut verschoben werden. Das Konzept der lastflussbasierten Kapazitätsvergabe („Flow based allocation“ - FBA) ist in Europa als theoretisches Konzept schon lange bekannt, bisher aber praktisch noch nicht umgesetzt. In diesem Bereich erarbeitet die Region Mittelosteuropa daher eine Pionierleistung, die dann auch bei der Umsetzung in anderen Regionen genutzt werden kann. Die neuerliche Verschiebung war nach Durchführung von Testläufen notwendig geworden, die erhebliche Probleme in der praktischen Umsetzung offenbarten und weitere Analysen erforderlich machten.

Die Regulierer der Region CEE haben sich trotz der Probleme bei der Einführung der FBA-Methode darauf geeinigt, daran festzuhalten. Für eine zügige Umsetzung sollten die ÜNB den Fokus zur Klärung der aufgetretenen Inkonsistenzen zunächst auf die Einführung einer lediglich vortäglichen FBA legen. Die durchgeführten Analysen der ÜNB haben inzwischen bestätigt, dass die oben genannten Schwierigkeiten behoben werden können und somit das in CEE geplante FBA-Verfahren zu einer effizienteren Kapazitätsvergabe führen kann.

Im Hinblick auf die Einführung der FBA-Methode wurde das sog. m:n-Nominierungsverfahren, eingeführt. Mit Hilfe dieses neuen Fahrplanformates können neben den bisherigen Fahrplananmeldungen zukünftig in Verbindung mit FBA auch Quellen-Senken-Fahrpläne, also Fahrpläne über mehrere Grenzen hinweg, angemeldet werden. Weiterhin ist es damit zukünftig auch erstmals möglich, dass jeder beliebige Bilanzkreis in Deutschland zu jedem beliebigen Bilanzkreis innerhalb der Region CEE Fahrpläne anmeldet. Die Einführung des n:m-Nominie-

¹²⁶ Das „Volume Coupling“ zwischen den beiden Regionen wird als „Interim Tight Volume Coupling“ bis zur Einführung von Price Coupling in zwei Schritten erfolgen, wobei das NorNed Kabel zwischen Norwegen und den Niederlanden erst im zweiten Schritt in die Marktkopplung einbezogen werden wird.

rungsverfahrens ist zum 1. Dezember 2010 für die Region CEE geplant und soll Anfang 2011 auch innerhalb Deutschlands bei allen ÜNB eingeführt werden.

Region Nordeuropa (NE)

Wichtigstes Thema in der Region Nordeuropa (Dänemark, Deutschland, Finnland, Norwegen, Polen und Schweden) im Jahre 2009 war die Einführung einer Marktkopplung zwischen Deutschland und dem nordischen Markt. Bereits im Jahr 2008 wurde hierfür die EMCC (European Market Coupling Company GmbH) in Hamburg gegründet. EMCC ist im Besitz der Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz, TenneT TSO und Energinet.dk sowie den Elektrizitätsbörsen Nordpool Spot und der EEX.

Wegen anfänglicher Schwierigkeiten musste ein erster Start der Marktkopplung im Oktober 2008 wieder eingestellt werden. Nach detaillierter Fehleranalyse und umfangreichen Arbeiten an dem System und dem dahinterstehenden Algorithmus konnte EMCC im November 2009 die Marktkopplung erneut starten. Seit dem läuft die implizite Vergabe der Kapazität zwischen Dänemark und Deutschland sehr erfolgreich und Flüsse „in die falsche Richtung“ – also vom teureren in den billigeren Markt – konnten stark reduziert werden. Über 90 Prozent des Stroms zwischen Dänemark und Deutschland fließt nun gemäß den entsprechenden Preissignalen. Seit dem 10. Mai 2010 umfasst die EMCC-Marktkopplung darüber hinaus auch das Baltic Cable zwischen Schweden und Deutschland mit ebenfalls guten Ergebnissen. So stimmt die Flussrichtung des Stroms auf dem Kabel in rund 94 Prozent der Fälle mit den Preissignalen auf den Märkten überein.

In der Region Nordeuropa wurde darüber hinaus an einem zweiten Monitoringbericht zum Thema Transparenz gearbeitet. Im Mittelpunkt dieses Berichts steht der Stand der Umsetzung bezüglich der Veröffentlichung von marktrelevanten Erzeugungs- und Verbrauchsdaten. Die Veröffentlichung des Berichtes erfolgte im Oktober 2010.

Region Zentralsüdeuropa (CSE)¹²⁷

In der Region Zentralsüdeuropa (Deutschland, Frankreich, Griechenland, Italien, Österreich, Slowenien) lag der Schwerpunkt der Tätigkeit 2009 und 2010 auf der Verbesserung der derzeit durchgeführten Engpassmanagementverfahren. Im Sommer 2009 hatte sich die Kommission aktiv in die Diskussionen zur weiteren Entwicklung der Region eingeschaltet. Sie hat die Erarbeitung von Konzepten durch die ÜNB der Region bis Ende 2009 gefordert. Im Dezember 2009 haben sich die Regulierer, ÜNB und die Kommission darauf verständigt, dass die Capacity Allocation Service Company der Region Nordwesteuropa (CASC-CWE) für die Region CSE das Auktionsbüro (daraufhin Umbenennung in CASC) stellen soll. Im Anschluss daran wurde seitens der ÜNB die Arbeit an dem Memorandum of Understanding, welches die genauen Zuständigkeiten von CASC sowie die zukünftigen Entwicklungsschritte der Region beinhaltet, aufgenommen.

Am 19. Mai 2010 unterzeichneten die ÜNB der Regionen CWE und CSE ein Memorandum of Understanding (MoU), mit dem sie sich darauf verständigt haben, dass

- das Auktionsbüro CASC ab dem 1. Januar 2011 für die Durchführung der expliziten Jahres-, Monats- und Tagesauktionen der Transportkapazitäten an den Grenzen der Region CSE und der deutsch-schweizerischen Grenze (nach den derzeit geltenden Auktionsregeln für die italienischen Grenzen sowie für deutsch-schweizerische Grenze) zuständig sein wird und
- ab dem 1. Januar 2012 einheitliche Auktionsregeln für die verbleibenden Grenzen mit expliziten Auktionen gelten sollen. Diese Auktionen werden von CASC durchgeführt.

¹²⁷ Die Region wird im geänderten Anhang zur EG Verordnung 1228/2003 („Engpassmanagement-Leitlinien“) als „Nordgrenzen Italiens“ (Deutschland, Frankreich, Griechenland, Italien, Österreich, Slowenien) bezeichnet.

CASC bietet allen ÜNB die Möglichkeit, Anteilseigner zu werden. Jeder ÜNB hat den gleichen Anteil und ist somit den anderen ÜNB gegenüber gleichwertig; egal ob er in den Regionen CWE und CSE agiert oder nur in eine der beiden Regionen. Dieses Modell ist auch offen für andere Grenzen bzw. ÜNB anderer Regionen.

Die Parteien teilen das politische Ziel, einen Beitrag zur weiteren Entwicklung eines europäischen Binnenmarktes zu leisten und hierfür die Kooperation im Bereich des grenzüberschreitenden Elektrizitätshandels zu verbessern. Die Erreichung dieses Ziels stellt den ersten Schritt im Prozess der regionalen Integration der Elektrizitätsmärkte hin zu einem Europäischen Energiemarkt dar, welches den Vorgaben der Europäischen Gesetzgebung Rechnung trägt. Der zweite Schritt soll in einer interregionalen Kooperation und Harmonisierung münden. Durch die Einbeziehung der Grenze Deutschland/Schweiz wird auch eine zukünftige Integration der Schweiz in den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt grundsätzlich ermöglicht.

Netze; Mindestanschlussleistungen Netz- bzw. Umspannebene (Elektrizität)

Die Anzahl der Anträge von bereits angeschlossenen Netzkunden auf einen Wechsel der Netzanschlussebene in eine höhere Netz- bzw. Umspannebene ist weiterhin rückläufig. Im Berichtsjahr 2009 wurden insgesamt 363 Anträge (2008: 509) gestellt.

Bereits angeschlossene Netznutzer nennen als Grund für einen Wechsel in eine höhere Netz- bzw. Umspannebene, neben einer notwendigen Erhöhung der Netzanschlussleistung, oftmals ein vorhandenes Einsparpotential von Netzentgelten beim Anschluss einer Entnahmestelle an eine höhere Netz- bzw. Umspannebene.

Anzahl Anträge bereits angeschlossener Kunden auf einen Anschluss in einer höheren Netz- bzw. Umspannebene

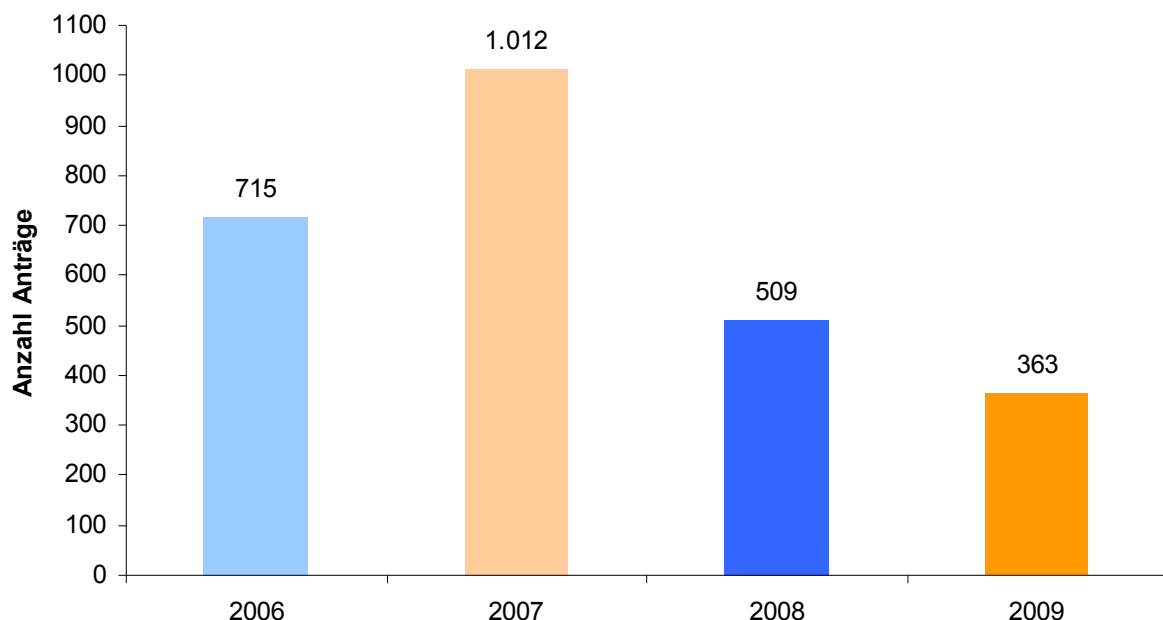


Abbildung 121: Anzahl Anträge bereits angeschlossener Kunden auf einen Anschluss in eine höhere Netz- bzw. Umspannebene

Netze; Netzentgelte (Elektrizität)

Erlösobergrenzenentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung

Zum 1. Januar 2009 wurde das System der Anreizregulierung als neues Regulierungsregime eingeführt und hat die bis dahin gültige kostenorientierte Genehmigung der Netzentgelte abgelöst. Grundlage war die für das Jahr 2008 erfolgte Entgeltgenehmigungsrunde. Die dabei festgestellten Kosten für das Elektrizitätsnetz bildeten das Ausgangsniveau für die Bestimmung der zulässigen Erlösobergrenzen in der ersten fünfjährigen Regulierungsperiode der Anreizregulierung.

Die Netzbetreiber konnten erstmals zum 1. Januar 2010 selbständig die von der Bundesnetzagentur festgelegten Erlösobergrenzen anpassen. Dabei hatten sie die Möglichkeit, sog. dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile (bspw. gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben, Betriebssteuern) auf Grundlage der Kosten des Jahres 2008, also mit einem zweijährigen Verzug, anzusetzen. Die vorgelagerten Netzkosten sowie Aufwendungen für gezahlte vermiedene Netzentgelte flossen auf Basis von Prognosewerten (Prognosemengen x aktuelle Entgelte) in die Erlösobergrenzen 2010 ein. Zudem hatten der Verbraucherpreisgesamtwert des Jahres 2008 sowie die sich aus den ermittelten Ineffizienzen der Netzbetreiber ergebenden Abbaubeträge einen Einfluss auf die Erlösobergrenzen.

Schließlich konnte für das Jahr 2010 erstmals ein Erweiterungsfaktor für Erweiterungsinvestitionen von den Verteilernetzbetreibern beantragt werden. Insgesamt wurden 115 Erweiterungsfaktorbeantragungen von der Bundesnetzagentur genehmigt, die zu Erhöhungen der Erlösobergrenzen im Jahr 2010 geführt haben.

In seinem Beschluss vom 14. August 2008 hat der Bundesgerichtshof (BGH) die Position der Bundesnetzagentur bestätigt, wonach die im Zeitraum zwischen dem 29. Oktober 2005 bis zur erstmaligen Genehmigung der Netzentgelte erzielten Mehrerlöse nicht beim Netzbetreiber verbleiben dürfen. Die Bundesnetzagentur hat in Umsetzung der Vorgaben der genannten BGH-Entscheidung die Netzbetreiber verpflichtet, ihre kalenderjährlichen Erlösobergrenzen im Verlauf der Regulierungsperiode um diese Mehrerlöse einschließlich einer angemessenen Verzinsung zu reduzieren. Die erzielten Mehrerlöse sind somit zu Gunsten der Netzkunden zu verrechnen, d. h. sie werden entweder gegen entgeltsteigernde Einflüsse aufgerechnet oder führen zu einer Verminderung der ursprünglichen Netzentgelte.

Die zuvor genannten Anpassungen hätten ohne die beschriebene Reduzierung der Erlösobergrenzen aufgrund der Mehrerlösabschöpfung insgesamt zu einer Erhöhung der Erlösobergrenzen um rund vier Prozent¹²⁸ bei den Verteilernetzbetreibern geführt. Unter Berücksichtigung der Abschöpfung der Mehrerlöse ergab sich jedoch eine Absenkung i. H. v. rund zwei Prozent, die jedoch aufgrund der angesetzten Prognoseabsatzmengen nicht zu einer Absenkung der Netzentgelte in gleicher Höhe geführt hat.

Auf Basis der genehmigten Erlösobergrenzen kalkulieren die Netzbetreiber unter Berücksichtigung der prognostizierten Entwicklung der Absatzmenge ihre Netzentgelte. Soweit sich zwischen den prognostizierten und tatsächlichen Mengen Abweichungen ergeben, werden diese im Regulierungskonto verbucht.

Bei den Übertragungsnetzbetreibern ergab sich eine Senkung der Erlösobergrenzen 2010 gegenüber 2009 von insgesamt rund 21 Prozent. Diese Senkung resultierte insbesondere aus dem Wegfall der Kosten für die Glättung der volatilen Elektrizitätsmengen aus erneuerbaren Energien zu einem Band (EEG-Veredelungskosten) aus den Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der am 1. Januar 2010 in Kraft getretenen Ausgleichsmechanismusverordnung. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen nun den gesamten EEG-Strom an

¹²⁸ In Zuständigkeit der Bundesnetzagentur (bundesweite Zahlen liegen nicht vor).

der Elektrizitätsbörse verkaufen und den Fehlbetrag zur Deckung der Kosten für die im EEG festgelegte Vergütung in Form einer EEG-Umlage an die Elektrizitätslieferanten weitergeben. Somit stellen diese Kosten keinen Bestandteil der Erlösobergrenzen 2010 dar. Weiterhin hat die Bundesnetzagentur ein neues Anreizmodell für die Systemdienstleistungen (Regelleistung, Verlustenergie, Redispatch) der Übertragungsnetzbetreiber und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten festgelegt. Mit Hilfe dieses Modells wird auf der Grundlage fortgeschriebener Mengen aus dem Basisjahr 2008 und jährlich aktualisierter Preisentwicklungen jeweils ein Referenzwert gebildet, der als Plankosten in die Erlösobergrenze einfließt. Basierend auf dem nachträglichen Abgleich zwischen Prognosekosten und Ist-Kosten wird ein Über- oder Unterschreiten des Referenzwertes festgestellt. In Abhängigkeit der tatsächlich realisierten Ist-Kosten wird bei Unterschreitung ein bestimmter Bonus gewährt. Bei Überschreitung des Referenzwertes hat der Übertragungsnetzbetreiber einen Malus zu tragen.

Zur Ermittlung der zulässigen Erlösobergrenzen 2010 prüft die Bundesnetzagentur die von den Netzbetreibern vorgenommenen Anpassungen (dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile, Inanspruchnahme des pauschalierten Investitionszuschlags, angesetzte Annuität der periodenübergreifenden Saldierung 2008). So können vom Prüfergebnis der Bundesnetzagentur abweichende Anpassungen durch den Netzbetreiber dem Netznutzer über das Regulierungskonto zukünftig verzinst wieder gutgeschrieben werden.

Entwicklung der Netzentgelte

Die nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen mengengewichteten Nettonetzentgelte inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb nach Kundenkategorie in ct/kWh vom 1. April 2006 bis zum 1. April 2010.¹²⁹

¹²⁹ Die Darstellung der Netzentgelte basiert 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)

Entwicklung der Netzentgelte 2006 bis 2010 (mengengewichtete Mittelwerte)

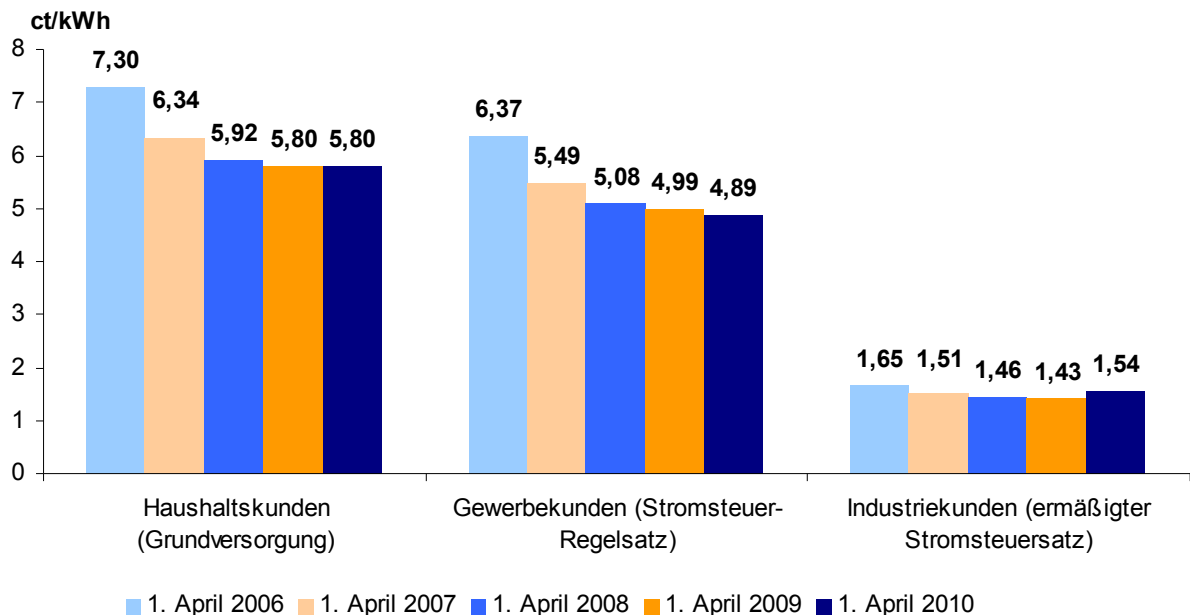


Abbildung 122: Entwicklung der durchschnittlichen mengengewichteten Netzentgelte

Die durchschnittlichen mengengewichteten Netzentgelte haben sich im Zeitraum 1. April 2009 bis 1. April 2010 in den untersuchten Kundenkategorien unterschiedlich entwickelt. So werden bei Haushaltskunden (Niederspannung) gleichbleibende Netzentgelte, bei Gewerbekunden (Niederspannung, leistungsgemessen) sinkende Netzentgelte und bei Industriekunden (Mittelspannung) steigende Netzentgelte festgestellt.

Insgesamt zeigt die Darstellung, dass die durchschnittlichen Netzentgelte für Haushalts- und Gewerbekunden seit 2006 bis zum Ende des Berichtszeitraums um rund 1,5 ct/kWh gesunken sind. Die durchschnittlichen Netzentgelte für Industriekunden liegen um rund 0,1 ct/kWh unter dem Wert von 2006.

Die Regulierung der Netze leistet einen wichtigen Beitrag zur Dämpfung des Preisanstieges auf den Elektrizitätsmärkten. Das zeigt sich besonders bei Haushaltskunden. Bezogen auf eine durchschnittliche Jahresabnahme in Höhe von 3.500 kWh ergibt sich für diese im Vergleich zu 2006 eine jährliche Ersparnis in Höhe von rund 50 Euro. Es bleibt jedoch festzustellen, dass die Senkungen der Netzentgelte die gestiegenen Preisbestandteile für Energiebeschaffung und Vertrieb, Abgaben und Steuern nur teilweise kompensieren konnten und somit letztlich nicht zu einer Elektrizitätspreisreduzierung geführt haben.

Durch die gleichbleibenden oder sinkenden Netzentgelte im Berichtszeitraum und den Preisanstieg auf den Elektrizitätsmärkten ist der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis bei Haushalts- und Gewerbekunden im Berichtszeitraum erneut gesunken. Bei Industriekunden ist der Gesamtelektrizitätspreis im Vergleich zum letzten Berichtszeitpunkt verhältnismäßig weniger stark gestiegen als die Netzentgelte, wodurch sich der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis leicht erhöht hat.

Entwicklung der Netzentgeltanteile am Gesamtelektrizitätspreis 2006 bis 2010 (mengengewichtete Mittelwerte)

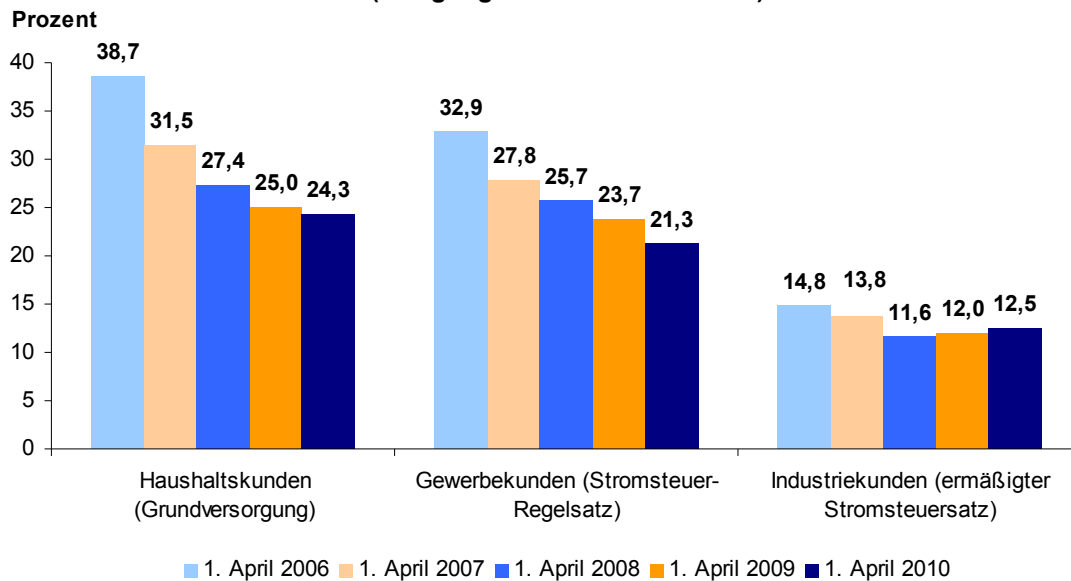


Abbildung 123: Entwicklung der Netzentgeltanteile am Gesamtelektrizitätspreis

Im Zeitraum vom 1. April 2006 (vor Erteilung der ersten Netzentgeltgenehmigung) bis zum 1. April 2010 ist der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis bei Haushaltskunden um 14,4 Prozentpunkte, bei Gewerbekunden um 11,6 Prozentpunkte und bei Industriekunden um 2,3 Prozentpunkte gesunken.

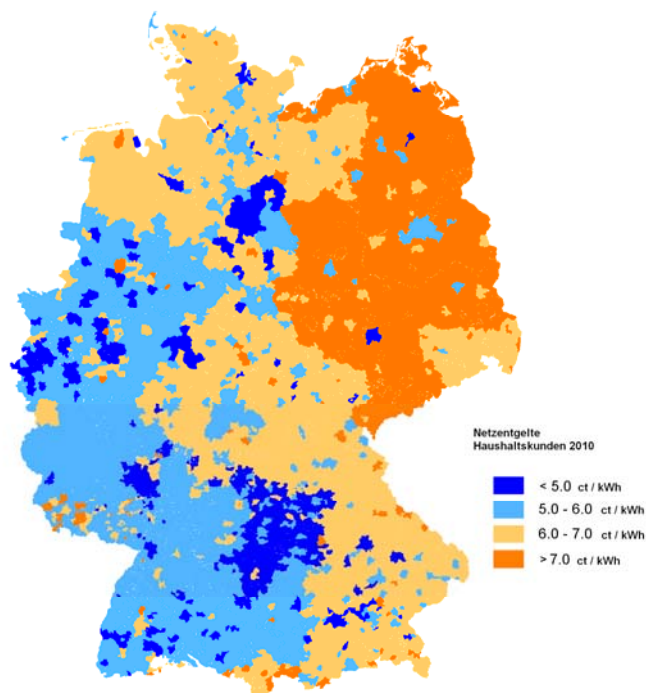


Abbildung 124: Geografische Verteilung der Netzentgelte 2010 in Deutschland bei in der Niederspannung angeschlossenen Haushaltskunden ohne Leistungsmessung

Für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh je Netzbetreiber zeigt sich bei den Netzentgelten ein tendenzielles Gefälle von Nordost nach Südwest. Im Südwesten der Bundesrepublik, insbesondere in Baden-Württemberg, sind in der Fläche Entgelte von kleiner fünf ct/kWh zu beobachten. Vereinzelt sind aber in städtischen Gebieten auch höhere Entgelte zu sehen. In der Mitte Deutschlands liegt das Entgeltniveau zwischen fünf und sechs ct/kWh und somit im Bereich des mengengewichteten Mittelwertes für Deutschland von 5,81 ct/kWh. Für die östlichen Bundesländer sowie Schleswig-Holstein zeigen sich im Vergleich zu den übrigen Regionen höhere Entgelte, wobei sich in städtischen Gebieten günstigere Entgelte im Vergleich zu den umliegenden Flächenversorgern erkennen lassen. Veränderungen der Bevölkerung durch Abwanderung wirken sich erhöhend auf die Entgelte aus, da die Netzkosten infolge der Abwanderung auf eine geringere Endkundenzahl verteilt werden müssen. Weiterhin beeinflussen Investitionen für den Netzausbau, welche aufgrund von EEG-Einspeisungen erforderlich wurden, in starkem Maße die Netzentgelte. Hierbei ist insbesondere der Zubau von Wind- und Photovoltaikanlagen zu nennen.

Netze; Systemdienstleistungen (Elektrizität)

Zu den Systemdienstleistungen der ÜNB zählen die Vorhaltung und der Einsatz der drei Regelleistungsarten Primär- und Sekundärregelung sowie Minutenreserve. Weiterhin wurden im Rahmen des Monitoring Angaben zur Bereitstellung von Verlustenergie, zur Vorhaltung von Blindleistung, zur Bereitstellung der Schwarzstartfähigkeit, zu nationalem und grenzüberschreitendem Redispatch sowie Countertrading abgefragt. In der nachfolgenden Abbildung werden jeweils die saldierten Kosten der genannten Systemdienstleistungen der letzten beiden Jahre verglichen.

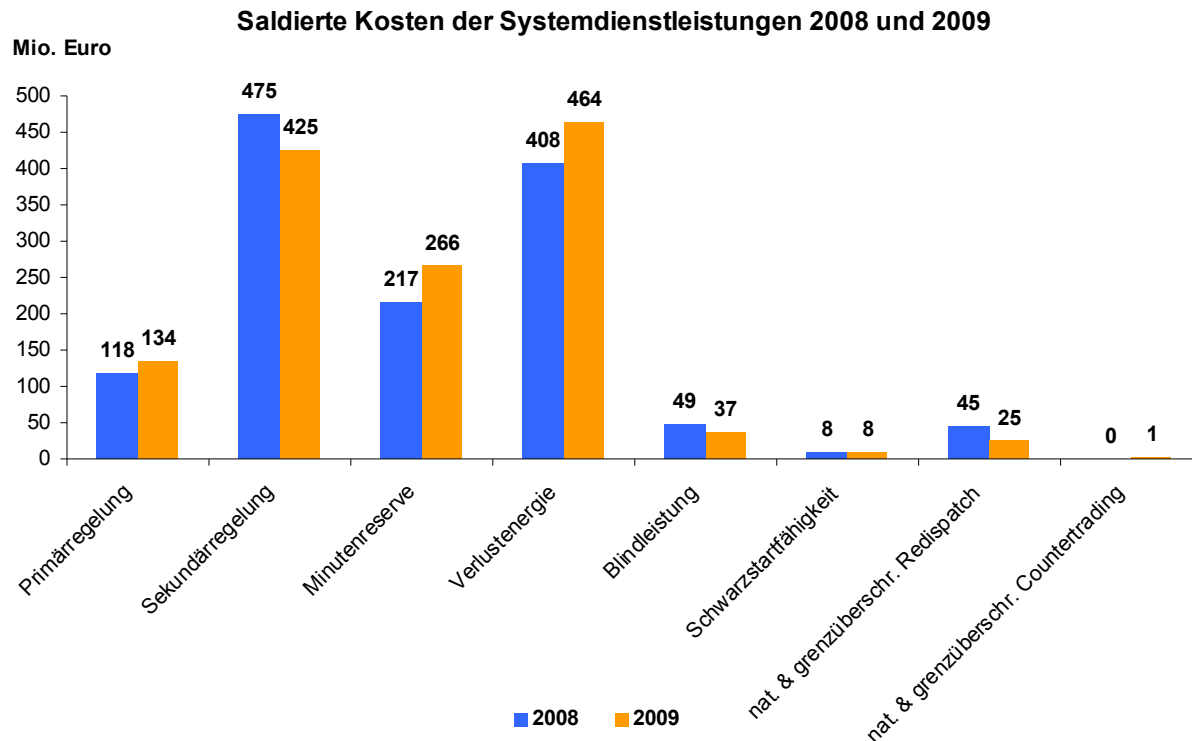


Abbildung 125: Saldierte Kosten (aufwandsgleiche Kosten abzüglich Kosten mindernde Erlöse) der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB 2008 und 2009

Die Summe der aufwandsgleichen Kosten der Systemdienstleistungen ist im Jahr 2009 auf ca. 1.559 Mio. Euro angestiegen (2008: 1.460 Mio. Euro). Gleichzeitig wurden jedoch auch höhere Kosten mindernde Erlöse in Höhe von ca. 198 Mio. Euro erzielt (2008: ca. 140 Mio. Euro), so dass die saldierten jährlichen Kosten für Systemdienstleistungen in Summe nur geringfügig von 1.320 Mio. Euro auf 1.360 Mio. Euro angestiegen sind. In Summe verursacht die Regelleistungsvorhaltung mit ca. 825 Mio. Euro (2008: 810 Mio. Euro) weiterhin den überwiegenden Teil der Kosten für Systemdienstleistungen. Während der Rückgang der Kosten für Sekundärregelung um rund elf Prozent v. a. auf die Reduzierung der von den ÜNB zu beschaffenden Mengen zurückzuführen ist, sind bei der Primärregelung bei gleichen Mengen die Kosten um rund 14 Prozent gestiegen. Die verhältnismäßig größte Steigerung mit rund 23 Prozent bei der Minutenreserve ist ausschließlich auf höhere Kosten und Mengen im Bereich der negativen Minutenreserve zurückzuführen, während bei der positiven Minutenreserve Kosten und Menge der Vorhaltung rückläufig waren.

Netze; Systemdienstleistungen, Regelenergie (Elektrizität)

Die wichtigste Entwicklung im Bereich der Regelenergie ist die Umsetzung des sog. Netzregelverbands (NRV), der drei ÜNB EnBW TNG, tps (seit 5. Oktober 2010 TenneT TSO) und 50Hz im Mai 2009. Dieser NRV wurde durch Anordnung der Bundesnetzagentur im Mai 2010 auf ganz Deutschland ausgeweitet. Damit beschaffen die Übertragungsnetzbetreiber erstmalig auch die Sekundärregelung nicht wie bisher getrennt nach Regelzonen, sondern gesamthaft für Deutschland. 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 vollständig und reduziert die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung, was sich beispielsweise auch im Rückgang der ausgeschriebenen Sekundärregelung widerspiegelt.

Weiterhin führt der NRV zu einer Zusammenfassung der bislang zersplitterten Teilmärkte für Regelenergie. Dies verspricht einen verstärkten Wettbewerb zwischen den Anbietern von Regelenergie und damit weitere Kosteneinsparungen. Ein erstes Anzeichen dafür, dass sich der Wettbewerb im Jahr 2009 weiter intensiviert, ist die Zahl der präqualifizierten Anbieter. Sie stieg im Vergleich zum Vorjahr bei allen drei Regelenergiequalitäten. Zum Stichtag der Monitoringabfrage (31. Dezember 2009) waren in den Bereichen Primär- bzw. Sekundärregelung insgesamt sieben bzw. neun Anbieter sowie bei der Minutenreserve insgesamt 28 Anbieter für die Teilnahme am deutschen Regelenergiemarkt präqualifiziert.

Die Leistungsspannen der im Jahr 2009 jeweils ausgeschriebenen Mengen können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden.

	Primärregelung	Sekundärregelung		Minutenreserve	
	pos. / neg.	pos.	neg.	pos.	neg.
EnBW TNG	656-657	437-720	310-390	2285-3508	2073-3238
tps		500-799	473-542		
Amprion		1024-1063	826-894		
50Hz		532-630	450-464		

Tabelle 72: Übersicht über die im Jahr 2009 von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung in MW (Leistungsspannen)¹³⁰

¹³⁰ Nach Internetveröffentlichung der ÜNB unter www.regelleistung.net. Sowohl für Primärregelung als auch Minutenreserve werden im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibung von den ÜNB inzwischen nur noch aggregierte Werte veröffentlicht. Die angegebenen Leistungsspannen sind auf regelmäßige Anpassungen der benötigten und folglich auch ausgeschriebenen Regelleistung zurückzuführen.

Im Bereich der Sekundärregelung ist die durchschnittlich ausgeschriebene Leistung insbesondere aufgrund der Einführung des Netzregelverbunds zurückgegangen. Im Bereich der Minutenreserve ist sowohl ein Rückgang des Bedarfs an positiver als auch eine Zunahme bei der negativen Regelleistung zu verzeichnen, die beide mit einer deutlich höheren Volatilität einhergehen. Bei der Primärregelung ist seit Januar 2009 ein leichter Rückgang des Bedarfs von 664 auf 657 MW zu verzeichnen.

Einsatz der vorgehaltenen Sekundärregelleistung (SRL)

Der Einsatz von SRL ist auch 2009 wieder geringfügig zurückgegangen. Bei dem in der nachstehenden Abbildung dargestellten Vergleich des durchschnittlichen Einsatzes von SRL in den Jahren 2009 und 2008 ist jedoch zu beachten, dass ab dem 1. Mai 2009 anstelle der individuell eingesetzten SRL für die drei ÜNB nur noch das Saldo des Netzregelverbunds herangezogen werden konnte. Da der Ausgleich hierbei nicht nur durch SRL sondern auch durch Minutenreserve geschieht, ist davon auszugehen, dass der tatsächliche Einsatz von SRL im Berichtsjahr 2009 sogar noch unter dem dargestellten Niveau liegen dürfte. Auf Basis dieser Annahme ist der Anteil der negativen SRL an der insgesamt eingesetzten SRL auf 64 Prozent gestiegen (2008: 62 Prozent). Bezogen auf das Gesamtjahr betrug die insgesamt eingesetzte Energiemenge rund 2,5 TWh für positive und 4,4 TWh negative SRL.

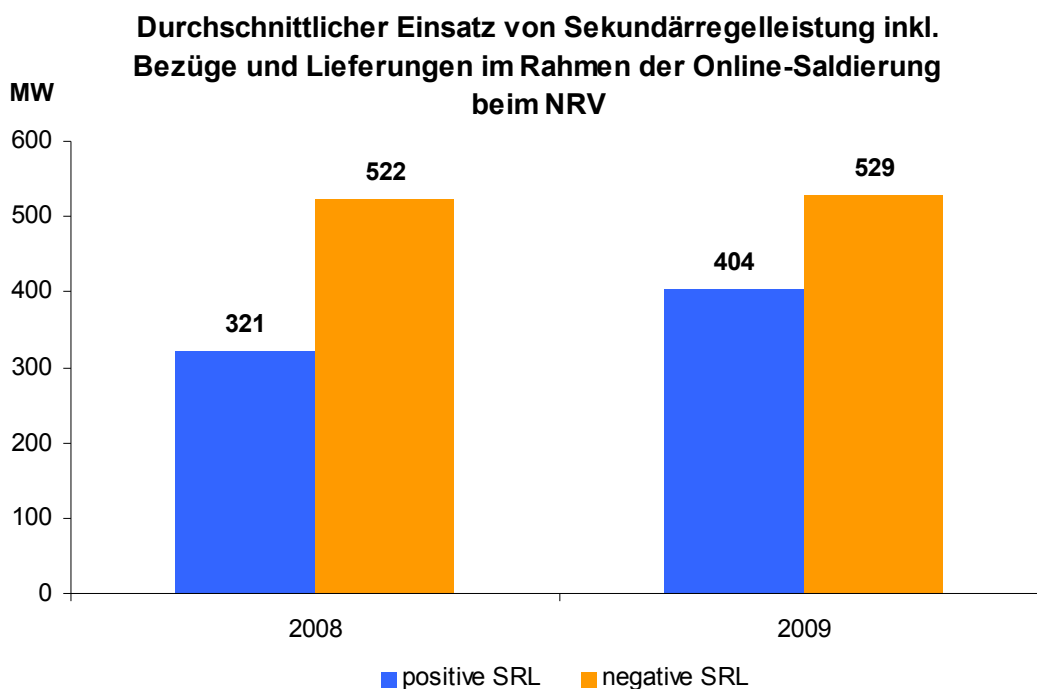


Abbildung 126: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung (SRL) im Jahr 2008 sowie von SRL inkl. des Saldos des NRV je Viertelstunde im Jahr 2009

Einsatz der vorgehaltenen Minutenreserve

Die Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MR) hat sich 2009 im Vergleich zu 2008 auf insgesamt 18.206 Abrufe (2008: 6.014 Abrufe, 2007: 4.888, 2006: 3.940, 2005: 6.456, 2004: 12.737 Abrufe) etwa verdreifacht und liegt erstmals über dem Niveau des Jahres 2004.

Diese Zunahme ist zum Einen auf die positive MR mit 3.766 Abrufen im Berichtsjahr 2009 (2008: 2.116 Abrufe), vor allem aber auf die negativen MR mit 14.440 Abrufen im Berichtsjahr 2009 gegenüber 3.898 Abrufen im Jahr 2008 zurückzuführen. Die Abbildung zur Entwicklung der Einsatzhäufigkeit getrennt nach ÜNBs zeigt, dass alle ÜNB deutlich mehr positive und negative MR eingesetzt haben. Die im Verhältnis zum Vorjahr größte Zunahme gab es bei tps im Bereich der negativen MR mit einer um das dreizehnfache gestiegenen Einsatzhäufigkeit.

Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve

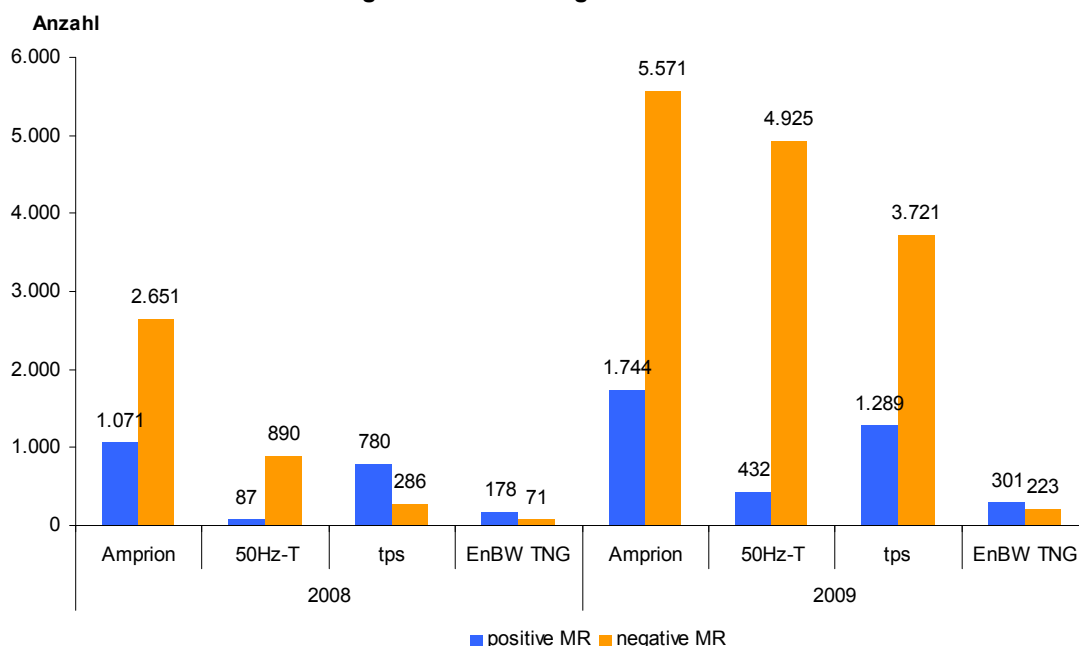


Abbildung 127: Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MR) innerhalb der vier deutschen Regelzonen 2008 und 2009

Auch die bei einem Abruf von MR durchschnittlich angeforderte Leistung ist mit rund 326 MW bei der positiven (2008: 280 MW) und rund 373 MW bei der negativen Minutenreserve (2008: 360 MW) pro Abruf höher. Die folgende Abbildung zeigt, dass 2009 in der Regelzone tps im Schnitt mehr Leistung abgerufen wurde. Insgesamt wurde damit für negative MR im Berichtsjahr 2009 eine Energiemenge in Höhe von 1.347 GWh (2008: 351 GWh) eingesetzt, für positive MR in Höhe von 306 GWh (2008: 148 GWh).

Entwicklung der durchschnittlich abgerufenen Minutenreserveleistung

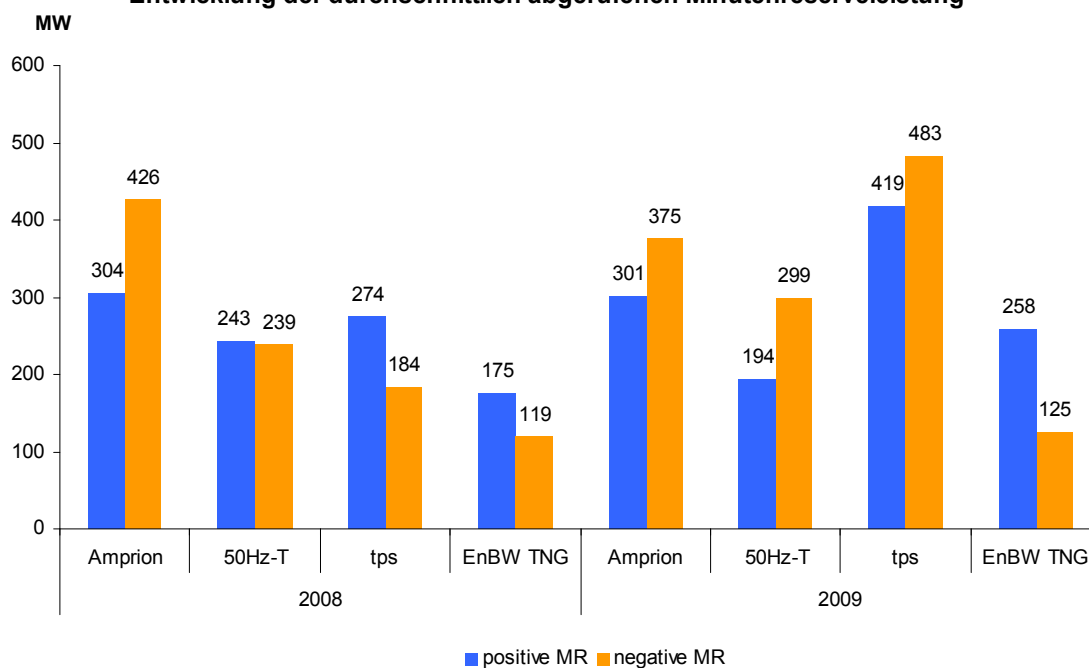


Abbildung 128: Entwicklung der Durchschnittswerte der 2008 und 2009 von den ÜNB abgerufenen Minutenreserve (MR)

Netze; Systemdienstleistungen, Ausgleichsenergie (Elektrizität)

Im Bereich der Ausgleichsenergie gab es im Jahr 2009 zwei wesentliche Veränderungen. Einerseits haben drei ÜNB (EnBW TNG, tps und 50Hz) wie im Abschnitt „Regelenergie“ dargestellt, mit dem Netzregelverbund (NRV) auch einen regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) eingeführt. Entsprechend beziehen sich die nachfolgenden Angaben zu Ausgleichsenergiepreisen für diese drei Regelzonen nur auf den Zeitraum Januar bis April 2009. Für den Zeitraum ab Mai 2009 ist für die ÜNB des NRV nur noch der sog. reBAP relevant. Bereits im Dezember 2008 hatten die drei genannten ÜNB mit der sogenannten Online-Saldierung der Unter- bzw. Überspeisungen ihrer Regelzonen begonnen, um durch Vermeidung des Gegeneinanderregelns den Einsatz von Regelarbeit zu reduzieren. Da der NRV auf Anordnung der Bundesnetzagentur im Mai 2010 auf ganz Deutschland ausgedehnt wurde, gibt es inzwischen einen deutschlandweit einheitlichen reBAP.

Weiterhin haben die ÜNB nach Aufforderung der Bundesnetzagentur ihr einheitliches Modell zur Ausgleichsenergiepreisbildung entsprechend ergänzt. Die Ergänzung des Modells war erforderlich, um die Umlage sämtlicher Arbeitskosten für den Einsatz von Regelenergie auf die BKV zu ermöglichen. Das modifizierte Modell wurde von allen ÜNB mit der Bestimmung der Ausgleichsenergiepreise für den Monat November 2009 umgesetzt und auf den Internetseiten der ÜNB mit erläuternden Informationen veröffentlicht.

Obwohl die Maxima der zu zahlenden Ausgleichsenergiepreise in den Regelzonen von EnBW TNG und tps im Berichtsjahr 2009 deutlich zurückgegangen sind, wurden in den Regelzonen von Amprion und 50Hz neue Höchststände erreicht. Auch der maximale Ausgleichsenergiepreis im NRV hat mit 97,5 ct/kWh ein vergleichsweise hohes Niveau erreicht.

	Amprion in ct/kWh	EnBW TNG in ct/kWh	tps in ct/kWh	50Hz in ct/kWh	NRV in ct/kWh
2008	59,9	47,5	32,2	50,1	n.V.
2009	143,8	18,3	18,3	78,8	97,5

Tabelle 73: Maxima der Ausgleichsenergiepreise 2008 und 2009

Der durchschnittliche viertelstündliche Preis für Ausgleichsenergie über alle vier Regelzonen bzw. den NRV lag im Falle eines positiven Regelzonensaldo (Unterspeisung) 2009 bei rund 11,7 ct/kWh, im Falle eines negativen Regelzonensaldo bei rund -1,7 ct/kWh (Überspeisung). Damit hat die im Jahr 2009 eingeführte Preisstellung mit negativen Arbeitspreisen auch vermehrt zu negativen Ausgleichsenergiepreisen und damit zur Umkehr der Zahlungsmittelflüsse geführt. Die durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise der Regelzonen und des NRV lagen 2009 bei positivem Regelzonensaldo zwischen 7,64 ct/kWh und 15,13 ct/kWh, bei negativem Regelzonensaldo zwischen -2,04 ct/kWh und 1,21 ct/kWh und weisen damit eine höhere Varianz als im Vorjahr auf. Die Werte des NRV liegen zumindest für positive Salden unter dem Niveau des gesamtdeutschen Durchschnitts. Die Werte der einzelnen Regelzonen und des NRV sind in der folgenden Abbildung vergleichend mit den Werten aus 2008 dargestellt.

Im Jahr 2010 gilt es zu beobachten, inwiefern der deutschlandweite NRV durch einen geringeren Einsatz von Regelarbeit zu geringeren Ausgleichsenergiepreisen führen kann.

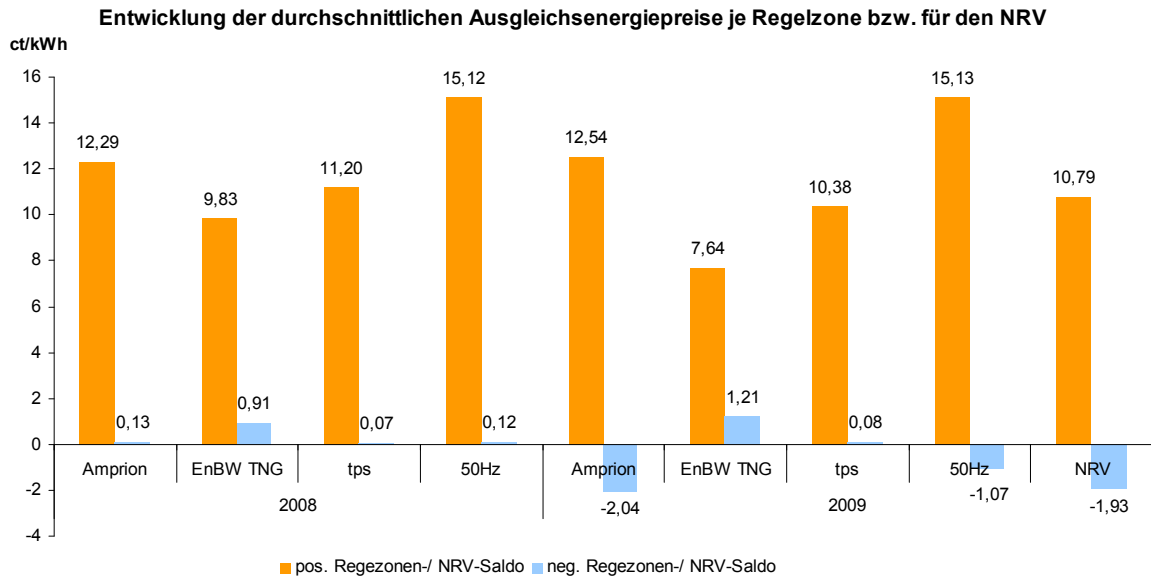


Abbildung 129: Durchschnittliche Ausgleichsenergiepreise 2008 und 2009

Im Histogramm zur Höhe und Häufigkeit der in den jeweiligen Regelzonen aufgetretenen Regelzonensalden und des NRV-Saldos im Berichtsjahr 2009 ist auffällig, dass die Regelzonen von tps und 50Hz wesentlich häufiger überspeist als unterspeist sind. Hinsichtlich des NRV ist eine deutlich gestauchte Kurve zu erkennen, da kleinere Abweichungen hier offenbar seltener auftreten. Wie bereits im vergangenen Jahr kann am ehesten bei der Regelzone von Amprion von einer Normalverteilung gesprochen werden, aber auch das häufigere Auftreten größerer Ungleichgewichte kann hier erneut beobachtet werden. Zu beachten ist, dass der NRV im Mai 2009 eingeführt wurde und ab diesem Zeitpunkt anstelle der jeweiligen Regelzonensalden nur noch der Saldo des NRV betrachtet wird.

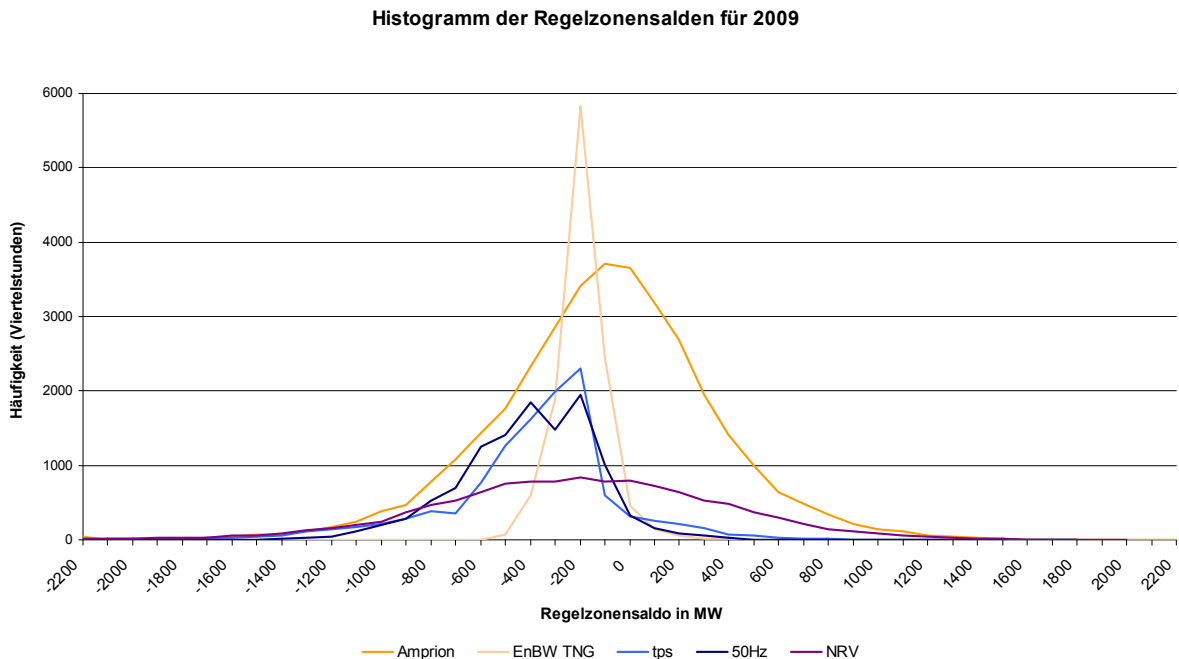


Abbildung 130: Histogramm der Regelzonensalden bzw. des NRV-Saldos 2009 in Klassen zu 100 MW

Die Summe des jährlichen finanziellen Volumens für den Bilanzausgleich ist im Jahr 2009 mit ca. 384 Mio. Euro erneut angestiegen (2008: ca. 362 Mio. Euro). Allerdings wurde die Vorgehensweise zur Ermittlung dieser finanziellen Volumina gegenüber dem Vorjahr leicht

modifiziert: Anstelle der jeweils eingesetzten Regularbeit wird jetzt der jeweils der Regelzonensaldo dem korrespondierenden Ausgleichsenergiepreis der Viertelstunde multipliziert und die Beträge dieser Werte für alle Regelzonen und den NRV aufaddiert. Anzumerken bleibt weiterhin, dass es sich hier nur um Näherungswerte handelt, die die jeweiligen Zahlungsrichtungen außer Acht lassen. Alle Werte sind daher als Summe zu verstehen, die sowohl die von den ÜNB vergüteten Beträge als auch die in Rechnung gestellten Beträge beinhaltet.

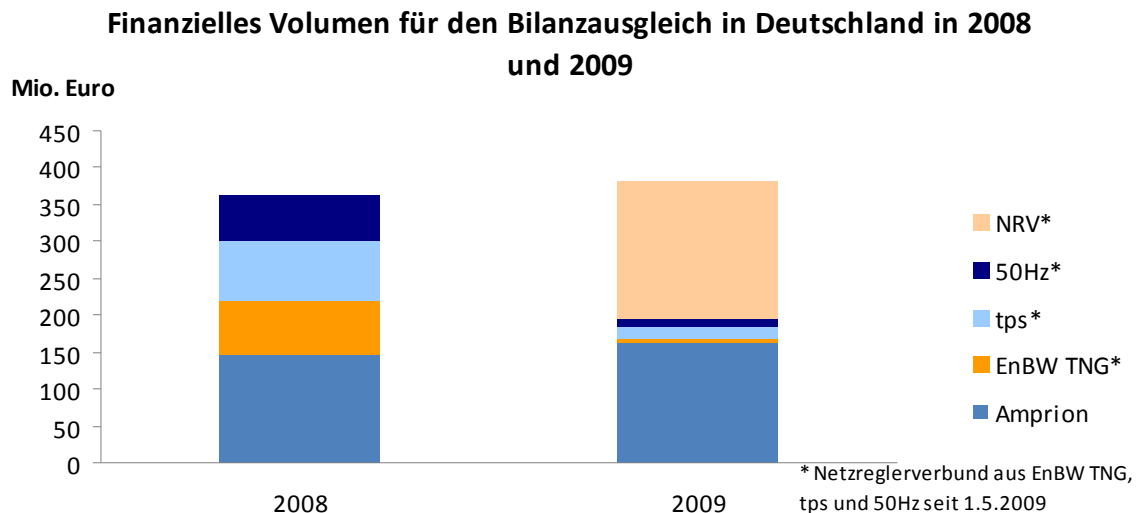


Abbildung 131: Jährliches finanzielles Volumen für den Bilanzausgleich auf Basis des Regelzonen-/ NRV-Saldo 2008 und 2009

Netze; Systemdienstleistungen, Untertägige Fahrplanänderungen (Elektrizität)

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 untertäglich anzupassen. Für untertägliche Fahrplanänderungen sieht § 5 Abs. 2 StromNZV 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. 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 Entwicklung der Anzahl und des Volumens der untertäglichen Fahrplanänderungen über das Jahr 2009 zeigt die nachfolgende Abbildung:

Monatliche Anzahl und Volumen der untertäglichen Fahrplanänderungen

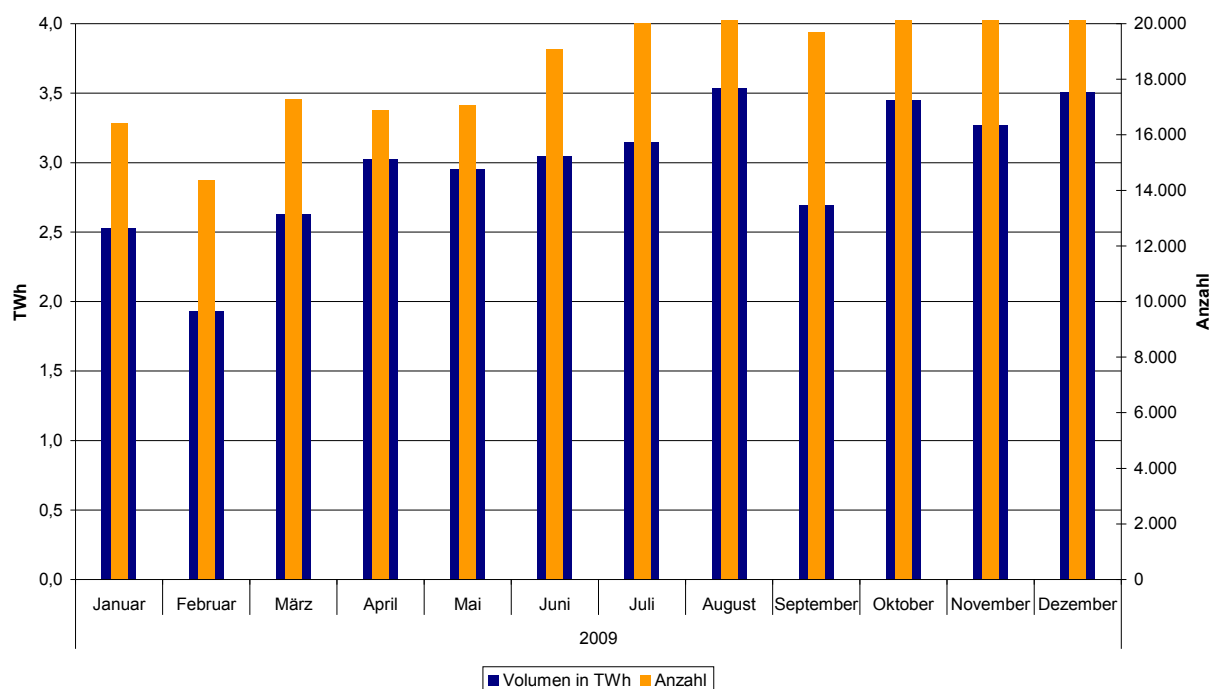


Abbildung 132: Entwicklung der monatlichen Anzahl und des monatlichen Volumens der untertäglichen Fahrplanänderungen (nachträgliche Fahrplanänderungen sind nicht berücksichtigt) im Berichtsjahr 2009

Berücksichtigt sind hierbei alle untertäglichen Fahrplanänderungen mit Ausnahme der nachträglichen Fahrplanänderungen. Insgesamt wurden knapp 229.672 untertägliche Fahrplanänderungen (2008: 132.000) mit einem Gesamtvolumen von 35,72 TWh (2008: 20,5 TWh) vorgenommen. Zu Beginn des Monitoring der Fahrplanänderungen in 2006 waren es noch 2.600 Fahrplanänderungen mit einem jährlichen Gesamtvolumen von 0,8 TWh. 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 2009 ein Volumen von 0,85 TWh (2008: 0,6 TWh) bei einer Anzahl von fast 2.202 (2008: 1.600) Fahrplanänderungen aus.

Netze; Veröffentlichungspflichten Verteilernetzbetreiber (Elektrizität)

Im Monitoring 2010 wurden die Verteilernetzbetreiber wiederum befragt, ob sie ihren Veröffentlichungspflichten entsprechend EnWG und den darauf basierenden Verordnungen (z. B. StromNZV, StromNEV, NAV) mit Stand zum 1. April 2010 nachkommen. Von insgesamt 749 (1. April 2009: 691) Unternehmen haben 634 (1. April 2009: 602) mit „Ja“ geantwortet, 104 (1. April 2009: 86) haben die Veröffentlichungspflichten nach eigenen Angaben nur „teilweise“ erfüllt und elf (1. April 2009: drei) Unternehmen haben keine Angaben gemacht.

Weiterhin sollten die Verteilernetzbetreiber angeben, inwieweit sie die Umsetzung der Veröffentlichungspflichten nach dem „Leitfaden der Bundesnetzagentur für die Internet-Veröffentlichungspflichten der Stromnetzbetreiber“ ausrichten. Hierbei haben von insgesamt 749 (1. April 2009: 691) Unternehmen 488 (1. April 2009: 426) mit „Ja“ geantwortet, 237 (1. April 2009: 250) mit „teilweise“ und 24 (1. April 2009: 15) Unternehmen mit „Nein“ bzw. „keine Antwort“.

Die Auswertung der Antworten für das Berichtsjahr 2009 weist damit in der prozentualen Verteilung keine wesentlichen Änderungen zu 2008 auf.

Netze; Netzentgelte (Gas)

Überregionale Fernleitungsnetzbetreiber

Bei zehn Betreibern von überregionalen Fernleitungsnetzen hatte die Bundesnetzagentur im Jahr 2008 gemäß § 3 Abs. 3 Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) i. V. m. § 65 EnWG entschieden, dass diese keinem bestehenden Wettbewerb ausgesetzt sind. Somit hatten diese Unternehmen wie alle anderen Netzbetreiber ihre Netzentgelte kostenorientiert zu bilden und innerhalb einer Frist von zwei Monaten einen Antrag auf Genehmigung von Gasnetzentgelten zu stellen.

Anlass vieler Überprüfungen waren die Verflechtungen zwischen den Netzbetreibern und den Leitungsgesellschaften. Prüfungsschwerpunkte waren, neben den Schwerpunkten aus den ersten beiden Entgeltgenehmigungsrunden für die Verteilnetzbetreiber und regionalen Fernleitungsnetzbetreiber, u. a. Dienstleistungsverträge mit verbundenen Unternehmen, Treibgas-kosten, Lastflusszusagen und die Anerkennung der Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens. Bei den großen überregionalen Fernleitungsnetzbetreibern erreicht die Kostensenkung im Durchschnitt rund 28 Prozent gegenüber den beantragten Werten.

Auf Basis der genehmigungsfähigen Kosten reichten die Netzbetreiber Entgelte ein, die von der Bundesnetzagentur geprüft und abschließend zum 1. Oktober 2009 genehmigt wurden. Aufgrund gesetzlich gebotener Anpassungen in den Preissystemen der überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber kommt es vereinzelt zu einem überdurchschnittlichen Absinken der Entgelte oder auch zu einer Erhöhung der Entgelte an einzelnen Ein- oder Ausspeisepunkten. Die erteilten Genehmigungen bilden die Ausgangsbasis für die Überführung der Unternehmen in die Anreizregulierung. Hierbei wird für diese Unternehmen nach § 22 ARegV ein Effizienzvergleich durchgeführt.

Mehrerlösabschöpfung

In seinem Beschluss vom 14. August 2008 zur sog. Mehrerlösabschöpfung hat der Bundesgerichtshof (BGH) die Position der Bundesnetzagentur bestätigt, wonach die im Zeitraum zwischen dem Eingang des ersten Genehmigungsantrages und der Erteilung der ersten Genehmigung in 2006 bzw. 2007 erzielten „Mehrerlöse“ nicht beim Netzbetreiber verbleiben dürfen. Der BGH hat klargestellt, dass diese Erlöse in einer nachfolgenden Periode zugunsten der zukünftigen Netznutzer wieder ausgeglichen werden müssen. Dabei habe grundsätzlich keine individuelle Rückabwicklung der einzelnen Netznutzungsverhältnisse zu erfolgen; stattdessen seien die zuviel erzielten Erlöse insgesamt als kostenmindernde Erlöse des jeweiligen Netzbetreibers zu betrachten. Damit werden zukünftig alle Kunden in gleicher Weise von der Mehrerlösabschöpfung profitieren.

Im Jahr 2009 hat die Bundesnetzagentur bei den in ihrer Zuständigkeit liegenden Verteilnetzbetreibern und regionalen Fernleitungsnetzbetreibern (Bundeszuständigkeit und Organleihe gemäß dem Verwaltungsabkommen) die Mehrerlösabschöpfung nach § 34 Abs. 1 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) i. V. m. §10 Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) durchgeführt (analog zur periodenübergreifenden Saldierung). Die Bundesnetzagentur hat hierbei ein pauschalisierendes Verfahren zur Ermittlung angewandt. Dieses ermöglichte sowohl die vereinfachte Berücksichtigung von Rechtspositionen, die zugunsten der Netzbetreiber entschieden waren, als auch die Berücksichtigung von Ermittlungsunsicherheiten.

Fast alle sich im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur (originär und Organleihe) befindlichen Netzbetreiber haben sich für diese vereinfachte Berechnungsmethodik entschieden. Bei Netzbetreibern, die sich dagegen entschieden haben, erfolgt eine Prüfung, bei der alle zu berücksichtigen Aspekte exakt berechnet werden. Im Gasbereich konnten durch diese Vorgehensweise nahezu alle Verfahren bis zum Frühjahr 2010 abgeschlossen werden. Im verein-

fachten Abschöpfungsverfahren wurden im Gasbereich insgesamt rund 350 Mio. Euro abgeschöpft. Dies beinhaltet noch nicht die Mehrerlöse der überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber, die aufgrund des späteren Einstiegs in die Anreizregulierung ab 2010 ermittelt werden.

Erweiterungsfaktor Gas

Die Verteilnetzbetreiber konnten erstmalig zum 30. Juni 2009 einen Antrag auf Genehmigung eines Erweiterungsfaktors nach § 10 ARegV stellen. Insgesamt wurden 76 (Gas) Anträge auf Genehmigung eines Erweiterungsfaktors gestellt. Im Gasbereich konnten fast ausnahmslos alle Verfahren bis zum Frühjahr 2010 abgeschlossen werden. 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 bzw. Anpassung 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. Eine lediglich temporäre Veränderung dieser Parameter genügt nicht. Die Regelung erfasst keine Netzübergänge, Netzzusammenschlüsse und –aufspaltungen; in solchen Fällen greift der §26 ARegV.

Netzübergänge gemäß § 26 Abs. 2 ARegV (Gas)

Im Laufe des Jahres 2009 wurden bei der Bundesnetzagentur im Gasbereich 38 Anträge auf Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse oder -aufspaltungen gemäß § 26 Abs. 2 ARegV gestellt. Hiervon wurden zum gegenwärtigen Stand im Gasbereich 14 Anträge beschlossen. 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. Die Bundesnetzagentur hat im Mai 2010 einen Leitfaden und einen Erhebungsbogen für diese Verfahren im Internet veröffentlicht. Die Verfahren sollen somit einheitlich geprüft werden und für die Netzbetreiber nachvollziehbar sein.

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 Ausspeisekapazitäten der Marktgebietsverantwortlichen umverteilt. Ausspeisekapazitäten an Speichern, Grenzübergangs- und Marktgebietsübergangspunkten sind von der Biogasumlage befreit.

Mit dem 1. Januar 2010 kamen in den einzelnen Marktgebieten folgende Wälzungsbeträge zur Anwendung:

Biogasumlage in den einzelnen Marktgebieten zum 1. April 2010						
Marktgebiete	GASPOOL	Netconnect Germany	Thyssengas H-Gas	Thyssengas L-Gas	EGT L-Gas	LGas1
Umlage in €/kW/h	0,32	0,18	0,05	0,06	0,2	0,15

Tabelle 74: Biogasumlage in den Marktgebieten zum 1. April 2010

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. Der Biogawälzungsbetrag wird zum 01.01. eines Jahres angepasst.

Entwicklung der Netzentgelte und deren Anteile am Gasgesamtpreis 2006 bis 2010

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen mengengewichteten Nettonetzentgelte Gas inklusive vorgelagerter Netzkosten, Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb jeweils zum Preisstand 01. April in den Jahren 2006 bis 2010. Die Abbildung veranschaulicht die Absenkung der Netzentgelte im Jahr 2010 im Vergleich zum Vorjahr. Die sich erstmalig in 2010 erlösmindernd auswirkende Mehrerlösabschöpfung kann als ein das Entgelt senkender Effekt für die Netzkunden in Deutschland betrachtet werden.

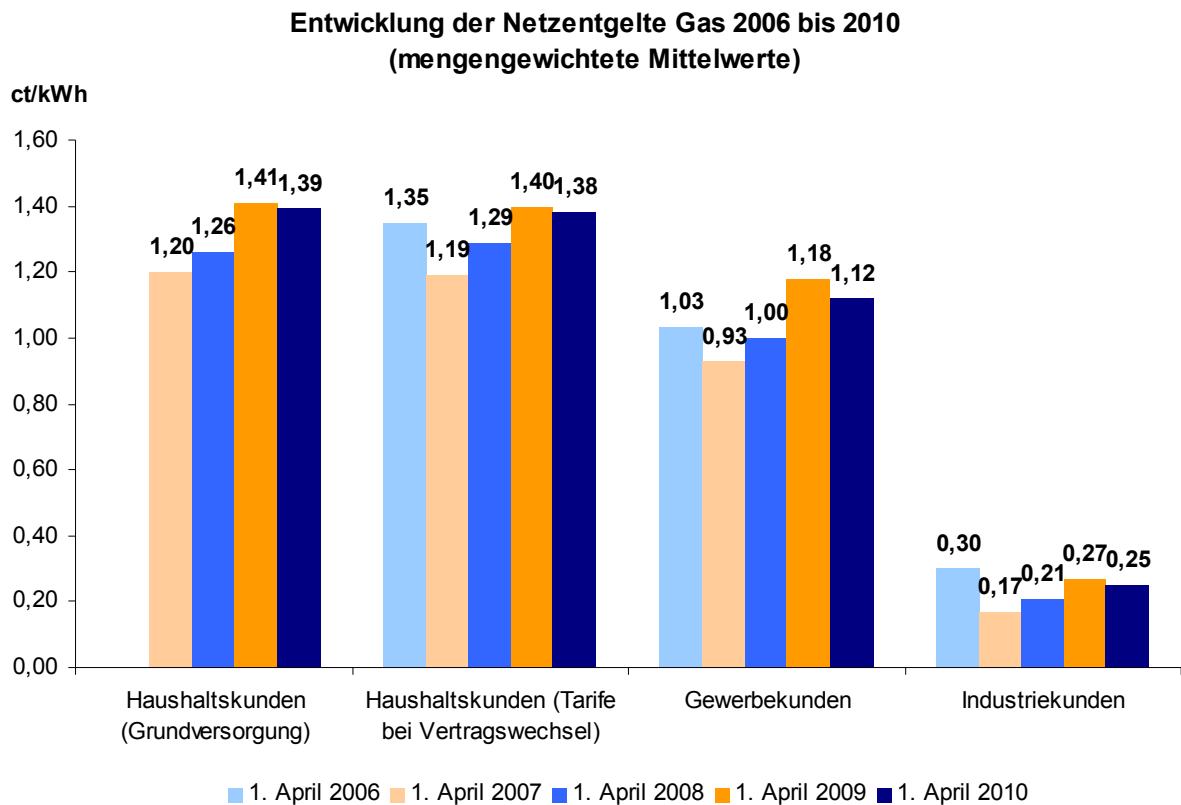


Abbildung 133: Entwicklung der mengengewichteten Netzentgelte 2006 bis 2010. Preisstand 1. April 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas¹³¹

Über alle Abnahmekategorien hinweg, ist zum Abfragezeitpunkt 1. April 2010 ein Absinken der Netzentgelte zu beobachten. Während die Netzentgelte in den beiden Haushaltskundenkategorien moderat um etwa 1,4 Prozent gesunken sind, ist der Rückgang in der Gewerbekundenkategorie mit etwa fünf Prozent und in der Industriekundenkategorie mit etwa 7,4 Prozent deutlicher ausgefallen.

Während zum Abfragezeitpunkt 1. April 2009 die steigenden Netzentgelte noch mit den aufgedeckten Netzentgelten der vorgelagerten Netzebenen und den einbezogenen Kosten für Systemdienstleistungen sowie Mengeneffekten zu erklären waren, so sind diese Effekte zum Abfragezeitpunkt 1. April 2010 ausgeblieben.

Seit dem Jahr 2007 ist ein durchgehender Anstieg des Anteils der Netzentgelte am Gasgesamtpreis zu beobachten. Auch zum Abfragezeitpunkt 1. April 2010 erhöhte sich in alle Kundenkategorien der Anteil der Netzentgelte am Gasgesamtpreis wieder.

¹³¹ Zum Stichtag 1. April 2006 wurde für das Netzentgelt beim Gaspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung kein Wert erhoben.

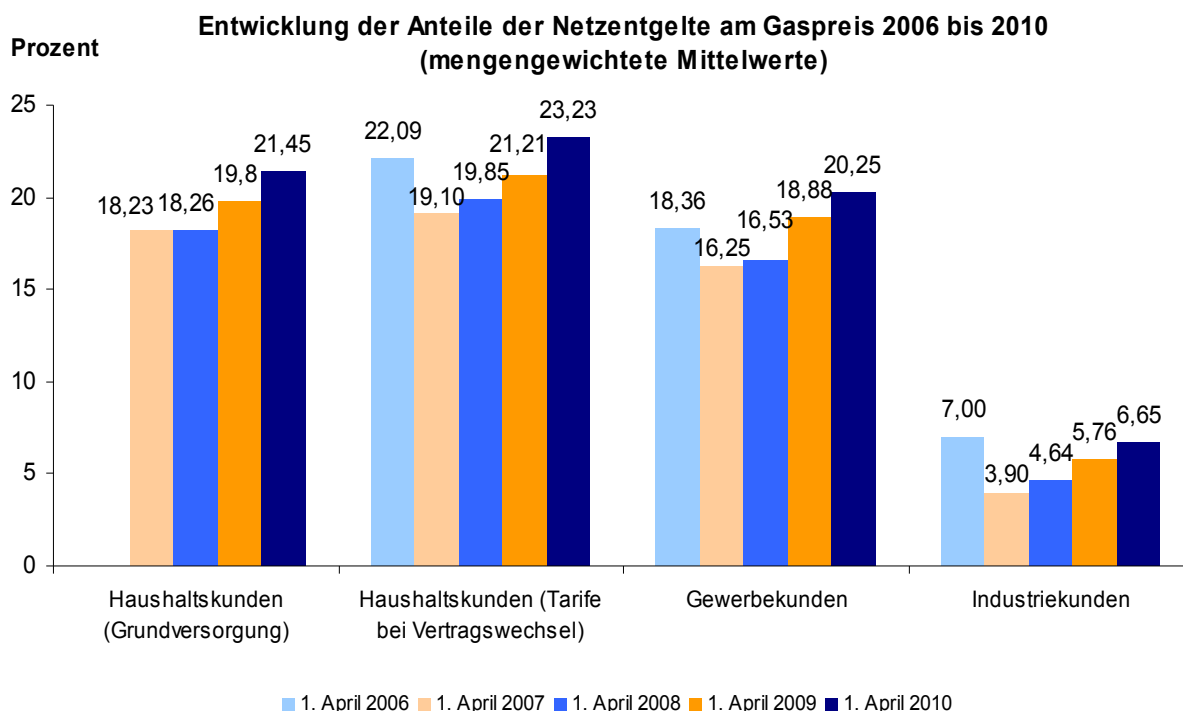


Abbildung 134: Entwicklung der Anteile der mengengewichteten Netzentgelte am Gaspreis 2006 bis 2010. Preisstand 1. April 2010 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas¹³²

Während bei den absoluten Netzentgelten die Werte für Haushaltskunden innerhalb der Grundversorgung und den Tarifen bei Vertragswechsel auf einem fast gleichen Niveau von 1,39 ct/kWh bzw. 1,38 ct/kWh liegen, ist der Anteil der Netzentgelte am Gasgesamtpreis der Tarife bei Vertragswechsel in der Kategorie der Haushaltskunden mit 23,23 Prozent deutlich höher als der Netzentgeltanteil der Haushaltskunden innerhalb der Grundversorgung, welcher bei 21,45 Prozent liegt. Der Grund dafür liegt in der Höhe der durchschnittlichen Konzessionsabgabe, welche bei den Haushaltskunden mit Tarifen bei Vertragswechsel absolut nur knapp ein Fünftel der Höhe der Konzessionsabgabe für Haushaltskunden in der Grundversorgung beträgt.

Netze; Netznutzungsanteil verbundener Unternehmen (Gas)

Um den Wettbewerb im Gashandel besser beurteilen zu können, wurden die Netzbetreiber befragt, wie viele Transportkunden ihr Netz nutzten und wie viel Kapazität gebucht wurde. Im Berichtsjahr wurden die festen Kapazitäten überwiegend von den verbundenen Unternehmen gebucht und nominiert. Es kann festgehalten werden, dass für die Transportkunden, welche nicht mit dem Netzbetreiber verbunden sind (ca. 30 im H-Gas-Bereich und 20 im L-Gas-Bereich), lediglich ein Buchungs- und Nominierungsanteil von rund 25 Prozent zur Verfügung stand. Ausgenommen hiervon ist die Ausspeiseseite im L-Gas-Bereich. Dies könnte insbesondere daran liegen, dass L-Gas kaum durch verbundene Unternehmen exportiert oder in andere Marktgebiete transportiert wird.

In den nachfolgenden Tabellen werden die Ergebnisse der Befragung getrennt nach H- und L-Gas und sowohl als Gesamtsumme als auch i. S. d. § 3 Nr. 38 EnWG mit dem Netzbetreiber verbundenen Transportkunden dargestellt.

¹³² Zum Stichtag 1. April 2006 wurde für das Netzentgelt beim Gaspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung kein Wert erhoben.

	H-Gas	L-Gas
Ø Anzahl Transportkunden insgesamt	34,4	22,6
Ø Anzahl Transportkunden verbundene Unternehmen	1,7	1,4

Tabelle 75: Durchschnittliche Transportkundenanzahl in den marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzen

Gebuchte feste Kapazität	Einsspeisung in Mio. kWh/h	Anteil der verbundenen Unternehmen	Ausspeisung in Mio. kWh/h	Anteil der verbundenen Unternehmen
Feste zuordenbare Kapazitäten insgesamt H-Gas	415 Mio. kWh/h	77%	306 Mio. kWh/h	77%
Feste zuordenbare Kapazitäten verbundene Unternehmen H-Gas	319 Mio. kWh/h		237 Mio. kWh/h	
Feste zuordenbare Kapazitäten insgesamt L-Gas	109 Mio. kWh/h	75%	30 Mio. kWh/h	60%
Feste zuordenbare Kapazitäten verbundene Unternehmen L-Gas	82 Mio. kWh/h		18 Mio. kWh/h	

Tabelle 76: Gebuchte feste Kapazität in den Fernleitungsnetzen im GWJ 2008/2009

Insgesamt wurden im Gaswirtschaftsjahr 2008/2009 bei den marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreibern 524 Mio. kWh/h an festen Einspeisekapazitäten (H- und L-Gas) und 336 Mio. kWh/h an festen Ausspeisekapazitäten (H- und L-Gas) gebucht. Dementsprechend wurden die Einspeisekapazitäten (H- und L-Gas) zu 77 Prozent (Berichtsjahr 2007 und 2008: je 78 Prozent), die Ausspeisekapazitäten (H- und L-Gas) zu 76 Prozent (Berichtsjahr 2007: 65 Prozent, Berichtsjahr 2008: 83 Prozent) von verbundenen Unternehmen gebucht.

Des Weiteren wurden die marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber nach dem Anteil der Nominierung durch das verbundene Unternehmen befragt.

Nominierungen	Einspeisung in TWh	Anteil der verbundenen Unternehmen	Ausspeisung in TWh	Anteil der verbundenen Unternehmen
Nominierungen insgesamt H-Gas	1.749 TWh	74%	773 TWh	62%
Nominierungen verbundene Unternehmen H-Gas	1.292 TWh		483 TWh	
Nominierungen insgesamt L-Gas	338 TWh	71%	114 TWh	28%
Nominierungen verbundene Unternehmen L-Gas	240 TWh		32 TWh	

Tabelle 77: Nominierungen in den Fernleitungsnetzen im GWJ 2008/2009

Insgesamt wurden im Gaswirtschaftsjahr 2008/2009 an den Einspeisepunkten (H- und L-Gas) dieser Fernleitungsnetzbetreiber 2.087 TWh Erdgas (Berichtsjahr 2007: 1.828 TWh, Berichtsjahr 2008: 2.034 TWh) von Transportkunden nominiert und durch die Fernleitungsnetzbetreiber transportiert. An den Ausspeisepunkten (H- und L-Gas) der jeweiligen Netze meldeten die marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber 887 TWh (Berichtsjahr 2007:

1.659 TWh, Berichtsjahr 2008: 983 TWh) Nominierungen durch die Transportkunden. Der Anteil der Nominierungen von i. S. d. § 3 Nr. 38 EnWG verbundenen Unternehmen betrug einspeiseseitig (H- und L-Gas) 73 Prozent (Berichtsjahr 2007: 77 Prozent, Berichtsjahr 2008: 78 Prozent) und ausspeiseseitig (H- und L-Gas) 58 Prozent (Berichtsjahr 2007: 77 Prozent, Berichtsjahr 2008: 66 Prozent).

Netze; Transportkundenanzahl (Gas)

Ein Indikator für zunehmenden Wettbewerb im Gasmarkt ist die steigende Anzahl der Transportkunden eines Netzbetreibers. Sowohl auf der Ebene der Marktgebietsverantwortlichen als auch auf der Ebene der Verteilernetzbetreiber ist weiterhin eine steigende Tendenz der durchschnittlichen Transportkundenanzahl festzustellen.

Durchschnittliche Transportkundenanzahl der Netzbetreiber

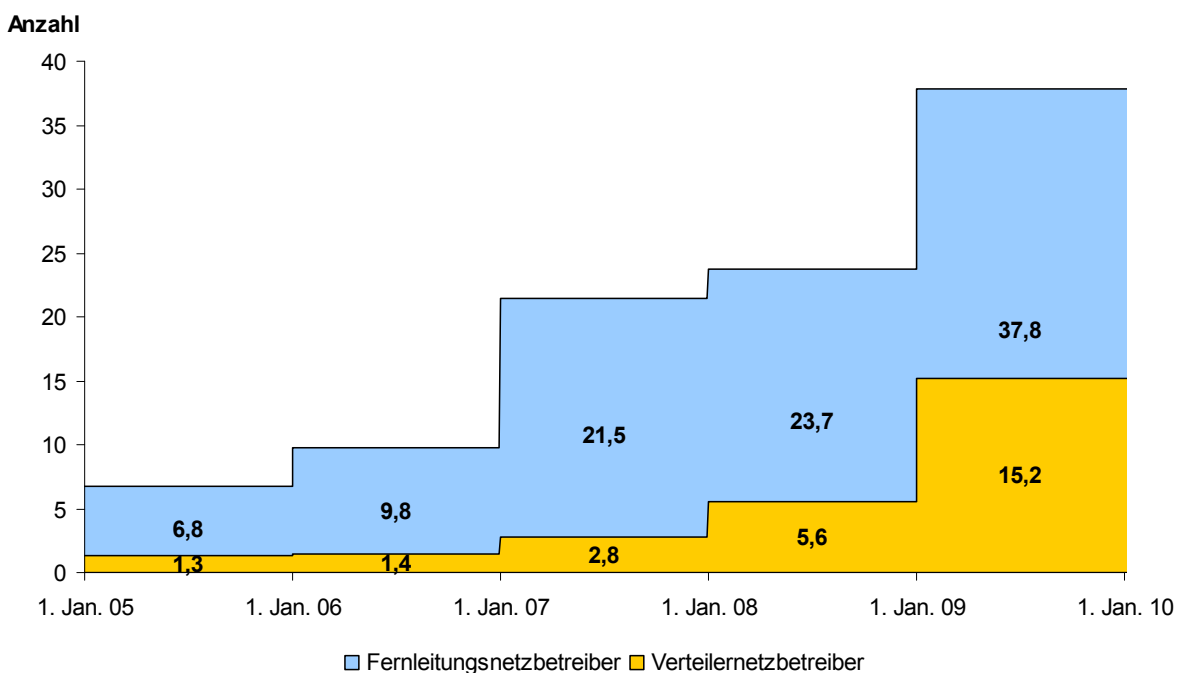


Abbildung 135: Entwicklung der durchschnittlichen Transportkundenanzahl bei marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern

Bei den Fernleitungsnetzbetreibern ist die durchschnittliche Anzahl der Transportkunden um ca. 60 Prozent gestiegen. Vier Marktgebietsverantwortliche Fernleitungsnetzbetreiber haben gegenwärtig über 40 Transportkunden in ihrem Netz. Bei den Verteilernetzbetreibern hat sich die durchschnittliche Anzahl der Transportkunden im Vergleich zum letzten Jahr verdreifacht. Die Veränderung der Transportkundenanzahl pro Verteilernetzbetreiber innerhalb der letzten fünf Jahre wird in der nachfolgenden Grafik näher illustriert.

Anzahl der Transportkunden bei den Verteilernetzbetreibern

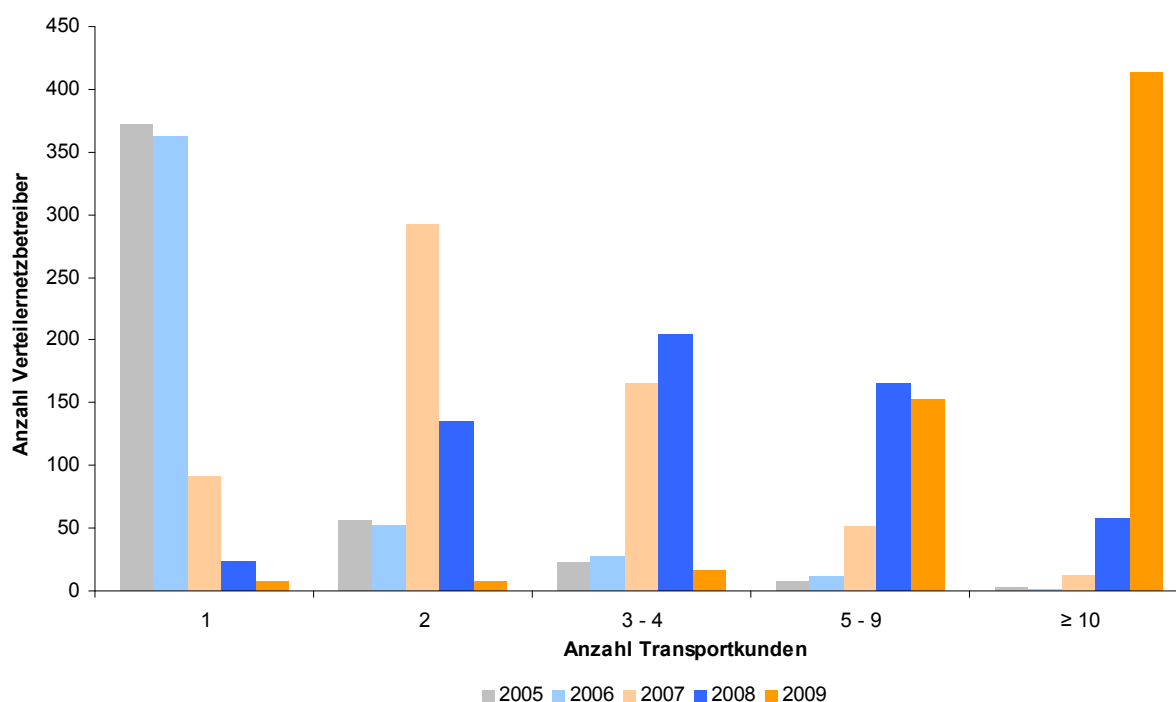


Abbildung 136: Anzahl der Transportkunden bei den Verteilernetzbetreibern

Beide Abbildungen spiegeln den positiven Trend eines zunehmenden Wettbewerbs wieder. Die obige Abbildung zeigt, dass die Zahl der Netze, in denen nur ein oder zwei Transportkunden aktiv sind, von über 400 Netzen in den Jahren 2005/2006 in ein paar Jahren auf unter 20 Netze abgenommen hat. Inzwischen sind bei 414 Netzbetreibern zehn oder mehr Transportkunden aktiv. Dies ist auf die Einführung des Zweivertragsmodells im Jahr 2007 und GABi Gas im Jahr 2008 zurückzuführen.

Netze; Physische Auslastung der Gasnetze

Wie in den Vorjahren wurde auch für das Gaswirtschaftsjahr 2008/2009 ermittelt, an wie vielen Stunden im Jahr die Netzkoppelpunkte physisch ausgelastet waren. Wie im Berichtsjahr 2008 wurde der Fokus ausschließlich auf die Grenzübergangspunkte gelegt.

In den nachfolgenden Abbildungen wurden die Angaben der Netzbetreiber für die jeweils angrenzenden Länder mengengewichtet aufsummiert¹³³ dargestellt. Die Stärke der Pfeile stellt dabei den Anteil der aufsummierten maximalen technischen festen Kapazität an den Netzkoppelpunkten des jeweiligen Landes zur gesamten deutschlandweiten maximalen technischen festen Ein- bzw. Ausspeisekapazität dar. Weiterhin sind diese Werte als entsprechender Prozentsatz angegeben. Von Frankreich, Luxemburg und der Schweiz werden keine festen Einspeisekapazitäten nach Deutschland vermarktet. Ebenso werden keine festen Ausspeisekapazitäten von Deutschland nach Dänemark oder Norwegen vermarktet. Daher sind zu diesen Staaten auch keine Pfeile dargestellt und der Anteil an der maximalen technischen festen Kapazität mit Null Prozent angegeben. Die Tortendiagramme veranschaulichen die technische Auslastung an den jeweiligen Landesgrenzen als stark vereinfachtes Jahresdauerdiagramm unter Angabe der Zahl der Benutzungsstunden, die in die jeweilige Kategorie der Auslastungsgrade fallen. Zu beachten ist allerdings, dass die Grafik nur eine summarische

¹³³ Zum Verfahren bei der Ermittlung der angegebenen Werte:

Wenn zwei Einspeisepunkte die Kapazität von 1.000 kWh/h und 2.000 kWh/h haben und der erste Punkt eine Auslastung von über 90 Prozent in 1.200 Stunden, der zweite Punkt in 600 Stunden aufweist, ergibt sich im Tortendiagramm die Angabe: $1.000/3.000 \times 1.200 + 2.000/3.000 \times 600 = 800$ Stunden.

Gesamtdarstellung enthält. Anders als bei der Kapazitätsdarstellung wurde bei den Benutzungsstunden neben der Nominierung der festen Kapazität auch die Nominierung der unterbrechbaren Kapazitätsverträge berücksichtigt. Im Ergebnis wurde der gesamte physische Gasfluss im Verhältnis zur maximalen technischen festen Kapazität dargestellt.

Auslastung im GWJ 2008/2009

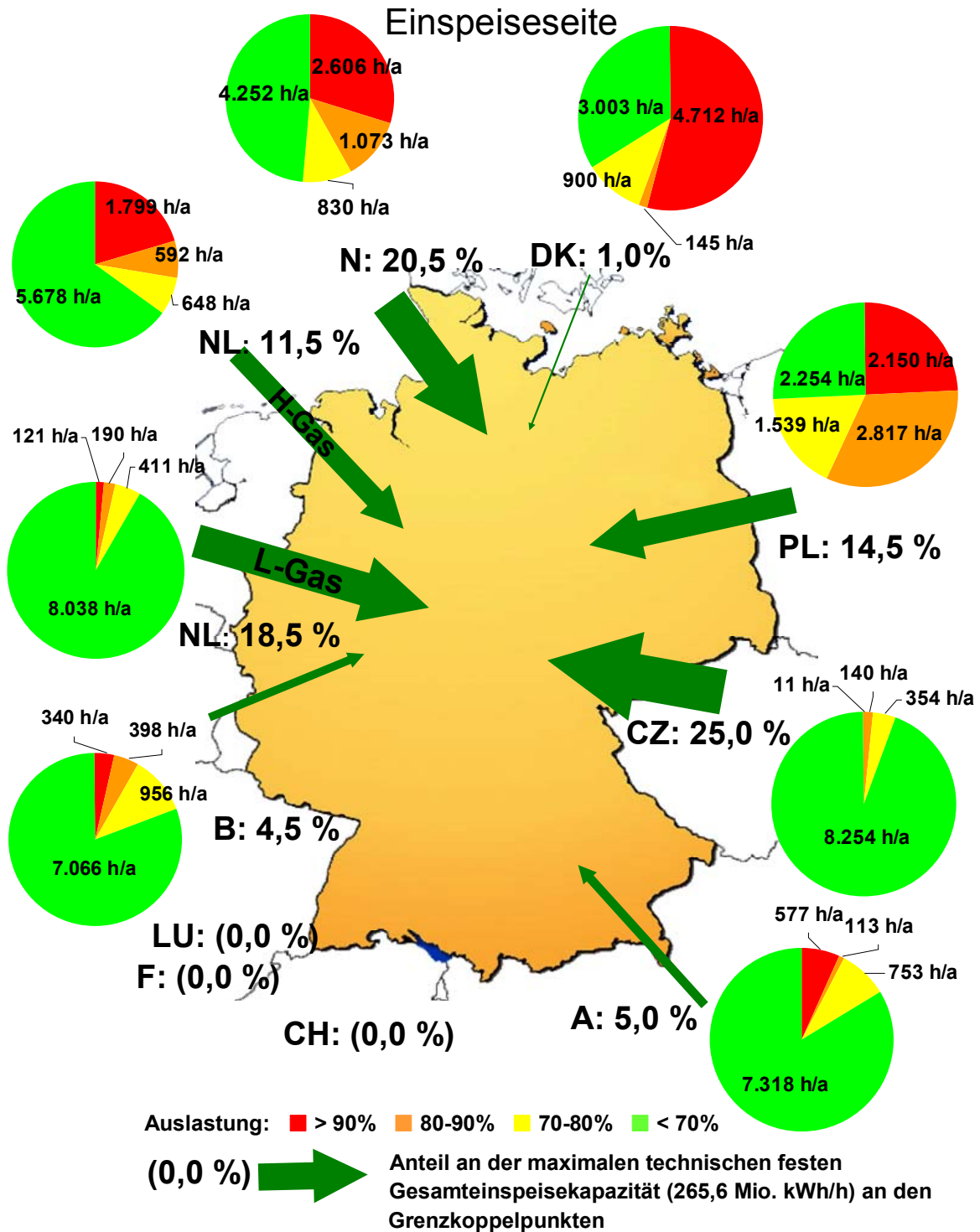


Abbildung 137: Physische Auslastung der Einspeiseseite an den Grenzkoppelpunkten im Gaswirtschaftsjahr 2008/2009

Auslastung im GWJ 2008/2009

Ausspeiseseite

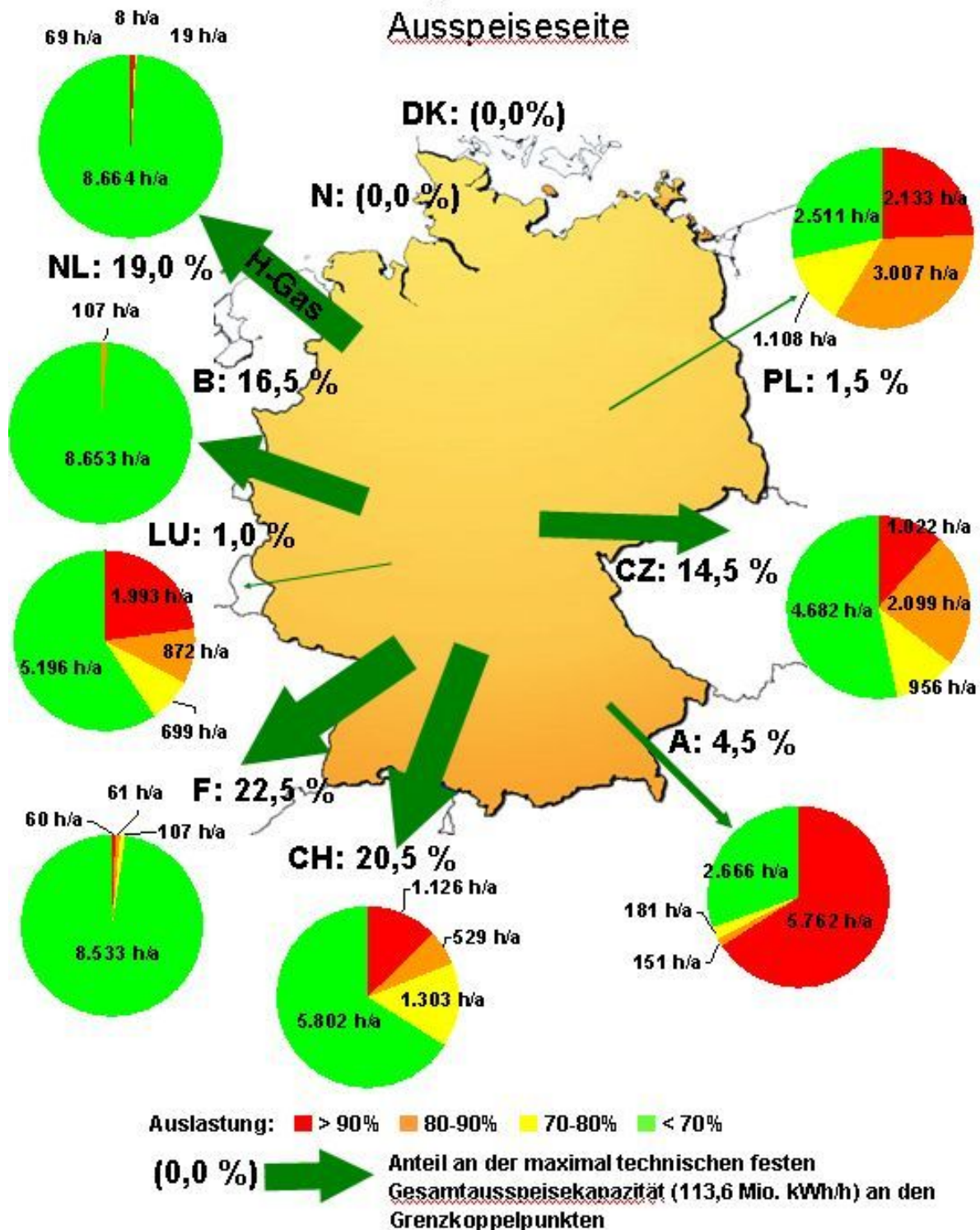


Abbildung 138: Physische Auslastung der Ausspeisepunkte an den Grenzkoppelpunkten im Gaswirtschaftsjahr 2008/2009

Durch die gewichtete Angabe der Auslastungen je angrenzendes Land wird die unterschiedliche Auslastung der einzelnen Grenzübergangspunkte nicht sichtbar. Bei Betrachtung einzelner Grenzübergangspunkte zeigt sich ein ausgesprochen heterogenes Bild. In einigen wenigen Fällen bestand nahezu über das gesamte Gaswirtschaftsjahr eine technische Auslastung

von über 90 Prozent. In anderen Fällen sind die Netzkopplungspunkte über das gesamte Jahr zu 70 bis 80 Prozent bzw. zu unter 70 Prozent ausgelastet.

Sogar bei den Gemeinschaftsleitungen, von denen mehrere Netzbetreiber jeweils einen Anteil der Kapazität an der gemeinsamen Rohrleitung vermarkten, ist die physische Auslastung bezogen auf den individuell vermarkteten Kapazitätsanteil völlig unterschiedlich. Hier entsteht allein aus den getrennten Teilvermarktungen und demzufolge den zeitungleichen Starkauslastungen der Teilkapazitäten durch die Transportkunden bei den verschiedenen Netzbetreibern eine physikalische Unterauslastung der vorhandenen Rohrleitung.

Im Vergleich zum Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 hat sich die Nutzung der Grenzkoppelpunkte zwischen Polen und Tschechien verändert, wobei sich die technischen Kapazitäten kaum verändert haben. Während die Spitzenauslastung auf der Einspeiseseite Richtung Deutschland deutlich zurückgegangen ist, erhöhte sich die Nutzung auf der Ausspeiseseite. Die veränderte Nutzung zeigt sich insbesondere an den bivalenten Netzkoppelpunkten, wo ein Gastransport in beiden Richtungen auf fester Basis möglich ist. Zusätzlich hat sich der Gastransport Richtung Österreich deutlich erhöht, was sich auch in einigen Unterbrechungen von Transportkundennominierungen mit unterbrechbaren Kapazitätsverträgen zeigt. Weiterhin nahmen die Spitzenauslastungen einspeiseseitig von Dänemark und ausspeiseseitig Richtung Frankreich im Vergleich zum letzten Gaswirtschaftsjahr ab, während die Einspeisung von Belgien nach Deutschland zunahm.

Dieses veränderte Nutzungsverhalten bestätigt sich auch in der Auswertung der Import-Exportströme der Fernleitungsnetzbetreiber.

Ob sich diese Veränderungen alleine mit der sog. Gaskrise in der Ukraine während des Jahreswechsels 2008/2009 erklären lassen oder auf eine Intensivierung des europäischen Gasmarktes zurückzuführen sind, wird erst aus zukünftigen Datenerhebungen hervorgehen. Insbesondere Letzteres scheint zumindest der Grund für den stärkeren Gasfluss nach Österreich zu sein.

Netze; Kapazitäten und Kapazitätsauslastung (Gas)

Die Auswertung der Monitoringdaten ergibt, dass, wie im vergangenen Gaswirtschaftsjahr, weiterhin sowohl räumlich als auch zeitlich viel Spielraum in den Netzen existiert. Hohe Auslastungen kommen vor, sind aber weiterhin an den meisten Punkten die Ausnahme. Die technischen festen Kapazitäten sind jedoch an fast allen Punkten vollständig ausgebucht und dadurch für andere Transportkunden nicht verfügbar.

Dies verdeutlicht erneut, wie wichtig ein verbessertes Kapazitätsengpassmanagement, das dem Markt nicht genutzte Kapazitäten zur Verfügung stellt, für den Wettbewerb ist. Dieses Management erhöht nicht zwangsläufig die technische Auslastung, sondern verbessert die Nutzbarkeit der vorhandenen Kapazitäten.

Im vorliegenden Monitoringbericht geben die folgenden Kapitel einen detaillierten Einblick in die Thematik:

- **Kapazitätsangebot an den Grenzübergangspunkten**
Das Angebot an kurzfristig für das Folgejahr buchbaren freien festen Einspeisekapazitäten hat sich im Vergleich zu den kurzfristig buchbaren Kapazitäten im vorangegangenen Jahr nur geringfügig verändert. Im Vergleich zum letzten Berichtsjahr sind in der Fünfjahresvor-schau deutlich mehr freie feste Einspeisekapazitäten verfügbar. Bei den freien festen Ausspeisekapazitäten zeigt sich ein gegenteiliger Trend. Hier verschlechtert sich die verfügbare Kapazitätssituation sogar noch im Vergleich zum vergangenen Gaswirtschaftsjahr.

- **Netzzugangsverweigerungen**

An den wichtigen Netzkoppelpunkten werden die freien Kapazitäten weit in der Zukunft angefragt und sind schon frühzeitig vergeben (ausgebucht). Die Auswertung der Daten ergibt, in erheblichem Umfang vertragliche Engpässe als Begründung für die Netzzugangsverweigerungen angeführt wurden. Die Auswertung der kurzfristigen Netzzugangsverweigerungen zeigt beim Vergleich der angefragten Kapazität gegenüber den langfristigen Kapazitätsbuchungswünschen, dass der Markt für das kommende Jahr ein Angebot von Monatskapazitäten und für das folgende Jahr insbesondere kurzfristig verfügbare Jahreskapazitäten nachfragt. Diese Nachfrage könnten mit einer Reservierung eines Anteils der technisch verfügbaren festen Langfristkapazität für die Vermarktung von Produkten mit kürzeren unterjährigen Laufzeiten erfüllt werden, wie sie in der novellierten GasNZV vorgegeben ist.

- **Unterbrechbare Kapazitäten**

Unterbrechbare Kapazitäten wurden im Berichtsjahr überwiegend aus Mangel an fester Kapazität gebucht. Im Vergleich zum letzten Berichtsjahr zeigt sich, dass an den Grenzen die Dauer der Unterbrechungen leicht abgenommen, die nicht transportierte Gasmenge jedoch leicht zugenommen hat.

- **Physische Auslastung der Netze**

Im Vergleich zum Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 hat sich die Nutzung der Grenzkoppelpunkte zwischen Polen und Tschechien verändert, wobei sich die technischen Kapazitäten kaum verändert haben. Während die Spitzenauslastung auf der Einspeiseseite Richtung Deutschland deutlich zurückgegangen ist, erhöhte sich die Nutzung auf der Ausspeiseseite. Zusätzlich hat sich der Gastransport Richtung Österreich deutlich erhöht. Weiterhin nahmen die Spitzenauslastungen einspeiseseitig von Dänemark und ausspeiseseitig Richtung Frankreich im Vergleich zum letzten Gaswirtschaftsjahr ab, während die Einspeisung von Belgien nach Deutschland zunahm.

Netze; Kapazitätsangebot (Gas)

Insgesamt wurden im Gaswirtschaftsjahr 2008/2009 von den Marktgebietsverantwortlichen 524 Mio. kWh/h an fester Einspeisekapazität (Berichtsjahr 2008: 573 Mio. kWh/h, Berichtsjahr 2009: 536 Mio. kWh/h) und 336 Mio. kWh/h an fester Ausspeisekapazität (Berichtsjahr 2008: 585 Mio. kWh/h, Berichtsjahr 2009: 345 Mio. kWh/h) an Transportkunden vermarktet. Der Rückgang der an Transportkunden vermarkteten Ein- und Ausspeisekapazität lässt sich insbesondere durch die Reduzierung der Marktgebiete in den letzten Jahren und damit verbunden dem Wegfall von buchbaren marktgebietsüberschreitenden Netzkoppelpunkten (MüT) bei gleichzeitiger Erhöhung der „Reichweite“ der verbliebenen Netzkoppelpunkte erklären. Ein Rückgang der Buchung an bestehenden Netzkoppelpunkten ist nicht zu verzeichnen. Betrachtet man die maximalen technischen Einspeisekapazitäten, so ergeben sich gegenüber dem Vorjahr keine nennenswerten Veränderungen.

Die Netzbetreiber wurden im Rahmen des Monitoring befragt, wieviel freie feste Kapazität an den Grenzübergangspunkten für die kommenden Gaswirtschaftsjahre zum Stichtag 1. Oktober 2009 noch verfügbar ist. Es wurde über alle Fernleitungsnetzbetreiber die feste freie Kapazität getrennt nach Ein- und Ausspeisung aufsummiert und dann ins Verhältnis zur jeweiligen maximalen technischen festen Kapazität gesetzt. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen jeweils die Ergebnisse pro angrenzenden Staat und das gewichtete Mittel über alle Grenzübergangspunkte. Die Stärke der Pfeile spiegelt dabei das Verhältnis der aufsummierten maximalen technischen festen Kapazität an den Grenzkoppelpunkten des jeweiligen Landes zur gesamten deutschlandweiten maximalen technischen festen Ein- bzw. Ausspeisekapazität für das Gaswirtschaftsjahr 2008/2009 wider. Die gestrichelten Pfeile mit dem Kapazitätsanteil in Klammern sollen andeuten, dass von den Netzbetreibern in dieser Richtung keine

festen, sondern lediglich unterbrechbare Kapazität vermarktet wird. Die Ampeln an den Pfeilen entsprechen den farblichen Kennzeichnungen, die gemäß der bisherigen GasNZV vorgeschriebenen Engpasskennzeichnung. Grün für mehr als zehn Prozent freie Kapazitäten, Gelb für ein bis zehn Prozent freie Kapazitäten und Rot für null bis ein Prozent freie Kapazitäten.

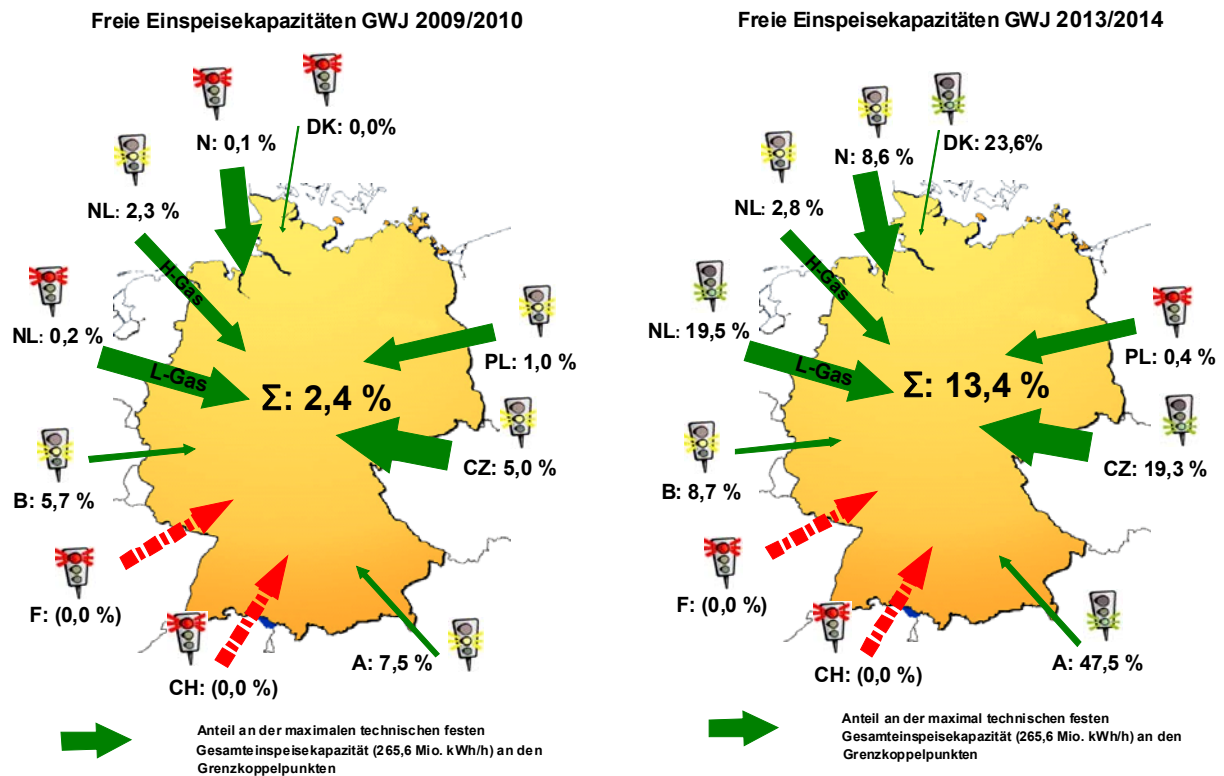


Abbildung 139: Darstellung der freien festen Einspeisekapazität an den Grenzübergangspunkten am Stichtag 1. Oktober 2009 für die Gaswirtschaftsjahre 2009/2010 und 2013/2014

Das Angebot an kurzfristig für das Folgejahr buchbaren freien festen Einspeisekapazitäten (2,4 Prozent, siehe Abb. GWJ 2009/2010) hat sich im Vergleich zu den kurzfristig buchbaren Kapazitäten im vorangegangenen Berichtsjahr nur geringfügig verändert (Berichtsjahr 2009: 1,7 Prozent). Im Vergleich zum letzten Berichtsjahr sind in der Fünfjahresvorschau mit 13,4 Prozent deutlich mehr freie feste Einspeisekapazitäten verfügbar (Berichtsjahr 2009: 4,8 Prozent). An den Grenzen zu den Niederlanden (L-Gas), Norwegen und Tschechien stieg der Anteil der verfügbaren Kapazität um ca. acht bis zehn Prozent, an der Landesgrenze zu Österreich sogar um fast 50 Prozent. Hingegen ist das Angebot an freier fester Einspeisekapazität an den Grenzen nach Belgien und Dänemark deutlich zurückgegangen.

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die verfügbaren Ausspeisekapazitäten an den Grenzübergangspunkten von Deutschland.

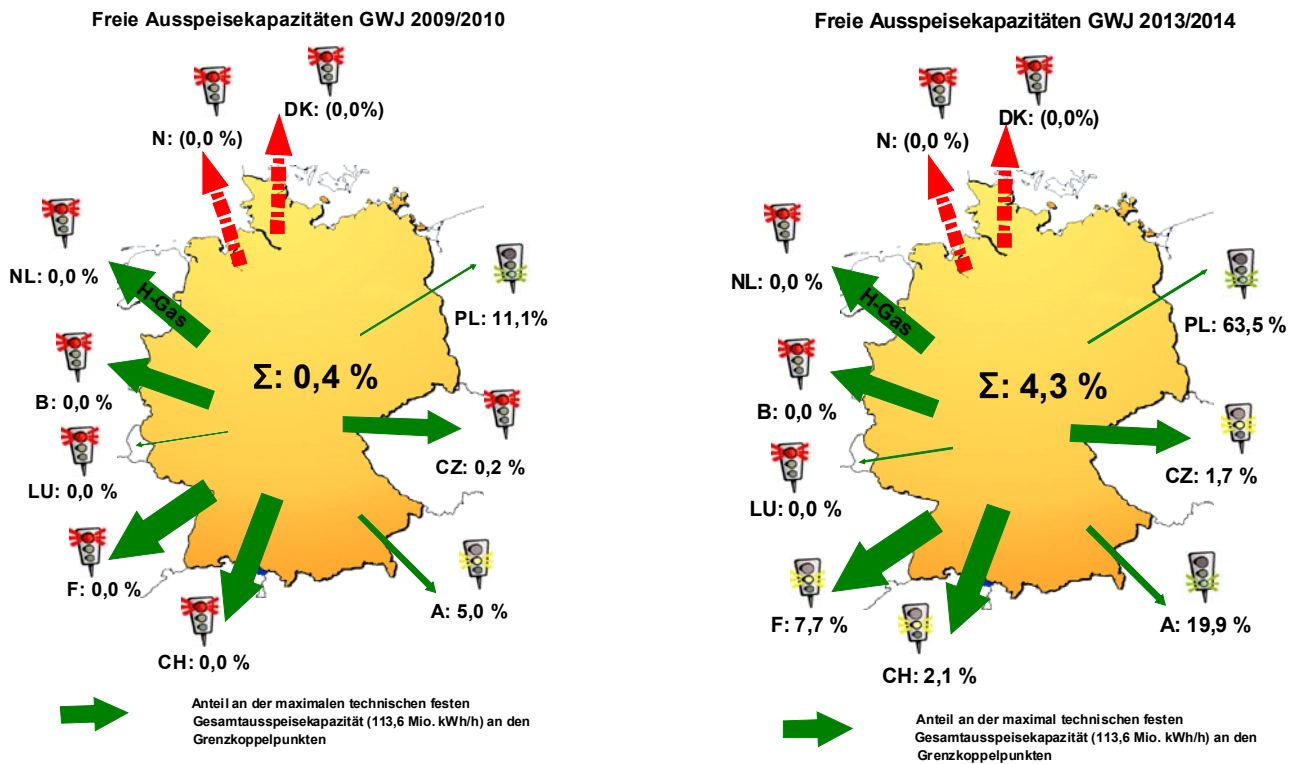


Abbildung 140: Darstellung der freien festen Auspeisekapazität an den Grenzübergangspunkten am Stichtag 1. Oktober 2009 für die Gaswirtschaftsjahre 2009/2010 und 2013/2014

Bei den freien festen Auspeisekapazitäten zeigt sich ein gegenteiliger Trend im Verhältnis zu den Einspeisekapazitäten. Hier verschlechtert sich die Kapazitätssituation sogar noch im Vergleich zum vergangenen Gaswirtschaftsjahr. Die festen Auspeisekapazitäten sind für lange Zeit (Gaswirtschaftsjahr 2013/2014: 95,7 Prozent) nahezu vollständig ausgebucht. Lediglich an den Grenzen nach Österreich und Polen sind noch nennenswerte Anteile an freien festen Kapazitäten vorhanden. Die langfristigen Auspeisekapazitäten Richtung Polen und Österreich wurden auch in dem vergangenen Gaswirtschaftsjahr von den Transportkunden weniger nachgefragt. Ingesamt betragen im Berichtsjahr 2009 die kurzfristig buchbaren freien Auspeisekapazitäten an allen Grenzübergangspunkten in Summe 0,5 Prozent und in der Fünfjahresvorschau 5,5 Prozent.

Netze; Kapazitätsangebot; Netzzugangsverweigerungen (Gas)

Die Bundesnetzagentur führt eine Datenbank zur Erfassung der gemäß § 20 Abs. 2 EnWG von den Netzbetreibern zu übersendenden Mitteilungen über Netzzugangsverweigerungen¹³⁴, um u. a. die Kapazitätssituation überwachen zu können. Im Gaswirtschaftsjahr 2008/2009 sind bei der Bundesnetzagentur 218 Netzzugangsverweigerungen von insgesamt sieben Marktgebietsverantwortlichen gemeldet worden. Diese Zahl dürfte nicht dem tatsächlichen unerfüllten Kapazitätsbedarf entsprechen, da viele Transportkunden schon aufgrund der roten Buchungsampeln von einer Kapazitätsanfrage bei dem jeweiligen Netzbetreiber abgesehen haben. In der novellierten GasNZV ist die Verweigerung in § 13 Abs. 1 definiert, sodass in der Zukunft die Statistik der Netzzugangsverweigerung an Aussagekraft gewinnen dürfte.

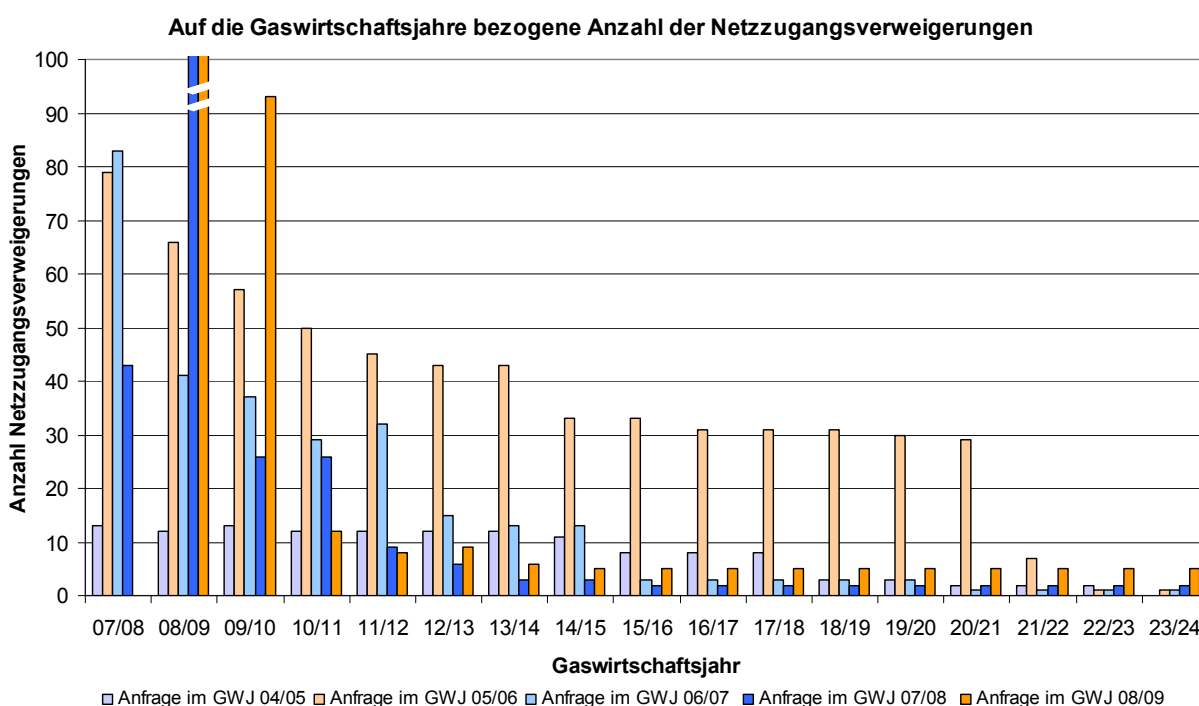


Abbildung 141: Auf die einzelnen GWJ bezogene Anzahl der Netzzugangsverweigerungen, die in den Gaswirtschaftsjahren 2004/2005 bis 2008/2009 von den Fernleitungsnetzbetreibern an die Bundesnetzagentur gemeldet wurden¹³⁵.

Die Abbildung zeigt, dass die höchste Anzahl der Netzzugangsverweigerungen immer für das jeweils kommende Gaswirtschaftsjahr ausgesprochen wird. Zusätzlich wird deutlich, dass an wichtigen Netzkoppelpunkten die freien Kapazitäten schon weit in der Zukunft angefragt werden und frühzeitig vergeben (ausgebucht) sind. Neben der reinen Anzahl der Anfragen vermittelt auch die angefragte und verweigerte Menge an Kapazität ein gutes Bild über den Bedarf der Transportkunden. Die nachfolgende Abbildung zeigt, im welchem Umfang der Zugang zu Kapazitäten in den letzten drei Gaswirtschaftsjahren verweigert wurde.

¹³⁴ <http://www.bundesnetzagentur.de> (Sachgebiete „Elektrizität/Gas“, „Anzeigen / Mitteilungen“, „Mitteilung Verweigerung Gasnetzzugang gem. § 20 Abs. 2 EnWG“).

¹³⁵ Die Anzahl der Netzzugangsverweigerungen ist im dargestellten Diagramm höher als die im Text genannte Anzahl (GWJ 2008/2009: 218), da sich einige Netzzugangsverweigerungen über einen Zeitraum von mehreren GWJ erstrecken.

Die Anzahl der Netzzugangsverweigerungen betrug im GWJ 2007/2008 126 und im GWJ 2008/2009 218 für den Zeitraum des GWJ 2008/2009. Sie wurden aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht vollständig dargestellt.

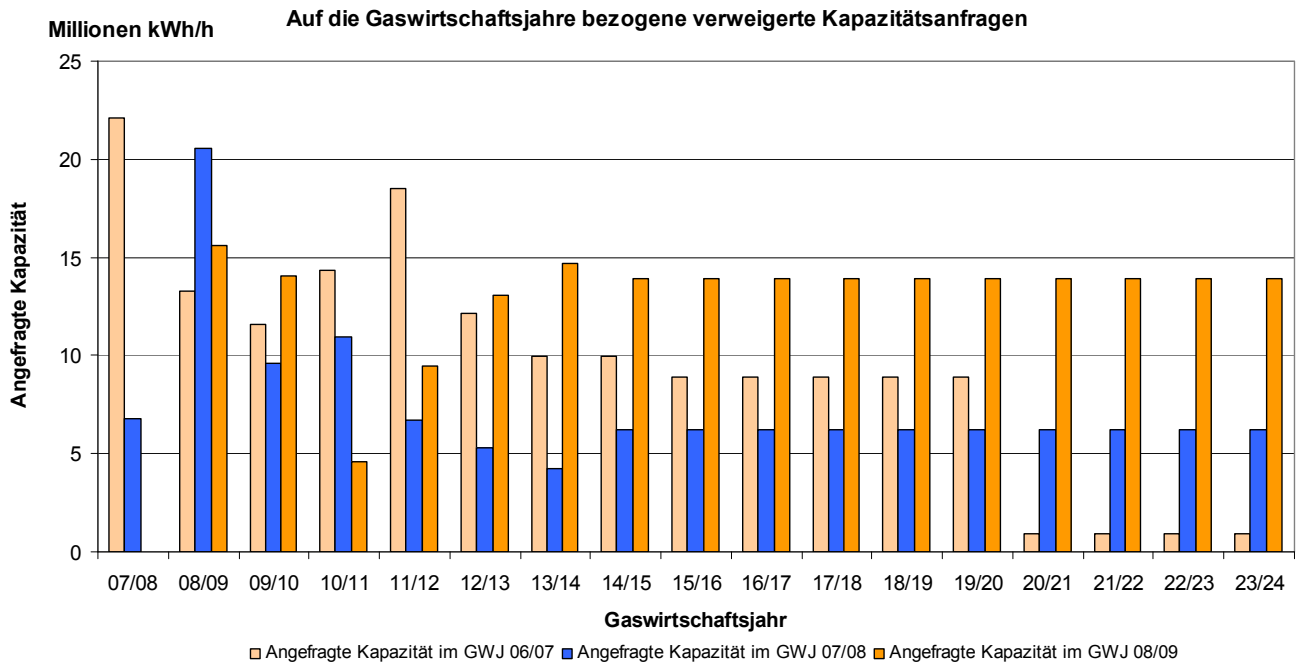


Abbildung 142: Auf die einzelnen GWJ bezogene verweigerte Kapazitätsanfrage, die in den Gaswirtschaftsjahren 2006/2007 bis 2008/2009 von den Fernleitungsnetzbetreibern an die Bundesnetzagentur gemeldet wurden.

Die Auswertung der Daten ergibt, dass in erheblichem Umfang vertragliche Engpässe als Begründung für die Netzzugangsverweigerungen angeführt wurden. Häufig wurde angegeben, dass die vorhandenen Kapazitäten von (anderen) Transportkunden bereits ausgebucht waren. In über 65 Prozent der Anfragen im Gaswirtschaftsjahr 2008/2009 wurden daraufhin Transportverträge auf unterbrechbarer Basis abgeschlossen (Berichtsjahr 2007: 51 Prozent, Berichtsjahr 2008: 98 Prozent).

Wie zuvor erläutert, werden die meisten Netzzugangsverweigerungen kurzfristig für das aktuelle bzw. das unmittelbar folgende Gaswirtschaftsjahr ausgesprochen. Daher wurden in der nachfolgenden Abbildung die Netzzugangsverweigerungen aus den Gaswirtschaftsjahren 2007/2008 und 2008/2009 für diesen kurzfristigen Zeitraum detaillierter ausgewertet.

Angefragte Kapazitätsprodukte

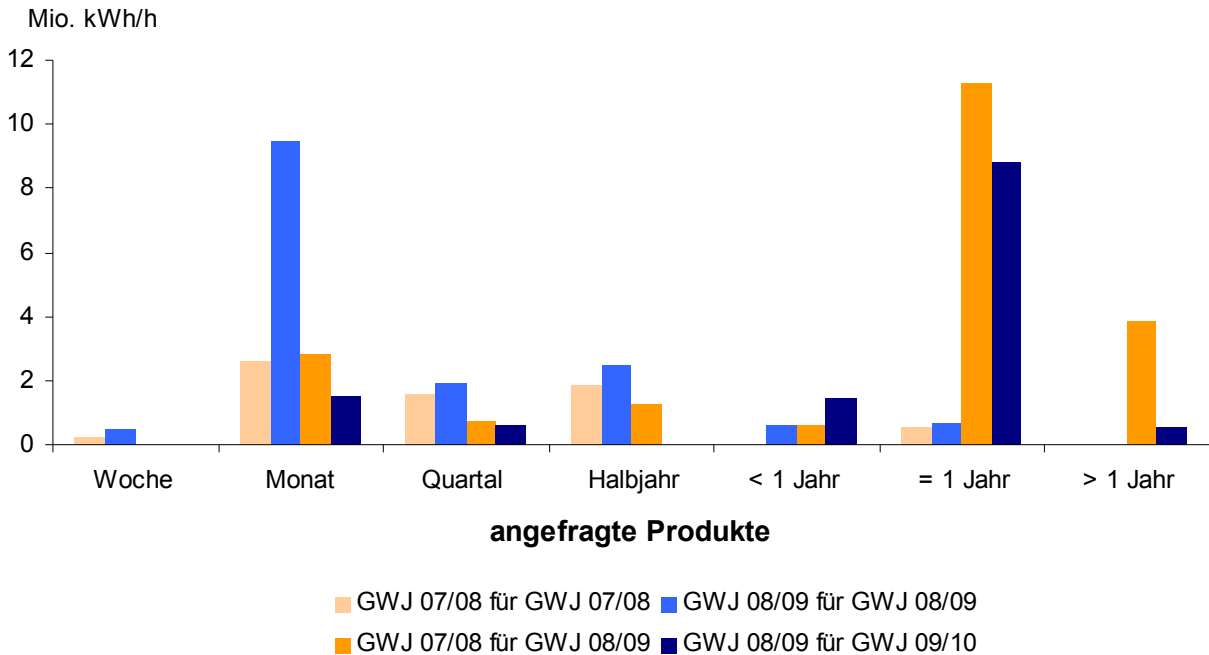


Abbildung 143: Abbildung 5: In den GWJ 07/08 und 08/09 angefragte Kapazitätsprodukte

Die Abbildung verdeutlicht, dass die Transportkunden im laufenden Gaswirtschaftsjahr insbesondere Monatsprodukte nachgefragt haben. Dies lässt sich durch den zunehmend entwickelten Wettbewerb begründen. Wochenkapazitäten wurden von den Transportkunden kaum nachgefragt. Für das kommende Gaswirtschaftsjahr wurden kurzfristig überwiegend Jahreskapazitäten angefragt, Kapazitäten mit längerer Laufzeit hingegen weniger. Zusätzlich interessierten sich die Transportkunden noch stärker für die Kapazitätsbuchung einzelner Monate.

Die Auswertung der kurzfristigen Netzzugangsverweigerungen zeigt beim Vergleich der angefragten Kapazität gegenüber den langfristigen Kapazitätsbuchungswünschen, dass der Markt für das kommende Jahr ein Angebot von Monatskapazitäten und für das folgende Jahr insbesondere kurzfristig verfügbare Jahreskapazitäten anfragt. Kapazitätsprodukte mit einer Laufzeit „Rest-of-the-Year“ (< 1 Jahr) werden weniger nachgefragt. Diese Nachfragemünsche könnten mit einer Reservierung eines Anteils der technisch verfügbaren festen Langfristkapazität für die Vermarktung von Produkten mit kürzeren unterjährigen Laufzeiten erfüllt werden, wie sie in der novellierten GasNZV nun vorgesehen ist.

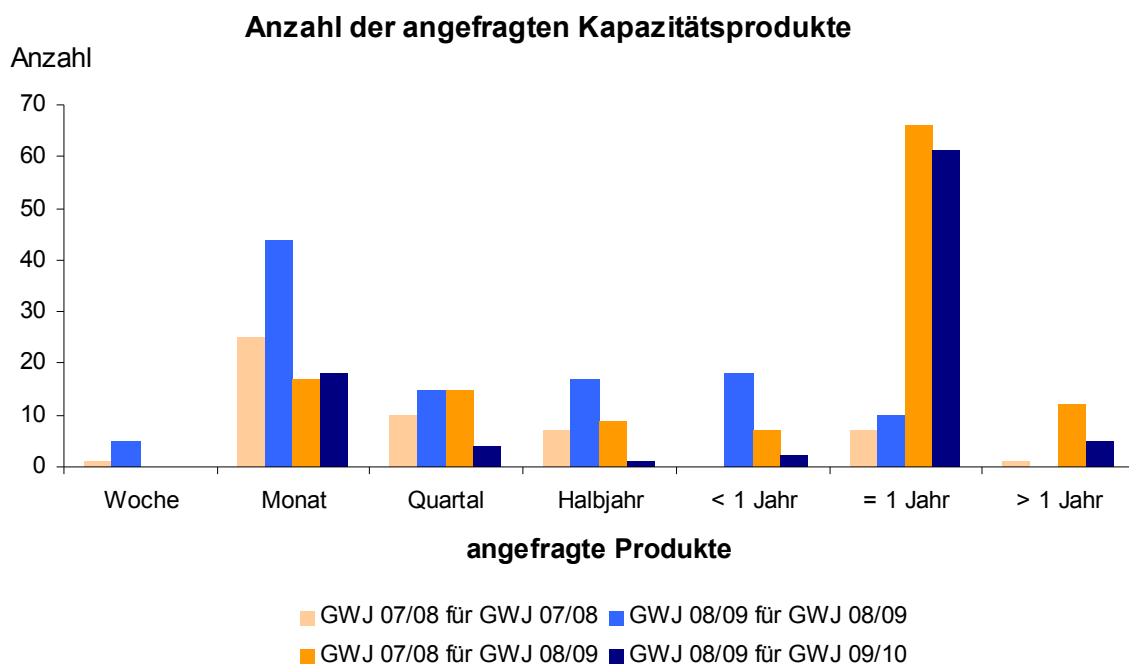


Abbildung 144: Anhang Abbildung: In den GWJ 07/08 und 08/09 Anzahl der angefragten Kapazitätsprodukte

Netze; Kapazitätsangebot; Unterbrechbare Kapazitäten (Gas)

Unterbrechbare Kapazitäten wurden im Berichtsjahr 2009 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	Anteil an gebuchter fester Kapazität	unterbrechbare Kapazität	Anteil an gebuchter fester Kapazität
2009	137 Mio. kWh/h	21%	71 Mio. kWh/h	23%
2008	116 Mio. kWh/h	22%	91 Mio. kWh/h	26%
2007	44 Mio. kWh/h	8%	59 Mio. kWh/h	10%

Tabelle 78: Unterbrechbare Kapazitätsbuchungen in den Berichtsjahren 2007 bis 2009

Des Weiteren wurden die Fernleitungsnetzbetreiber aufgefordert, tatsächliche Unterbrechungen im Zusammenhang mit der Nominierung von unterbrechbaren Kapazitätsverträgen anzugeben. Die Ergebnisse wurden getrennt nach Grenznznetzkoppelpunkten (Grenz-NKP) und marktgebietsüberschreitenden innerdeutschen Netzkoppelpunkten (MÜT) für die letzten beiden Jahre dargestellt.

Jahr	Netzkoppelpunkt-kategorie	nicht transportierte Gasmenge	Dauer der Unterbrechung
2009	Grenz-NKP	1.472 GWh	1.726 h
	MüT-NKP	164 GWh	668 h
2008	Grenz-NKP	1.122 GWh	2.120 h
	MüT-NKP	5 GWh	2 h

Tabelle 79: Dauer und nicht transportierte Gasmenge bei unterbrechbaren Kapazitätsverträgen in 2008 und 2009

Es zeigt sich, dass 2009 an den Grenzen die Dauer der Unterbrechungen leicht abgenommen, die nicht transportierte Gasmenge jedoch leicht zugenommen hat.

14 von 37 Großhändlern und Lieferanten, die Gas auf Basis unterbrechbarer Verträge nominiert hatten, gaben an, tatsächlich im Gaswirtschaftsjahr 2008/2009 unterbrochen worden zu sein.

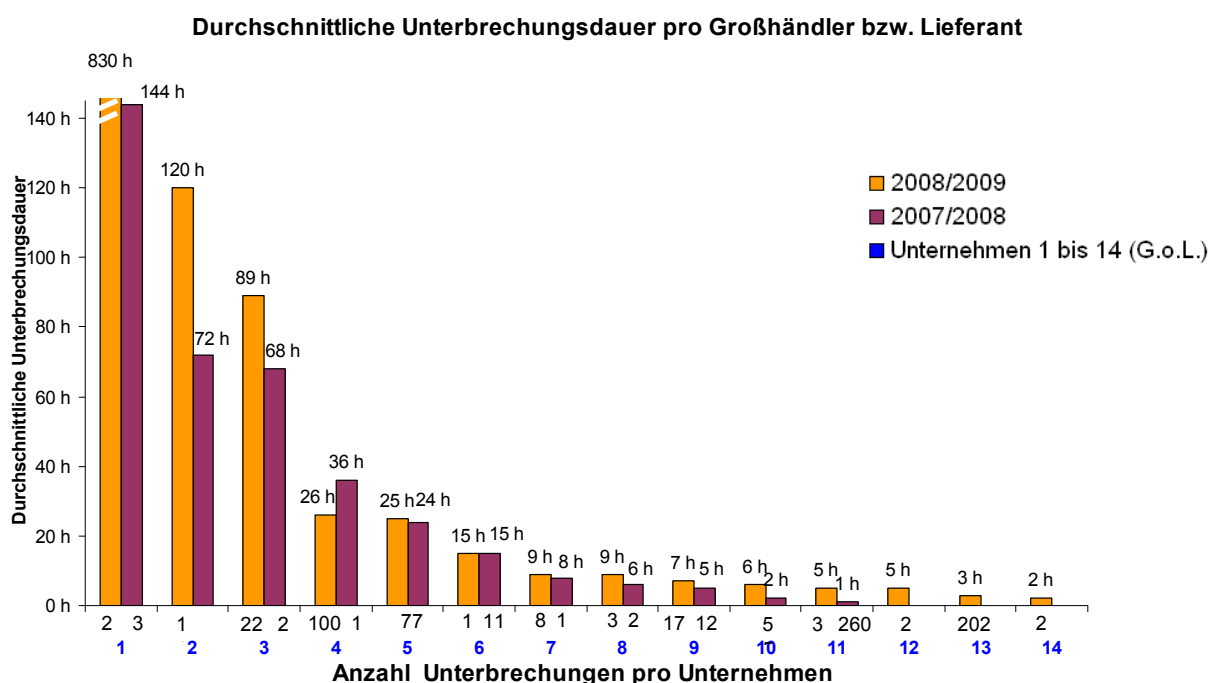


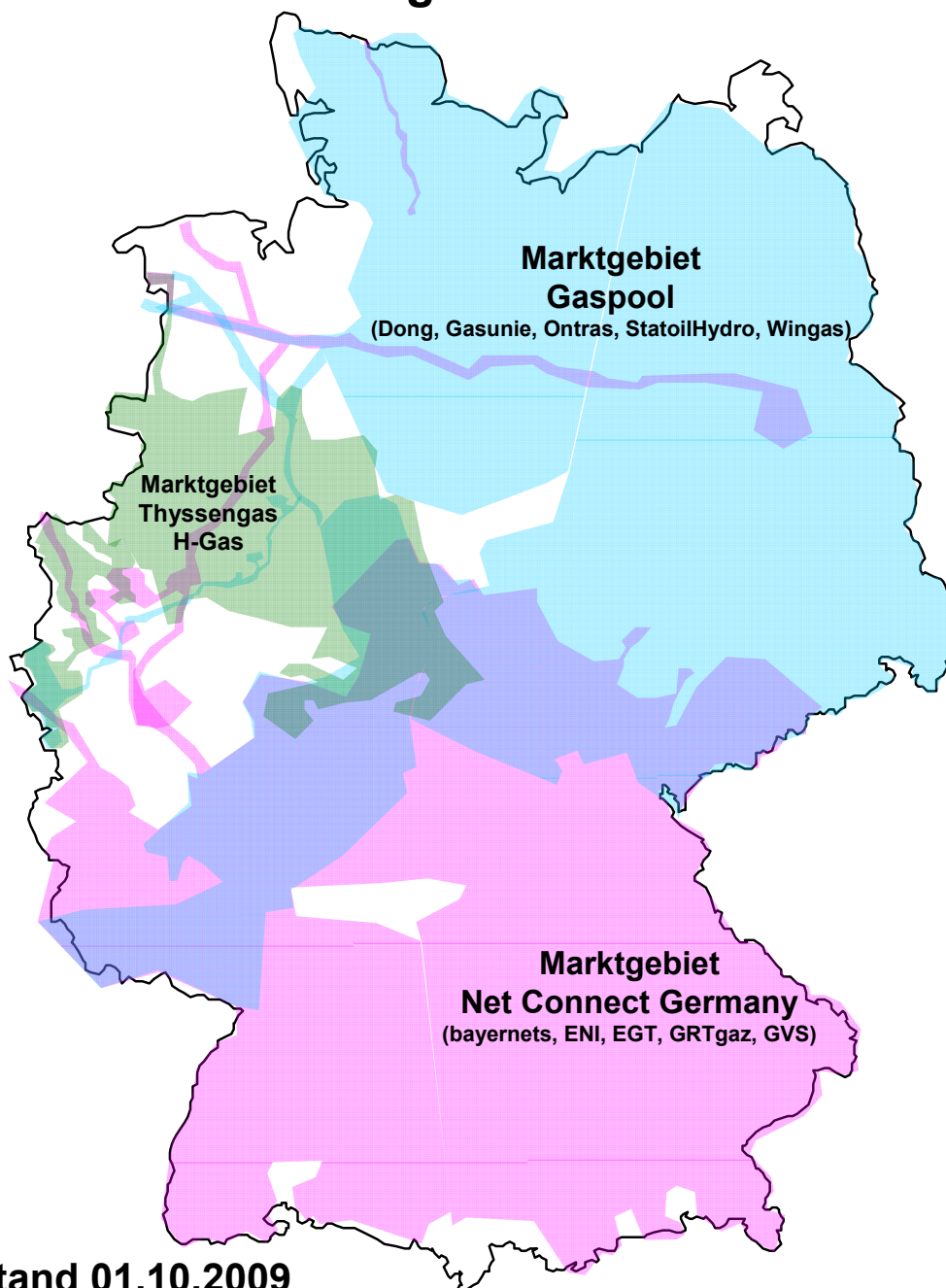
Abbildung 145: Anzahl der Unterbrechungen und durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Unternehmen.

Wie im letzten Berichtsjahr sind sowohl die Anzahl der Unterbrechungen als auch die Unterbrechungsdauer über die einzelnen Großhändler und Lieferanten sehr unterschiedlich verteilt. Neben der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer zeigt die Abbildung auch die absolute Anzahl der Unterbrechungen der jeweiligen Großhändler und Lieferanten. Bei der Bewertung der Abbildung ist zu beachten, dass ein Großhändler oder Lieferant mit höherer durchschnittlicher Unterbrechungszeit, aber geringerer Anzahl an Unterbrechungen, insgesamt für weniger Stunden unterbrochen wurde als andere dargestellte Großhändler oder Lieferanten. Zum Beispiel wurde der Großhändler oder Lieferant 2 (Unternehmen 2) mit nur einer Unterbrechung im Gaswirtschaftsjahr 2008/2009 für insgesamt 120 Stunden unterbrochen. Der Großhändler oder Lieferant 3 (Unternehmen 3) hingegen wurde mit 22 Unterbrechungen und durchschnittlich 89 Stunden pro Unterbrechung für insgesamt 1.958 Stunden unterbrochen.

Netze; Marktgebiete Gas

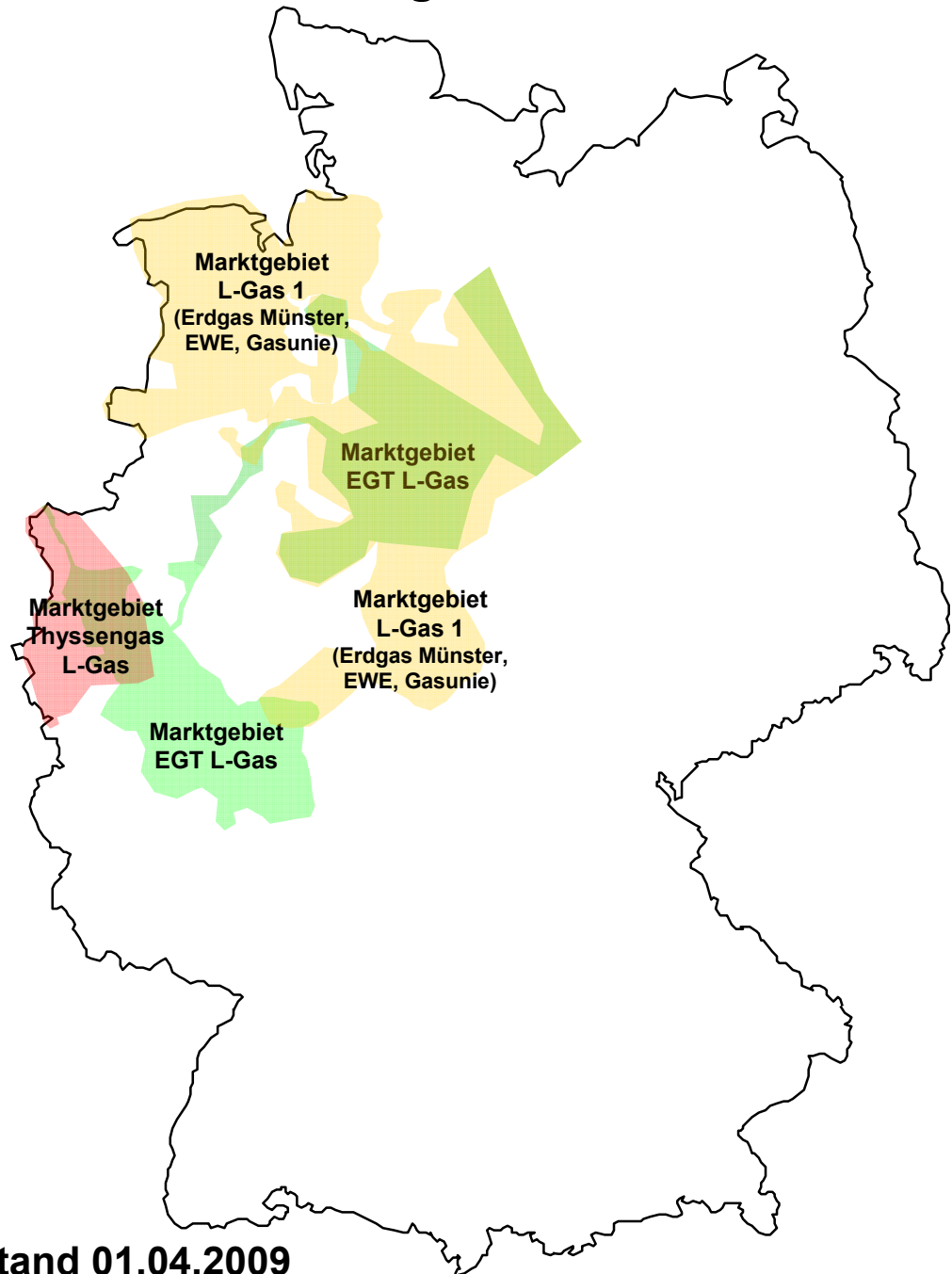
Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Veränderungen der Marktgebietslandschaft im H-Gas-Bereich in Deutschland im Vergleich zum letzten Berichtsjahr.

Drei Marktgebiete H-Gas



Zum 1. Oktober 2009 fanden weitere unternehmensübergreifende Marktgebietszusammenlegungen statt, welche die Anzahl der Marktgebiete deutlich verringerten. Das Marktgebiet Net-Connect Germany GmbH vergrößerte sich im südlichen Deutschland, indem die bestehende Kooperation der bayernets GmbH und der E.ON Gastransport GmbH um die marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber GRTgaz Deutschland GmbH sowie GVS Netz GmbH und Eni Gas Transport Deutschland S.p.A. erweitert wurde. Zusätzlich wurden im nördlichen Deutschland die Marktgebiete H-Gas Norddeutschland, Ontras und Wingas zum Marktgebiet Gaspool zusammengeführt.

Drei Marktgebiete L-Gas



Im L-Gas-Bereich hat sich nach der Marktgebietszusammenlegung L-Gas 1 zum 1. April 2009 keine weitere Veränderung ergeben. Somit ist Deutschland aktuell in sechs Marktgebiete aufgeteilt, jeweils drei im H-Gas- und drei im L-Gas-Bereich. Weitere Veränderungen der Marktgebietslandschaft werden durch die novellierte Gasnetzzugangsverordnung angestoßen werden.

Netze; Effizienzvergleich Fernleitungsnetzbetreiber (Anreizregulierung)

Die Betreiber von Gas-Fernleitungsnetzen, bei denen festgestellt wurde, dass kein wirksamer oder potenzieller Wettbewerb nach § 3 Abs. 2 GasNEV vorliegt, unterliegen seit dem 1. Januar 2010 der Anreizregulierung. Dies bedeutet, dass ihnen Obergrenzen für die Erlöse aus dem Netzbetrieb vorgegeben werden. Zur Bestimmung dieser Erlösobergrenzen durch die Bundesnetzagentur war für die betroffenen zehn Fernleitungsnetzbetreiber ein Effizienzvergleich nach den Vorschriften der ARegV durchzuführen. Um für die geringe Anzahl an Netzbetreibern belastbare Kostentreiber als Eingangsgrößen für den Effizienzvergleich zu identifizieren, wurde ein Beraterkonsortium beauftragt. Dieses entwickelte die "Wurzel aus dem Produkt von Transportmoment und Fläche" sowie die "mengengewichtete Druckdifferenz" als Parameter. Bei einer Anhörung am 7. Dezember 2009 wurden diese Parameter den Vertretern der betroffenen Wirtschaftskreise und der Verbraucher vorgestellt. Als Ergebnis der Konsultation und der daraufhin eingegangenen Stellungnahmen wurde mit der „Summe der Ein- und Ausspeisepunkte“ ein weiterer Parameter identifiziert und durch die Beraterfirma Sumicsid, die mit der konkreten Berechnung der Effizienzwerte beauftragt war, in das Effizienzvergleichsmodell übernommen. Die auf Basis dieses Modells errechneten Effizienzwerte sowie den erstellten Gutachten sind den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Anhörung zum Verfahren zur Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 und 2 ARegV zugestellt worden.

Netze; Bilanzierung Gas (Übersicht)

Die Bundesnetzagentur hat mit Wirkung zum 1. Oktober 2008 ein neues Regel- und Ausgleichsenergiesystem (GABi Gas) eingeführt. Im Zentrum der Regelungen steht der Übergang von der Stundenbilanzierung auf die Tagesbilanzierung und die gleichzeitige Reduzierung der Bilanzierungstoleranzen des Basisbilanzausgleichs auf Null. Für die Umsetzung von GABi Gas war die Implementierung umfangreicher neuer Prozesse erforderlich. Im zweiten Winter seit der Einführung bestand ein hoher externer Regelenergiebedarf durch eine Unterspeisung der Netze. Die positive Wirkung des Bilanzierungssystems auf den Gaswettbewerb hält insbesondere im Massengeschäft weiter an.

Netze; Bilanzierung Gas; Veränderungen der Wettbewerbssituation

Die Implementierung der Änderungen der Bilanzierungsregeln durch Einführung von GABi Gas hat nach Auffassung der Bundesnetzagentur auch im Jahr 2009 zu weiteren großen positiven Effekten im Wettbewerb des deutschen Gasmarktes geführt. Diese Bewertung wird ebenfalls durch die Händler- und Lieferantenangaben gefestigt. Die Transportkunden haben nach eigenen Angaben ihr Verhalten im Markt folgendermaßen geändert:

- 229 Transportkunden haben ihre Belieferung in andere Netze ausgedehnt
- 135 Transportkunden haben einen neuen Fokus die auf die Belieferung von Haushaltskunden
- 99 Transportkunden haben ihre Kapazitätsbuchungen angepasst
- 15 Transportkunden haben die Verwendung von unterbrechbaren Buchungen verändert
- 125 Transportkunden haben ihr Nachfrageverhalten am virtuellen Handlungspunkt verändert.

Transportkunden können auf verschiedene Art und Weise am deutschen Gasmarkt tätig werden. Mit der Wahl der Art ihres Bilanzkreises bestimmen sie die gewünschte Balance zwischen Entscheidungsfreiheit und wirtschaftlichem Risiko. Bei der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern werden 54 Prozent der erforderlichen Mengen in Deutschland durch selbstständige Bilanzkreise ohne Unterbilanzkreis/Subbilanzkreise sowie verbundene Bilanz-

kreise, 43 Prozent durch Unterbilanzkreise/Subbilanzkonten und drei Prozent durch verbundene Bilanzkreise abgewickelt. Das besagt, dass die Versorgung durch einen Vorlieferanten vorgenommen wird, der die notwendigen Mengen und Flexibilitäten am nationalen, internationalen Großhandelsmarkt oder beim Erzeuger bezogen hat. Die Verwendung eines abhängigen Bilanzkreises macht eine enge Abstimmung mit den Partnern im Bilanzkreis notwendig.

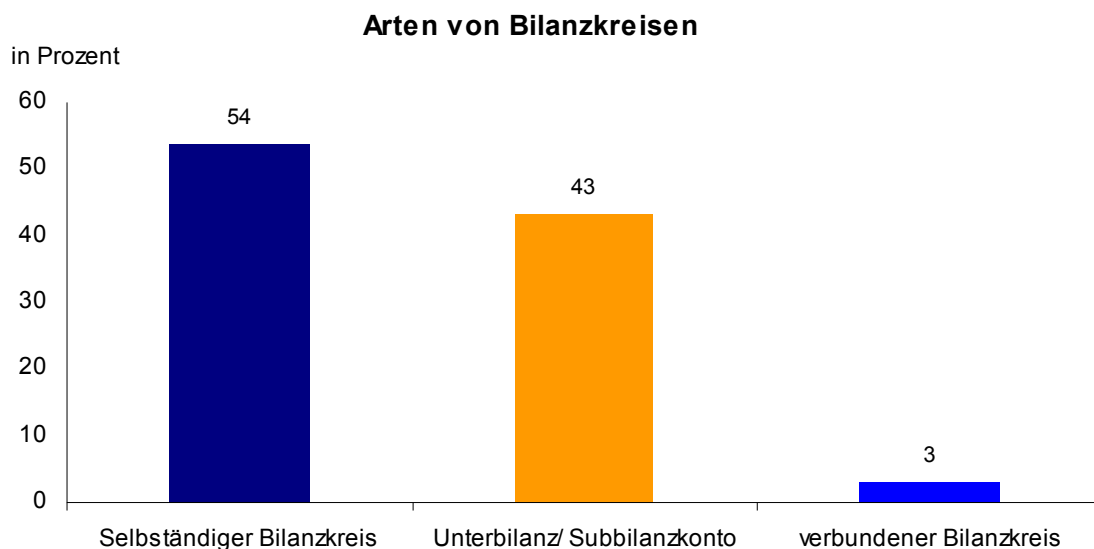


Abbildung 146: Arten von Bilanzkreisen

68 (zehn Prozent) Großhändler bzw. Lieferanten gaben an, sie würden in mehr als einem Marktgebiet selbstständig Bilanzkreise führen. 538 (78 Prozent) antworteten auf diese Frage mit nein. 87 (dreizehn Prozent) machten hierzu keine Angaben.

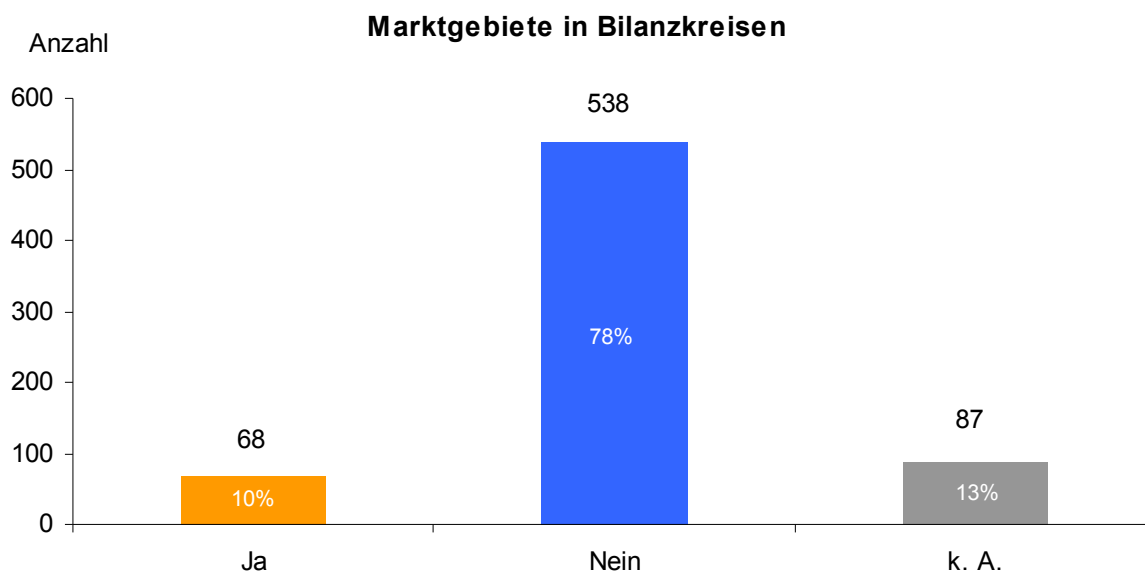


Abbildung 147: Marktgebiete in Bilanzkreisen

Netze; Bilanzierung Gas; Regelenergie

Einsatz interne Regelenergie

Im Folgenden wird die Entwicklung des Einsatzes interner Regelenergie für den Zeitraum vom 1. April 2009 bis 31. März 2010 betrachtet.

Interne Regelenergie wird vornehmlich durch den Einsatz des Netzpuffers in den deutschen Fernleitungs- und Verteilernetzen bereitgestellt. Aus von den Bilanzkreisnetzbetreibern gelieferten Informationen ergibt sich ein maximal täglich verfügbares Netzpuffervolumen von 1,2 TWh, welches knapp 30 Prozent der an diesem Tag transportierten Gasmenge darstellt. Laut Angaben aus der Monitoringabfrage ist es nur in wenigen Marktgebieten zu einem aktiven Angebot der Netzbetreiber für interne Regelenergie in Form von Meldungen Ihres Netzpuffers gegenüber dem jeweiligen Bilanzkreisnetzbetreibern gemäß § 11 Ziffer 4 KOV III gekommen. Allerdings geben insgesamt zehn Fernleitungsnetzbetreiber an, dass bis Ende September 2009 interne Regelenergie in ihrem Netz durch den Bilanzkreisnetzbetreiber abgerufen wurde; dies erfolgte in diesen Fällen an durchschnittlich 300 Tagen. Zu einem Abruf interner Regelenergie aus Verteilernetzen kam es nur in wenigen Fällen. Die eingesetzten absoluten Monatsmengen für positive und negative interne Regelenergie veranschaulicht das folgende Diagramm. Auf die Größe des Netzsystems wird nicht Bezug genommen. Für die Zeiträume vor der Bildung der Marktgebiete Gaspool und Net Connect Germany wurden jeweils die Regelenergieeinsätze der einzelnen beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber aufsummiert.

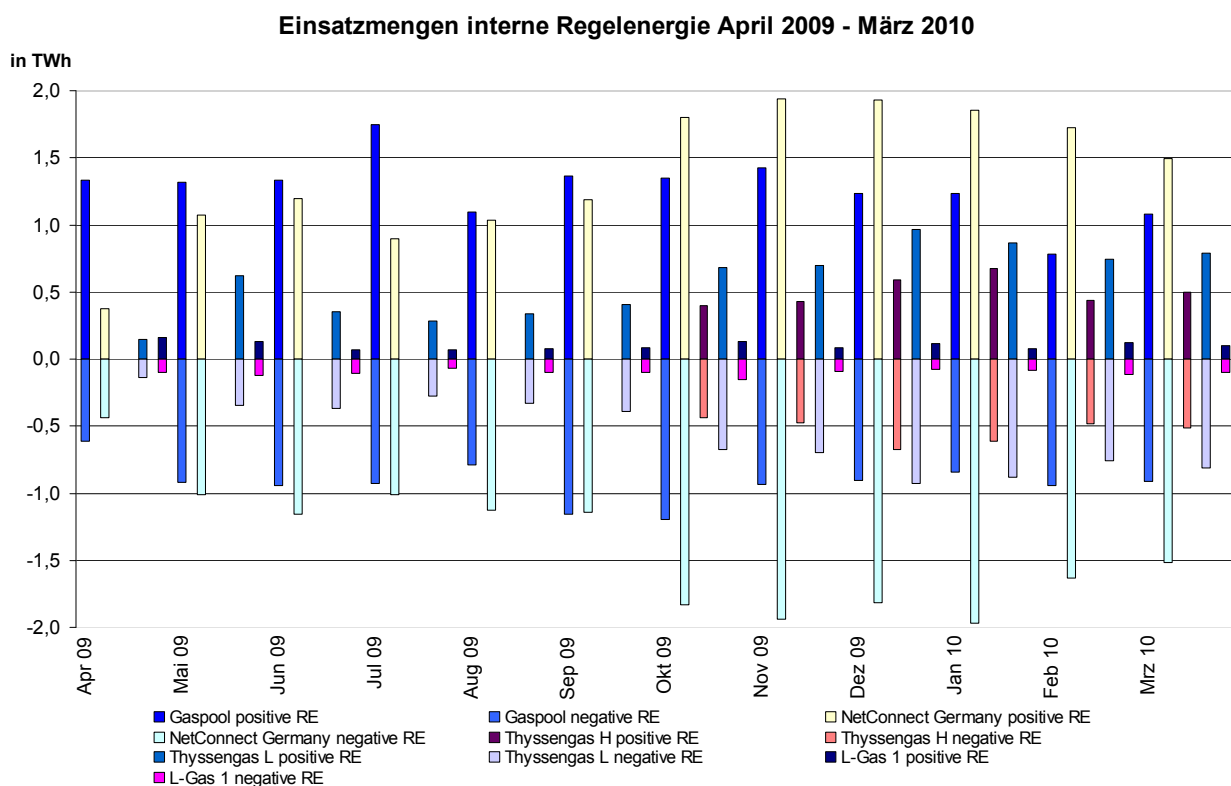


Abbildung 148: Einsatzmengen interne Regelenergie April 2009 – März 2010

Einsatz externe Regelenergie

Nach GABi Gas umfasst die externe Regelenergie sowohl Dienstleistungen zur untertägigen Strukturierung, als auch die dauerhafte Beschaffung von Gas zum Ausgleich von Fehlmengen bzw. die dauerhafte Veräußerung von Gas zum Ausgleich von Überschussmengen. Für alle Marktgebiete werden im Internet Daten zum Einsatz von externer Regelenergie veröffentlicht. Für drei Marktgebiete wird angegeben, dass sie ihren Bedarf an externer Regelenergie nur über die Veräußerung und Beschaffung von Gasmengen decken. In den verbleibenden Marktgebieten werden neben der Veräußerung und Beschaffung von Gasmengen teilweise auch Dienstleistungen zur untertägigen Strukturierung als externe Regelenergie eingesetzt. Diese können in einzelnen Marktgebieten (z. B. Gaspool) einen erheblichen Anteil der Regelenergie ausmachen. Aufgrund der mangelnden Vergleichbarkeit beschränkt sich die folgende Abbildung auf die Darstellung der monatlichen Gasein- und Verkäufe der Bilanzkreisnetzbetreiber:

Einsatzmengen externe Regelernergie April 2009 - März 2010

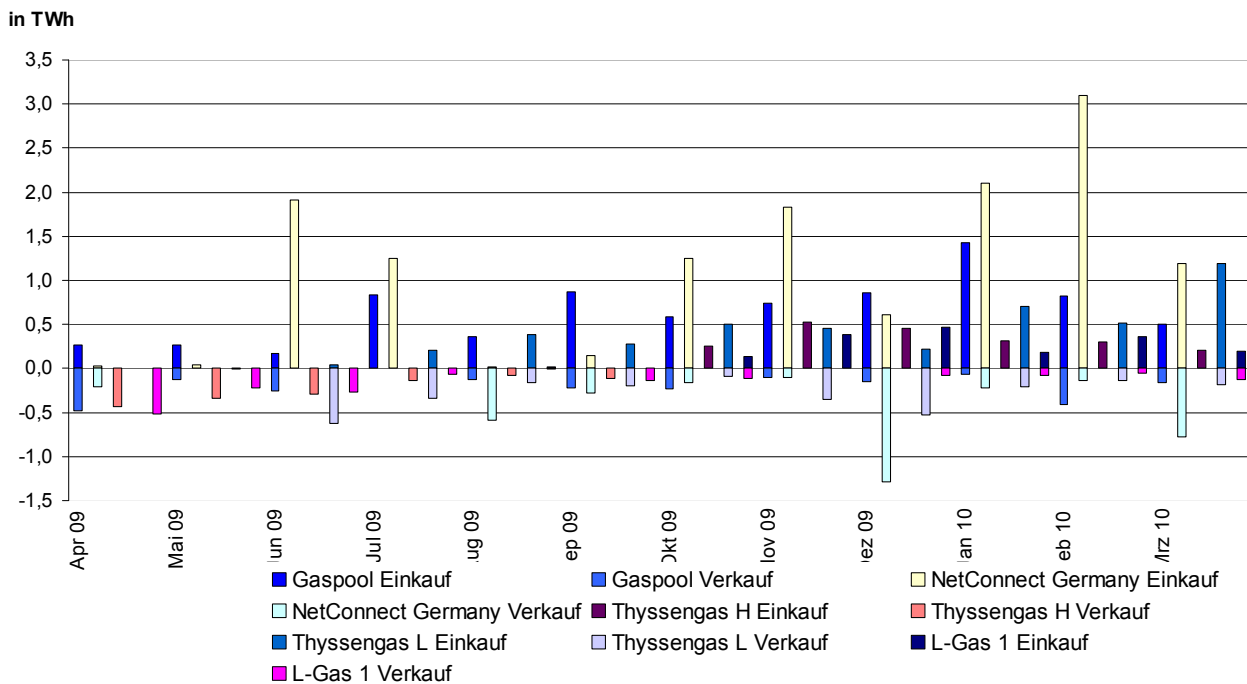


Abbildung 149: Einsatzmengen externe Regelernergie April 2009 – März 2010

Es wird deutlich, dass die Netze tendenziell eher unterspeist waren, denn die eingekauften Mengen waren insgesamt größer als die verkauften Mengen. Auffällige Spitzen im Gaseinkauf zum Ausgleich von Unterspeisungen zeigen sich in den großen H-Gas-Marktgebieten sowohl im Sommer als auch im Herbst/Winter, wobei ein starker Regelernergiebedarf insbesondere im Januar und Februar 2010 anfiel. Für das L-Gas-Marktgebiet Thyssengas trat die Winterspitze verzögert im März 2010 auf. Im Dezember 2009 allerdings kam es im NCG-Marktgebiet wiederum zu einer deutlichen Überspeisung. Bislang lassen sich demnach keine saisonalen Regelmäßigkeiten in Bezug auf den Regelernergieeinsatz feststellen.

Für drei Marktgebiete halten die zuständigen Bilanzkreisnetzbetreiber nach ihren Angaben im Rahmen des Monitorings auch lokale bzw. regionale Regelernergie vor. Letztere ist bei zwei Bilanzkreisnetzbetreibern zum Einsatz gekommen. Lokale Regelernergie wird nur in einem bestimmten Teil eines Netzes benötigt. Damit ist der Bedarf so spezifisch, dass die Anzahl potentieller Anbieter eingeschränkt ist.

Externe Regelernergieprodukte und Ausschreibungsverfahren

In den einzelnen Marktgebieten wurden jeweils unterschiedliche Verfahren der Ausschreibung entwickelt. Insbesondere ergeben sich Unterschiede bei der Ausgestaltung der Flexibilitätsprodukte, der Bepreisung, den Ausschreibungszeiträumen sowie den Losgrößen. Commodity-Produkte und Flexibilitäts-Produkte werden überwiegend über Beschaffungsportale und Ausschreibungsverfahren abgewickelt. In Portalen können registrierte Anbieter/Nachfrager nach Wunsch Preis, Verfügbarkeit und Losanzahl täglich variieren. Zusätzlich ist es möglich Angebote längerfristig zu platzieren. In mindestens zwei Marktgebieten werden Commodity-Produkte im Day-Ahead Bereich nun teilweise über die Gasbörse (EEX) beschafft. Im Within-Day-Bereich nutzt bisher ein Bilanzkreisnetzbetreiber die Gasbörse. Ausschreibungen werden in einigen Marktgebieten auf jährlicher, in anderen auf monatlicher oder täglicher Basis getätigt. Nach Aussagen der Händler sinkt die Fähigkeit und/oder das Interesse an der Beteiligung an Ausschreibungsverfahren je langfristiger der Zeitraum und je größer die Lose sind. Im Befragungszeitraum zeichnete sich der positive Trend zu kleineren Losen und kürzeren Ausschrei-

ungszeiträumen ab.

Hinsichtlich des Ergebnisses der Preisgestaltung bei der Beschaffung von externer Regelenergie ergibt sich aus den Angaben im Rahmen des Monitorings ein ausgesprochen heterogenes Bild:

- fünf Bilanzkreisnetzbetreiber beschaffen ihre externe Regelenergie ausschließlich über die Bezahlung eines Arbeitspreises. Dies bedeutet, dass nur im Fall des tatsächlichen Einsatzes externer Regelenergie Kosten fällig werden.
- fünf Bilanzkreisnetzbetreiber wenden eine Kombination von Arbeitspreis und Leistungspreis an.

Entwicklung der Regelenergieumlage

Die Erlöse der Bilanzkreisnetzbetreiber aus der Preisspreizung der Ausgleichsenergie und den Strukturierungsbeiträgen werden je Marktgebiet auf einem Umlagekonto verbucht, aus dem sämtliche Kosten der Regelenergie beglichen werden. Auch die Mehr- und Mindermengabrechnung wird über das Umlagekonto abgewickelt. Da die Ausgaben regelmäßig die Einnahmen übersteigen, kann auf die Ausspeisemenge bei Letztverbrauchern eine Regelenergieumlage erhoben werden. Der im vorherigen Abschnitt dargestellte zeitweise sehr hohe Regelenergieeinsatz spiegelt sich auch in der Entwicklung der Regelenergieumlage wieder.

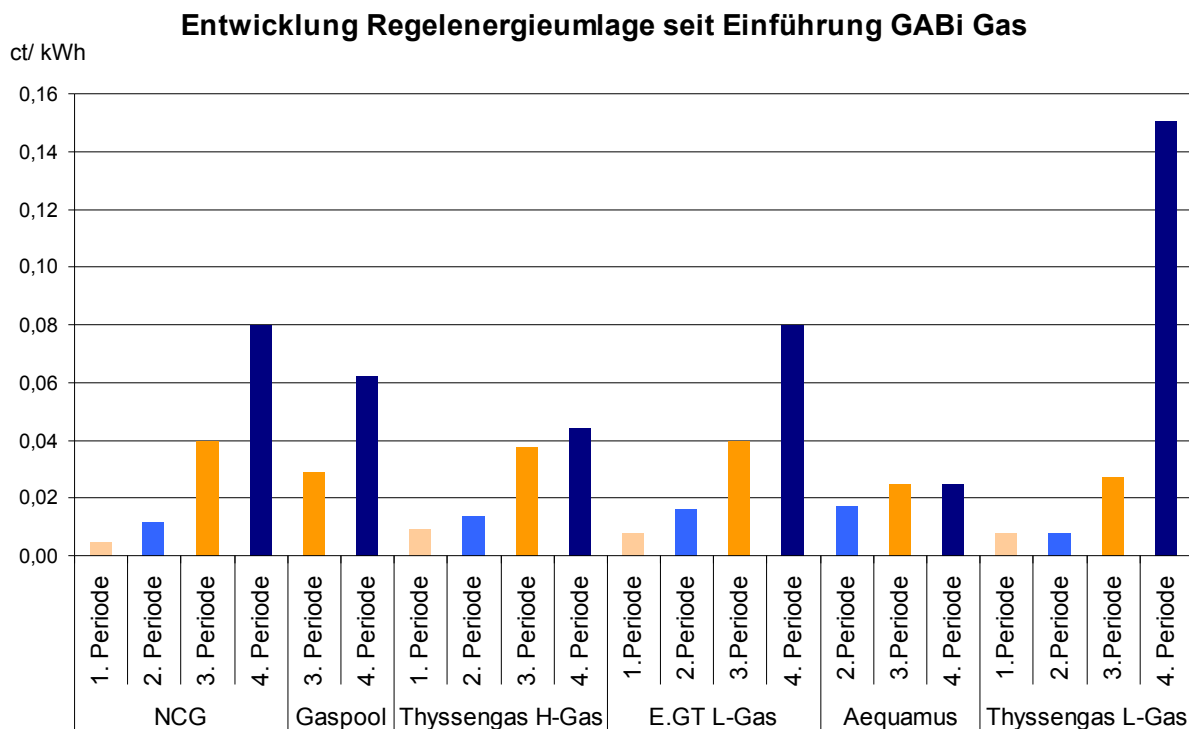


Abbildung 150: Entwicklung Regelenergieumlage seit Einführung GABi Gas

In vielen Marktgebieten zeigt sich eine Erhöhung der Regelenergieumlage in der vierten Periode. Diese lässt sich teilweise durch den erhöhten Regelenergiebedarf der Bilanzkreisnetzbetreiber in der dritten Periode begründen.

Netze; Bilanzierung Gas; Unterteilung der Gaskunden in verschiedene Fallgruppen

Das System der GABi Gas sieht eine Unterteilung der Letztverbraucher in verschiedene Fallgruppen vor, bei denen unterschiedliche Abnahmeverhalten und Gründe der Vereinfachung für Transportkunden zu unterschiedlichen Abwicklungsregeln führen. Zu diesen Fallgruppen zählen neben den SLP-Entnahmestellen Großverbraucher mit und ohne Tagesband. Die Unterscheidung der beiden Großverbrauchergruppen wird anhand der Entnahmeleistung vorgenommen. Wer weniger als 300 MWh/h entnimmt, wird standardmäßig als Großverbraucher mit Tagesband eingestuft, wer darüber liegt, ist zunächst Großverbraucher ohne Tagesband. Das Hauptunterscheidungsmerkmal liegt in den unterschiedlichen Toleranzwerten, die auf die stündlichen Allokationsdifferenzen gewährt werden. Die Toleranz für die Großverbraucher mit Tagesband liegt bei 15 Prozent, die für die Verbraucher ohne Tagesband liegt lediglich bei zwei Prozent. Der Transportkunde hat die Möglichkeit, seinen Kunden in die jeweils andere Fallgruppe einordnen zu lassen, sofern der Netzbetreiber dem nicht aus technischen Gründen widerspricht. Zusätzlich zu den genannten Kundengruppen existiert die Gruppe der Kunden, die über die Möglichkeit der Online-Absteuerung verfügen.

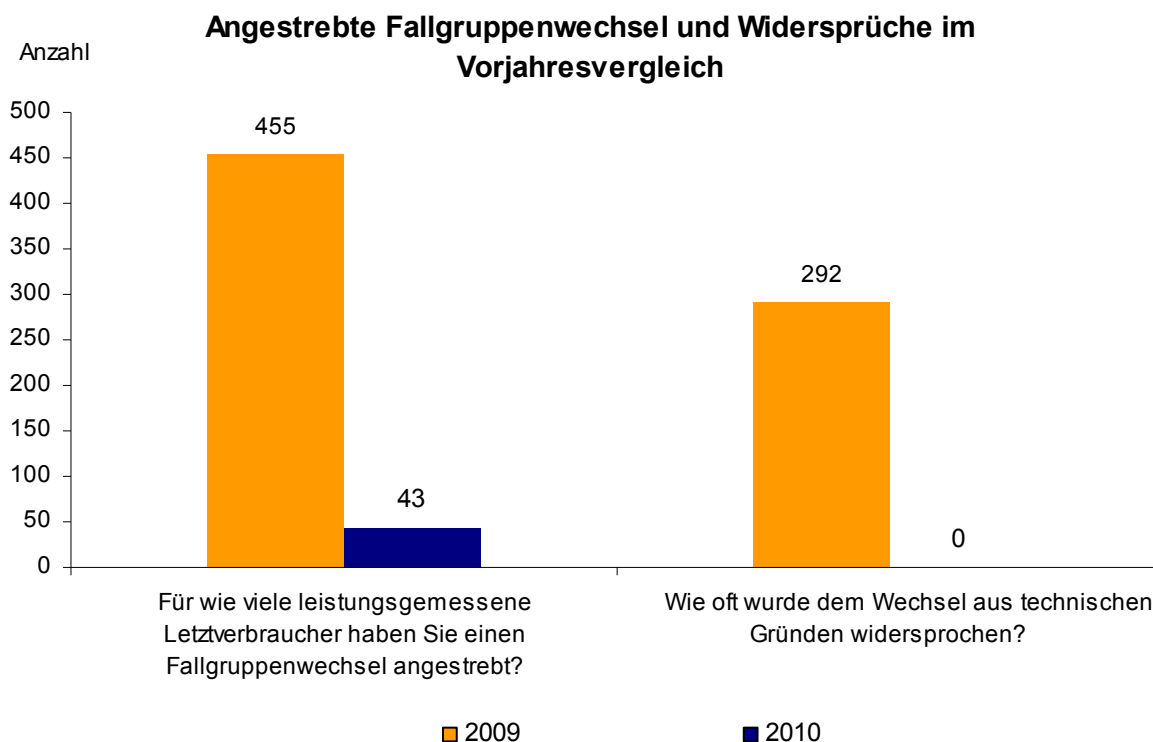


Abbildung 151: Angestrebte Fallgruppenwechsel und Widersprüche im Jahresvergleich. Insgesamt sind die Letztverbraucher wie folgt auf die Gruppen verteilt:

Verteilung der Großverbraucher

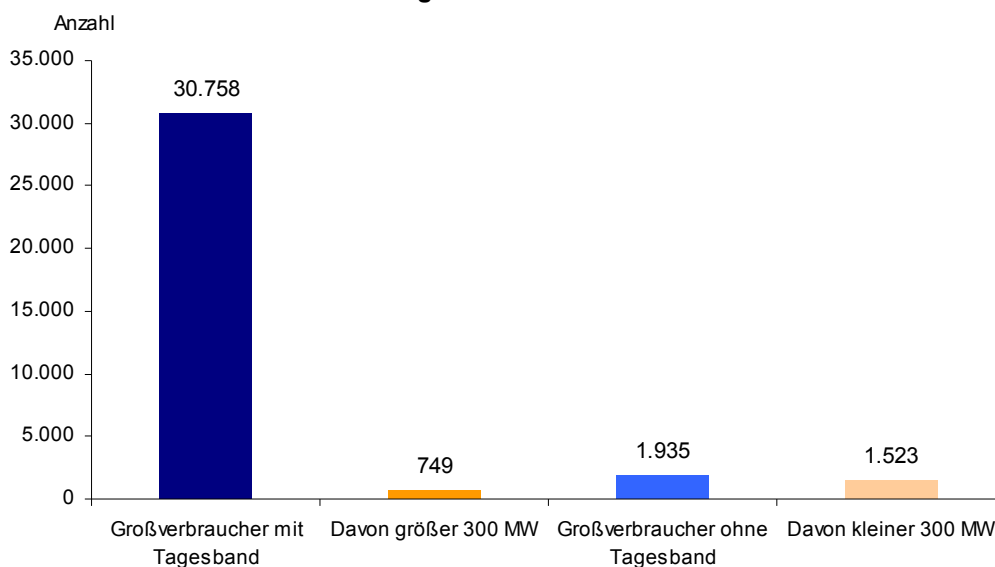


Abbildung 152: Verteilung der Großverbraucher

Verteilung der Großverbraucher

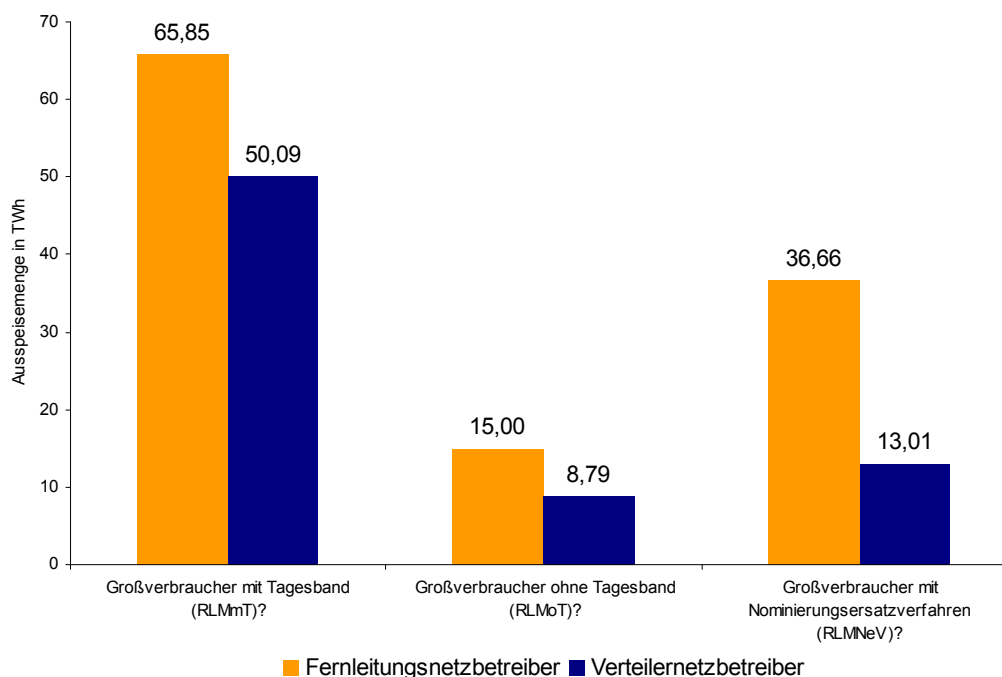


Abbildung 153: Verteilung der Großverbraucher nach Ausspeisemenge

Netze; Bilanzierung Gas; Datenübermittlung und -Veröffentlichungen gemäß GABi Gas

Nach Anlaufschwierigkeiten hat sich das Datenmanagement im Regime der GABi Gas weitestgehend stabilisiert. Der bilanzrelevante Datenaustausch erfolgt durch die Beteiligten in verschiedenen Edig@s-Formaten. Diese wurden den verschiedenen Marktteilnehmern wie folgt genutzt:

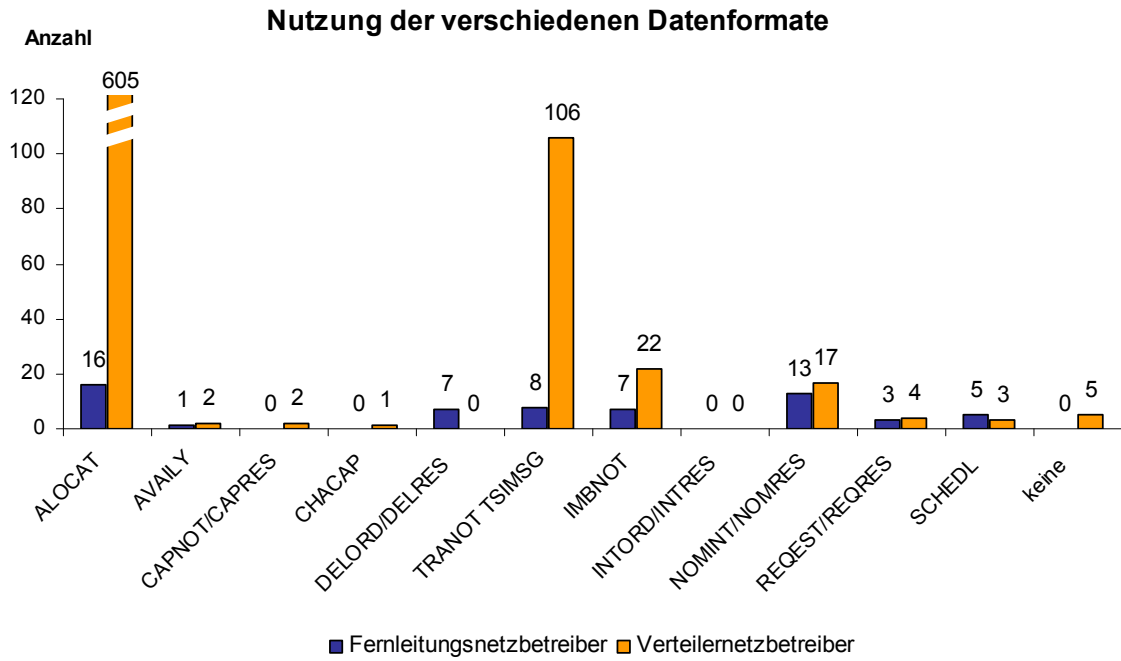


Abbildung 154: Nutzung der verschiedenen Datenformate

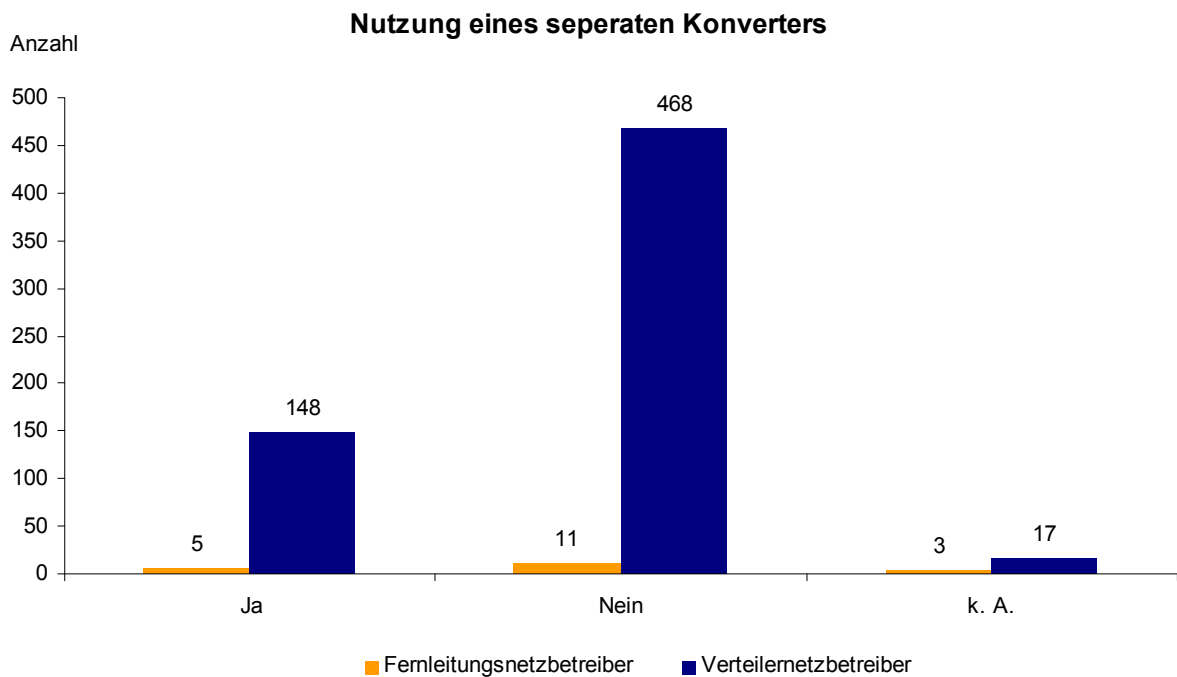


Abbildung 155: Nutzung eines separaten Konverters

Als Übertragungsmedien wurden überwiegend Email und FTP verwendet.

Verwendung verschiedener Übertragungsmedien

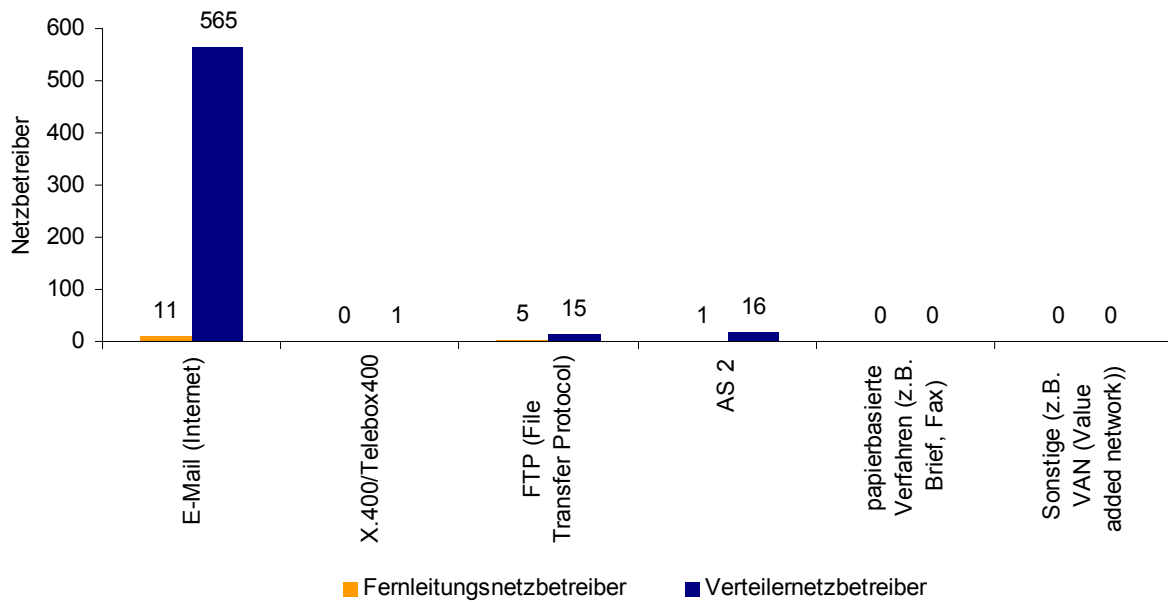


Abbildung 156: Verwendung verschiedener Übertragungsmedien

Die durch GABi Gas vorgeschriebene untertägige Übermittlung des Bilanzkreisstatus wurde von den Netzbetreibern bisher dadurch umgesetzt, dass den Bilanzkreisverantwortlichen um 19:00 Uhr der Bilanzkreisstatus mitgeteilt wird, der um 12:00 Uhr galt. Entsprechend wurde im Befragungszeitraum die untertägige Mitteilung des Bilanzkreisstatus von vier Prozent (2008 ebenfalls vier Prozent) der Händler verwendet, um im Durchschnitt an 119 Tagen (2008: 102) untertägige Anpassungen ihre Einspeisungen vorzunehmen.

Anzahl der Netzbetreiber mit Verwendung der untertägigen Mitteilung

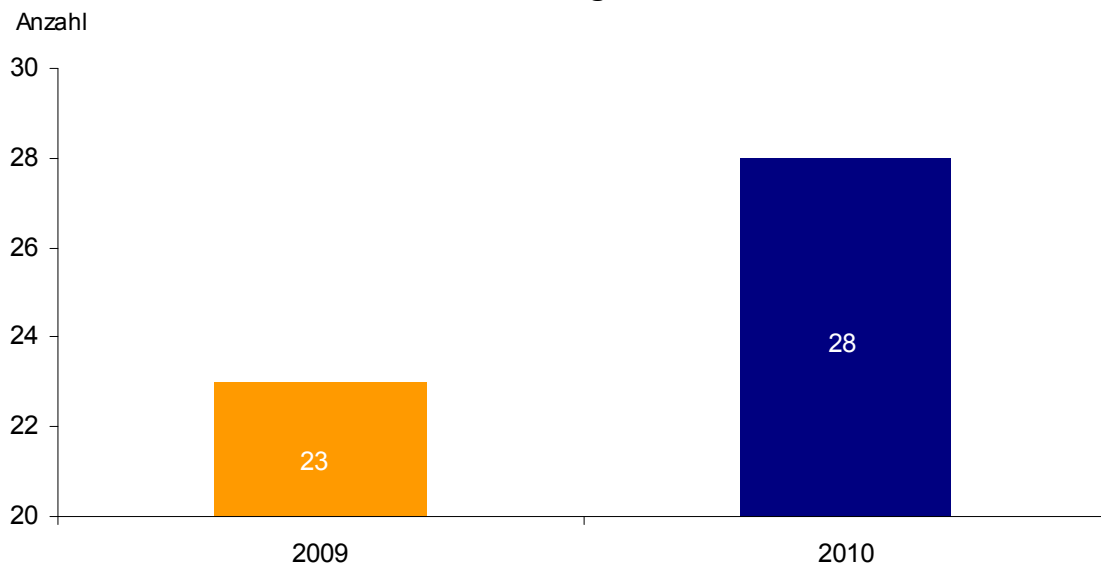


Abbildung 157: Anzahl der Netzbetreiber mit Verwendung der untertägigen Mitteilung

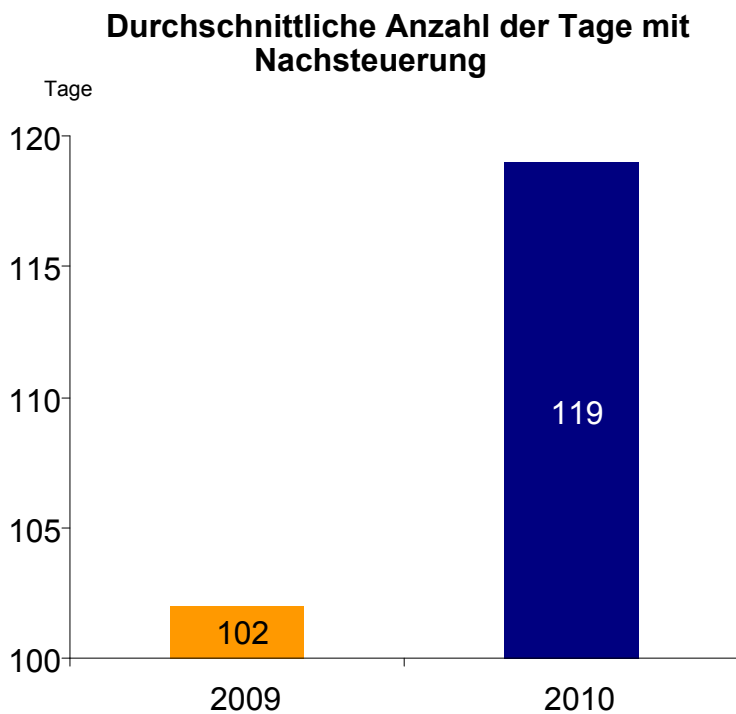


Abbildung 158: Durchschnittliche Anzahl der Tage mit Nachsteuerung

Netze; Bilanzierung Gas; Standardlastprofile

Bei kleinen Letztverbrauchern, bei denen keine stündliche oder tägliche Messung des Verbrauchs durchgeführt wird, tritt an die Stelle des Messwerts ein Standardlastprofil. In GABi Gas wurde das System der Standardlastprofile so ausgestaltet, dass die tägliche Ausspeiserallokation im Vorfeld feststeht und dem Bilanzkreisverantwortlichen mitgeteilt wird.

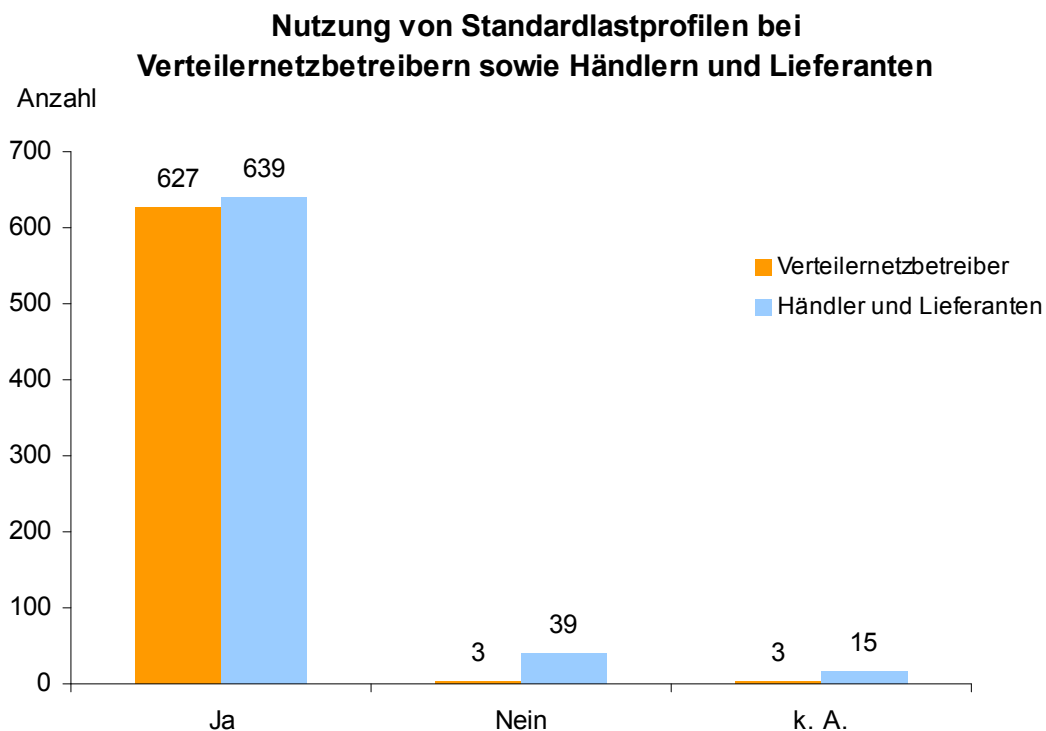


Abbildung 159: Nutzung von Standardlastprofilen bei Verteilernetzbetreibern sowie Händlern und Lieferanten

Da SLP-Letzterverbraucher keine homogene Gruppe darstellen, sondern Kundengruppen vom Kleingewerbebetrieb bis hin zur Einzimmerwohnung erfasst sind, wurden von der TU München sowie der HTWK Leipzig verschiedene SLP für unterschiedliche Verbrauchergruppen erstellt. Einige Marktakteure haben auch eigene SLP entwickelt und zum Einsatz gebracht.

Bei den Standardlastprofilen unterscheidet man zwischen analytischen und synthetischen Profilverfahren. Letztere basieren auf einem abstrakten, auf statistischen Erhebungen beruhenden theoretischen Kundenverbrauchsverlauf, dessen praktische Anwendung unter anderem eine möglichst exakte Prognosetemperatur erfordert. Die analytischen Profile ermitteln die SLP-Allokationen aus den verfügbaren Messwerten, indem von der gesamten Netzlast die Ausspeisungen der gemessenen Letztverbraucher (RLM-Kunden) abgezogen werden. Damit auch diese SLP-Werte im vornhinein feststehen, wurde in GABi Gas ein Zeitversatz von 48 Stunden eingeführt.

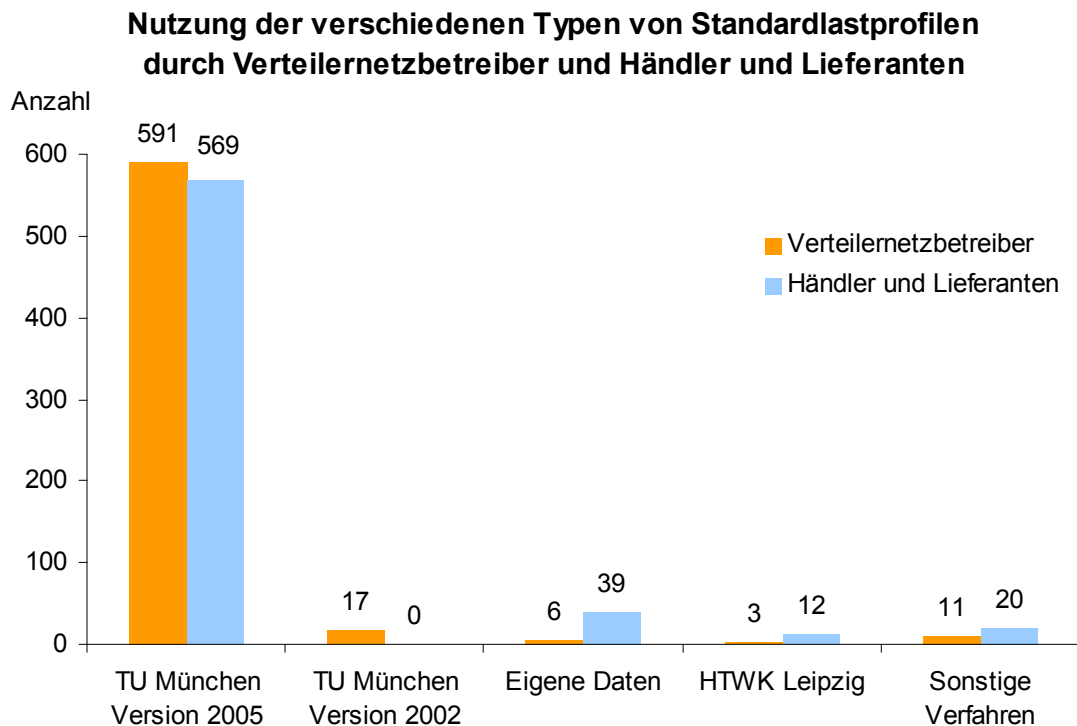


Abbildung 160: Nutzung der verschiedenen Typen von Standardlastprofilen durch Verteilernetzbetreiber und Händler

Die letzte Version der Standardlastprofile der TU München, die eine Vielzahl von Profiltypen enthält stammt aus dem Jahr 2005. Weniger als die Hälfte der Netzbetreiber verwendet alle zur Verfügung stehenden SLP. Derzeit analysiert eine Arbeitsgruppe im Auftrag der Verbände die aktuellen Probleme mit Ausgestaltung und Anwendung der Profile.

Nutzung aller möglichen Standardlastprofile der TU München durch die Verteilernetzbetreiber

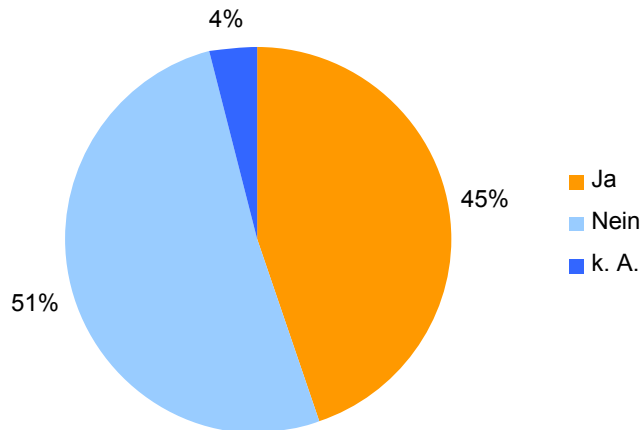


Abbildung 161: Nutzung aller möglichen Standardlastprofile der TU München durch die Verteilernetzbetreiber

Von den anderen Netzbetreibern wurde nur ein Bruchteil der SLP der TU München auch zur Anwendung gebracht. Für den Bereich der Haushaltskunden wurden lediglich zwei unterschiedliche Profile verwendet, bei den Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungskunden waren es sechs. Vermutlich geschah dies aus Gründen der Vereinfachung. Nur eine sehr geringe Zahl von Netzbetreibern hat Korrekturfaktoren i. S. d. Beschlusses GABi Gas i. V. m. § 21 Ziffer 2 Absatz 4 KOV verwendet oder andere Anpassungen an den SLP vorgenommen. 79 Prozent verneinten dies, neun Prozent beantworteten diese Frage nicht. Nahezu alle Netzbetreiber (94 Prozent) verwendeten in ihrem gesamten Netzgebiet Lastprofile mit denselben Parametern, das heißt die unterschiedliche Handhabung der SLP-Anwendung in verschiedenen Bereichen des Netzes stellt die Ausnahme dar. Bei drei Prozent ist dies nicht der Fall, weitere drei Prozent machten keine Angaben.

Bei der Frage, ob für die nötige Temperaturprognose eine geometrische Reihe oder eine einfache Temperaturangabe verwendet wurde, nutzten 57 Prozent der Befragten die einfache Tagesmitteltemperatur. Eine geometrische Reihe wird von 43 Prozent verwendet.

Netze; Bilanzierung Gas; Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise

Um die mit einer Versorgung eines Gaskunden verbundenen Bilanzierungskosten für den Transportkunden absehbar zu machen, wurden die Entgelte für die Ausgleichsenergie an einen Korb von Referenzpreisen vier liquider europäischer Handelsmärkte gekoppelt: Title Transfer Facility (TTF) in den Niederlanden, National Balancing Point (NBP) im Vereinigten Königreich, Zeebrugge Hub in Belgien und E.ON Gastransport Virtueller Handlungspunkt H-Gas. An diesen Handelsplätzen bildeten jeweils der zweitgeringste Verkaufspreis mit einem Abschlag von zehn Prozent und der zweithöchste Kaufpreis mit einem Aufschlag von zehn Prozent die Grundlage für die Ausgleichsenergieentgelte. Auch die Strukturierungsbeiträge werden von diesen Referenzpreisen abgeleitet.

Die folgende Abbildung stellt die Entwicklung der Ausgleichsenergieentgelte von Oktober 2008 bis März 2010 im Vergleich zum Grenzübergangspreis für langfristige Gaslieferverträge dar.

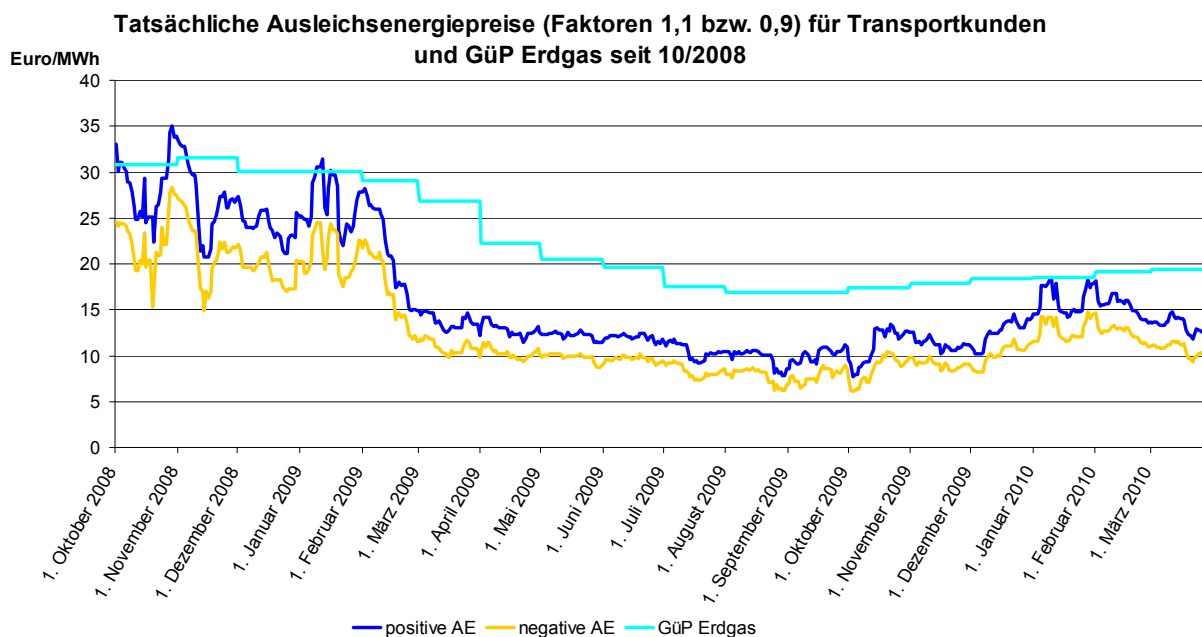


Abbildung 162: Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise im Vergleich zum Grenzübergangspreis

Die Abbildung zeigt, dass seit Einführung von „GABi Gas“ der Grenzübergangspreis in den meisten Monaten deutlich über den Ausgleichsenergiepreisen liegt, sich seit Juli 2010 GüP und Ausgleichsenergiepreise jedoch wieder angenähert haben.

In diesem Verlauf zeigt sich einerseits die wachsende Bedeutung der wettbewerblichen Handelsaktivitäten an den virtuellen Punkten, die sich von den Grenzübergangspreisen entkoppeln konnten, sodass sich in der Folge die Grenzübergangspreise den Spotmarktpreisen annähern (und nicht wie in der Vergangenheit umgekehrt). Andererseits ergab sich aus dem großen Preisabstand auch eine – unzulässige – Möglichkeit, gegen das Bilanzierungssystem zu arbitrieren: eine Mindereinspeisung teuren Importgases wurde mit dem wesentlich niedrigeren Ausgleichsenergiepreis abgerechnet.

Als eine Reaktion auf die hohen Regelenergieeinsätze wurde mit der Mitteilung Nr. 4 der Bundesnetzagentur vom 24. März 2010 zur Umsetzung des Beschlusses „GABi Gas“ eine Veränderung des Preiskorbes vorgegeben: Verzicht auf den NBP-Preis und stattdessen Aufnahme des Preises am virtuellen Handelspunkt des Marktgebietes „Gaspool“. Darüber hinaus wurde auf Anregung der Verbände eine Empfehlung zur Ausweitung des Faktors für positive Ausgleichsenergie auf bis zu 1,2 ausgesprochen.

Ausblick

Nach wie vor steht das Bilanzierungssystem in Deutschland in einer Umsetzungsphase. Obwohl die Prozesse grundsätzlich etabliert sind, besteht noch ein Abrechnungstau, der sich langsam auflöst. Die Bundesnetzagentur verfolgt fortlaufend die Wirkungsweise des Systems, in dem Daten bei den Bilanzkreisnetzbetreibern abgefragt werden. Mit der Mitteilung Nr. 4 hat die Bundesnetzagentur einen Verbändevorschlag aufgegriffen und gleichzeitig eine Forderung von Netzkontostandinformation, die deutlich über die Schwellenwerte des Verbändevorschlages hinausgeht. In der Zusammenarbeit mit anderen europäischen Regulierern startet in 2010 der Prozess der Entwicklung von Framework Guidelines, die den Rahmen für die von der europäischen Netzbetreiberorganisation ENTSO-G zu entwickelnden Network Codes vorgeben (Art. 8, EG-VO Nr. 713/2009). In diesem Zusammenhang werden die Teilaspekte der Bilanzierungssysteme (z. B. Bilanzierungsperiode, Bilanzierungsentgelte und Regelenergiebeschaffung) vor dem Hintergrund der europäischen Marktintegration betrachtet. Mit einer rechtsverbindlichen Umsetzung von Regeln aus diesem Prozess kann frühestens 2013 gerechnet werden.

Netze; Fernwärmeausbau und dessen Auswirkungen auf den Gasmarkt

Es ist erklärtes Ziel der Bundesregierung, die ökologisch sinnvolle und effiziente Verwendung fossiler Energien zu fördern, um damit die CO₂-Emission zu reduzieren und einen Beitrag zur Abmilderung des CO₂-bedingten Temperaturanstieges zu leisten. Zu diesem Zweck wird u. a. der Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gefördert. Zudem lässt sich durch neue effiziente Prozesse die Wärme ganzjährig nutzen, womit der Betrieb einer KWK-Anlage auch ganzjährig möglich ist. Fernwärme ersetzt aus diesen Gründen in zunehmender Zahl in hoch verdichteten Innenstadtbereichen mit Haushaltskunden und gewerblichen Einheiten (Produktion, Verwaltung, Kaufhäuser und Behörden) Teile der lokalen Gasversorgung.

Fernwärmeproduzenten, Netzeigentümer und Fernwärmeanbieter sind nahezu ausschließlich die lokalen Stadtwerke, die auf allen Wertschöpfungsstufen in monopolistischen Strukturen agieren. Diese Entwicklung führt gemeinsam mit der Verbreitung von Wärmepumpen und Pelletsheizungen und mit der zunehmend besseren Wärmeisolierung von Gebäuden zu einem Absinken des Gasbedarfs im Haushaltskundenbereich. Dass dies zugleich zu steigenden spezifischen Netzentgelten führt, könnte den Effekt noch verstärken.

Rund die Hälfte der Betreiber von Gasverteilernetzen gab an, dass sie oder ein konzernverbundenes Unternehmen in ihrem Versorgungsgebiet ein Fernwärmenetz betreiben. Sie wurden zusätzlich nach den Ausspeisemengen an Fernwärme gefragt, wobei sich folgendes Bild ergibt:

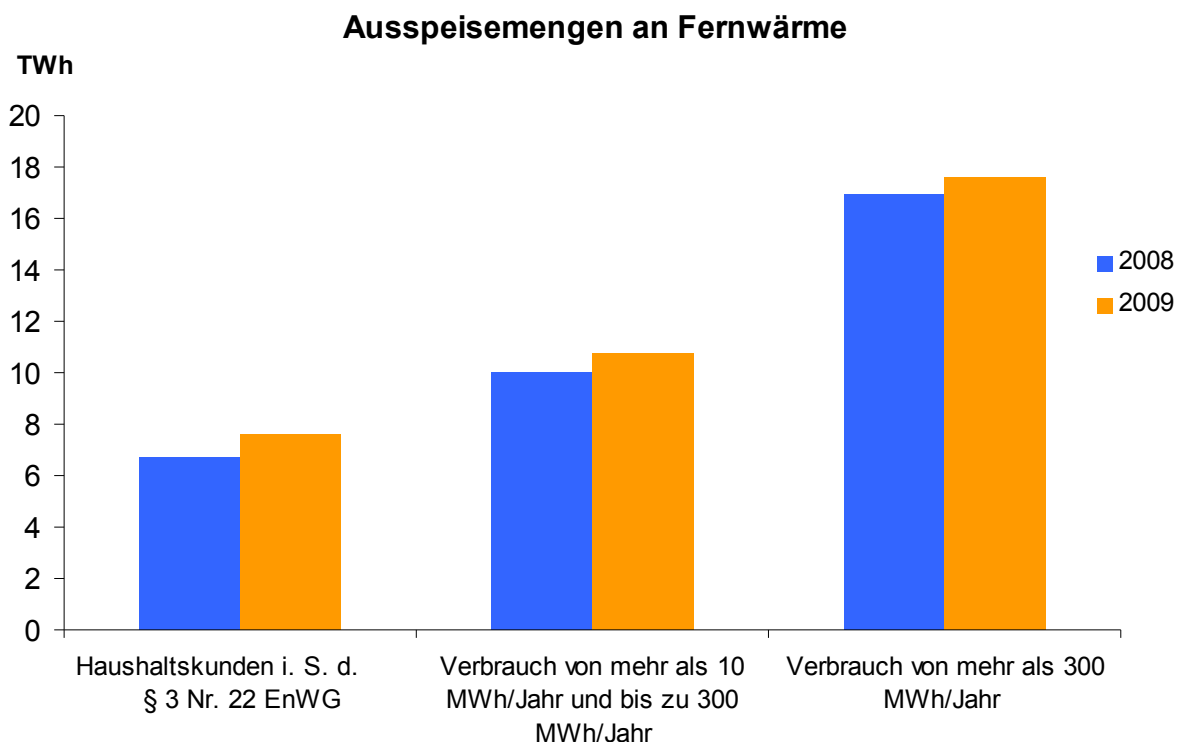


Abbildung 163: Ausspeisemengen an Fernwärme

Darüber hinaus zeigt sich bezüglich der Anzahl an Letztverbrauchern von Fernwärme zum Jahresende 2008 bzw. 2009 folgende Entwicklung:

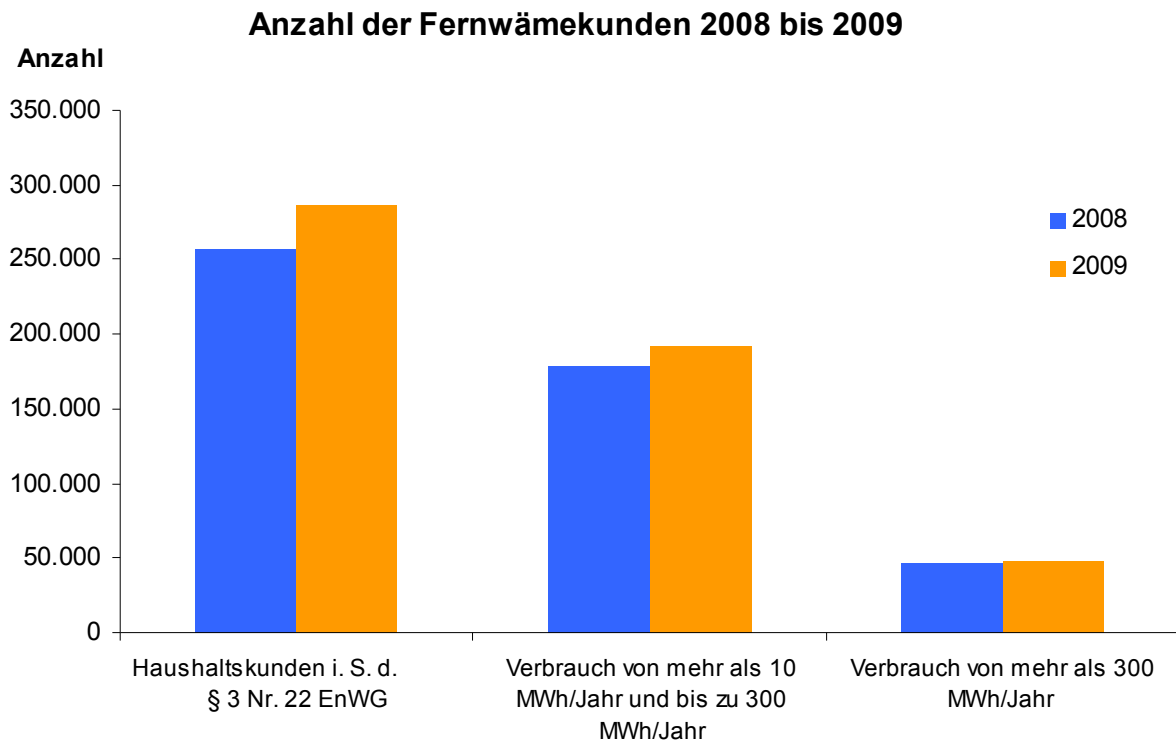


Abbildung 164: Anzahl der Fernwärmekunden

Sowohl bei den Ausspeisemengen als auch bei der Anzahl der Fernwärmekunden zeigt sich eine leichte Zunahme gegenüber 2008.

Netze; Investitionen; Erhöhung der technischen Kapazität (Gas)

Für 2009 und den Zeitraum 2010 bis 2012 haben 13 der 18 FNB Angaben gemacht und für den Zeitraum 2013 bis 2015 sieben. Analysiert man die vorliegenden Daten, so wurden in 2009 zusätzliche Kapazitäten in Höhe von etwa elf Mio. kWh/h durch 448 Einzelprojekte geschaffen. Für den Zeitraum von 2010 bis 2012 sind zusätzliche Kapazitäten in Höhe von 45 Mio. kWh/h durch 736 Einzelprojekte geplant, für den Zeitraum von 2013 bis 2015 sollen weitere sieben Mio. kWh/h durch 636 Einzelprojekte geschaffen werden. Die Mehrheit der FNB spezifiziert Einzelprojekte nicht mit konkreten Angaben über die Erhöhung der technischen Kapazitäten, so dass Aussagen über die Erhöhung der technischen Kapazität insbesondere für den Zeitraum 2013 bis 2015 wenig belastbar erscheinen. Aus den Angaben der FNB bleibt offen, in welchem Umfang diese Werte als reine weitere Importkapazitäten ausgewiesen werden können.

Zusätzliche technische Kapazität

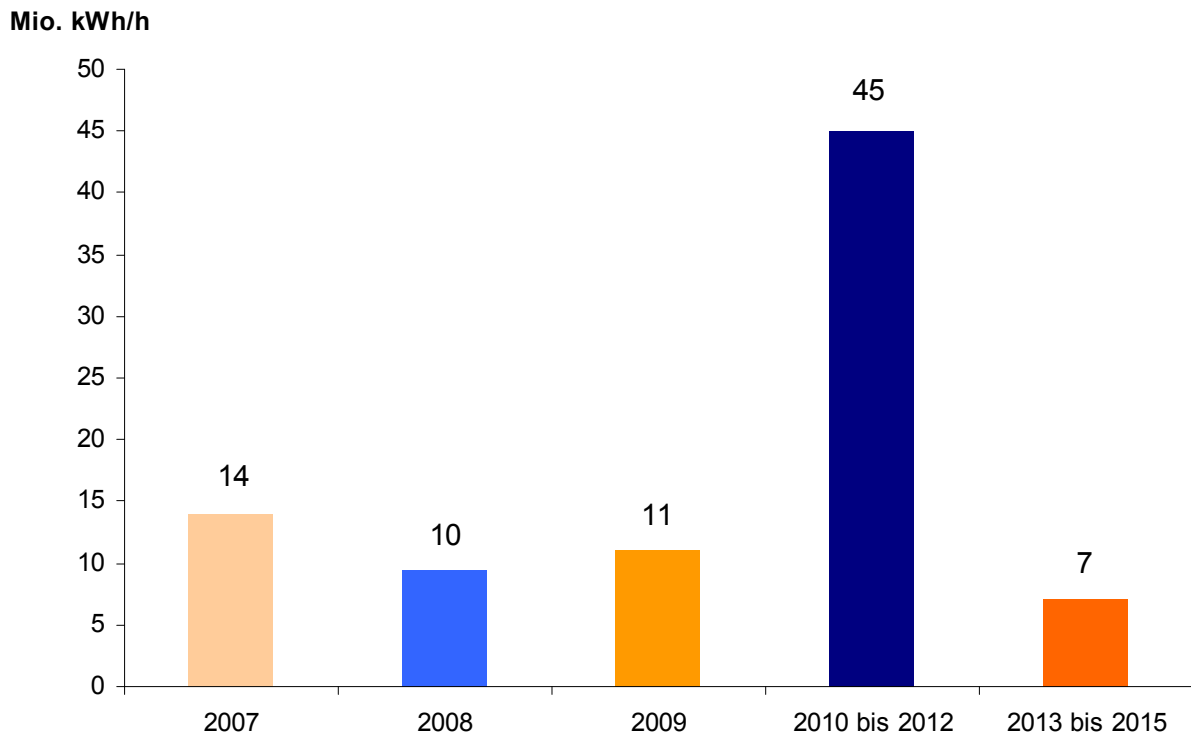


Abbildung 165: Zusätzliche technische Kapazität in Mio. kWh/h

Netze; Investitionen; Investitionen der Fernleitungsnetzbetreiber (Gas)

Die nachfolgende Abbildung bildet die erwarteten Investitionsvolumina in das gesamte deutsche Fernleitungsnetz in einem Zeitraum bis 2015 ab. Insgesamt wurden im Jahr 2009 Investitionen in Höhe von 135 Mio. Euro getätigt. Hierbei wurden knapp 74 Mio. Euro in den Neubau/ Ausbau oder die Erweiterung investiert und 61 Mio. Euro für den Erhalt und die Erneuerung getätigt. Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung beliefen sich im Jahre 2009 auf insgesamt 514 Mio. Euro.

Für die Jahre 2010 bis 2012 gaben die antwortenden FNB geplante Investitionen in Neubau/ Ausbau und Erweiterung in Höhe von 270 Mio. Euro an. Zusammen mit den Investitionen für den Erhalt und Erneuerung von 406 Mio. Euro sind Investitionen von nahezu 676 Mio. Euro geplant. 2010 bis 2012 sind 1,710 Mrd. Euro an Aufwendungen für die Wartung und Instandhaltung eingeplant.

Die Investitionen in den Jahren 2013 bis 2015 werden voraussichtlich 347 Mio. Euro betragen. Diese Summe teilt sich zum einen auf die Investitionen für Neubau/ Ausbau und Erweiterung, 115 Mio. Euro und Investitionen für den Erhalt und die Erneuerung, 232 Mio. auf. Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung werden sich auf 1,421 Mrd. Euro belaufen.

Investitionen Fernleitungsnetzbetreiber

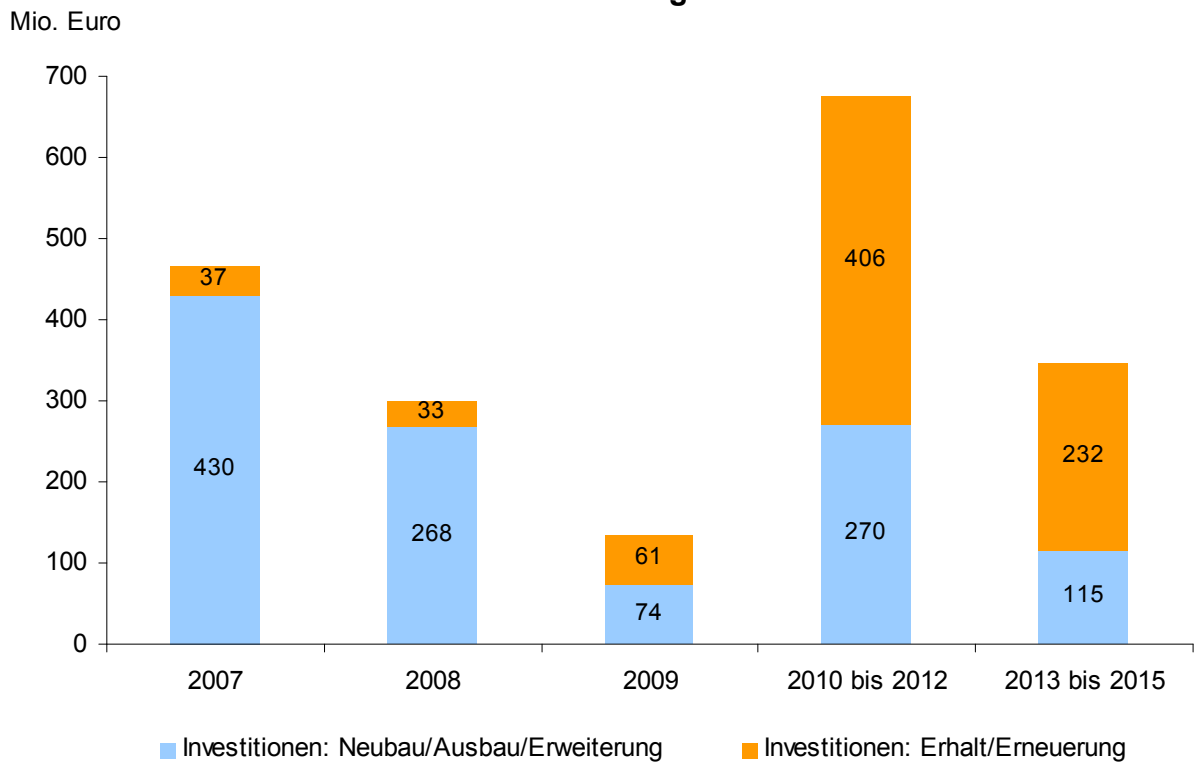


Abbildung 166: Investitionen Fernleitungsnetzbetreiber in Mio. Euro

Im Vergleich mit 2008 sind die Investitionen in 2009 um 55 Prozent zurückgegangen. In den Jahren 2010 bis 2012 zeigt sich ein starker Anstieg der geplanten Investitionen, während sich in der darauffolgenden Periode 2013 bis 2015 die Investitionstätigkeit deutlich abschwächt.

Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung Fernleitungsnetzbetreiber

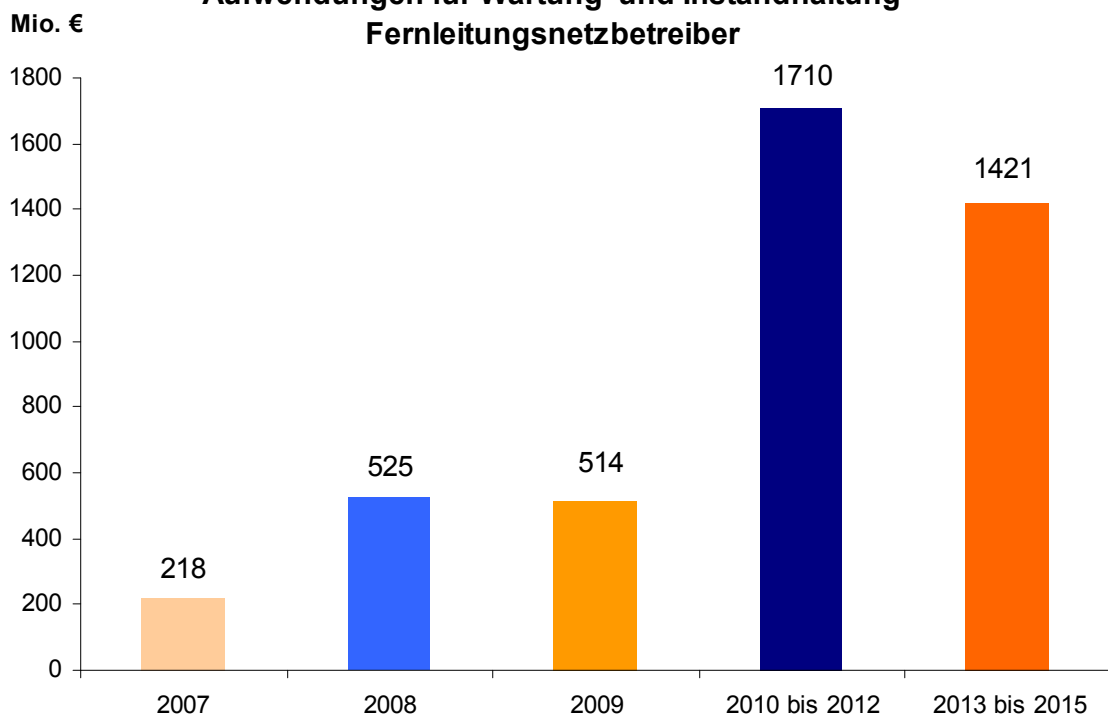


Abbildung 167: Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung Fernleitungsnetzbetreiber in Mio. Euro

Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung fielen 2009 in etwa so hoch aus wie im 2008. Bei einer gleichmäßigen Verteilung der Aufwendungen auf die einzelnen Jahre von 2010 bis 2015 wird die Höhe der Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung auch in der Zukunft ungefähr gleich bleiben.

Netze; Investitionen; Investitionen der Verteilernetzbetreiber (Gas)

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 2009 war und 2010 vermutlich sein wird.

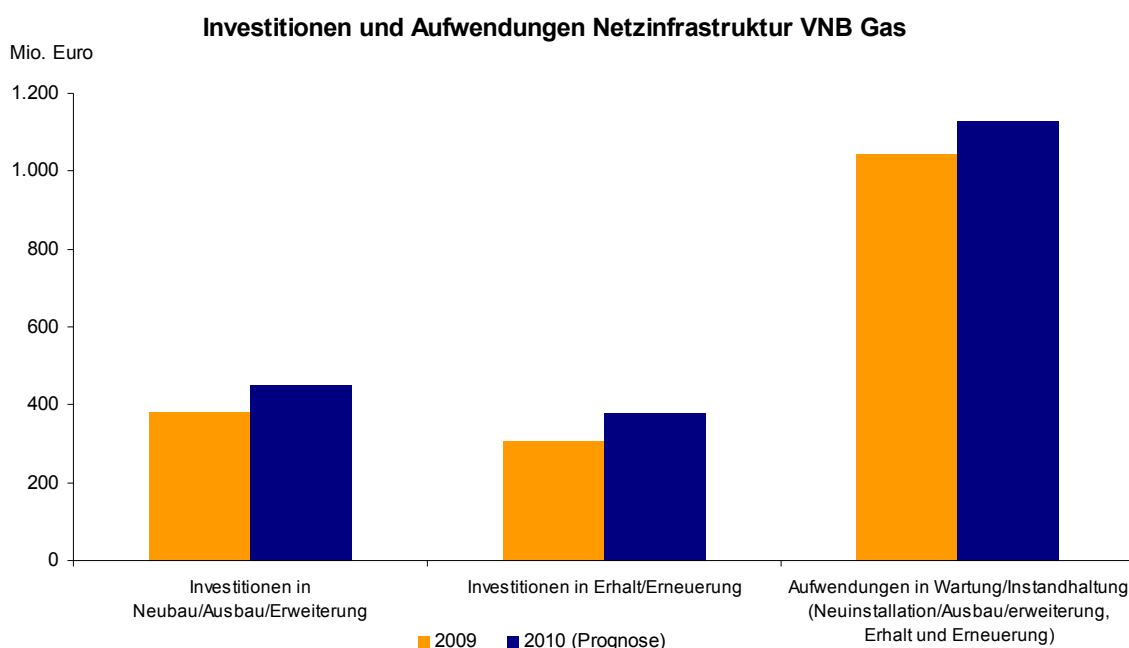


Abbildung 168: Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur VNB Gas

Bei der Kategorie „Investitionen in Neubau/Ausbau/Erweiterung“ zeigt der Vergleich des Istwertes 2009 mit dem von 2008 (441 Mio. Euro), dass in diesem Zeitraum die Investitionstätigkeit rückläufig war. Die Unternehmen rechnen jedoch in ihrer Prognose für 2010 mit einer Trendumkehr. Auch die Prognosen für die beiden Kategorien „Investitionen in Erhalt/Erneuerung“ und „Aufwendungen in Wartung/Instandhaltung (Neuinstallation/Ausbau/Erweiterung, Erhalt und Erneuerung)“ zeigen eine steigende Tendenz für das Jahr 2010.

Netze; Investitionen; Erweiterung der Untertagespeicherkapazitäten (Gas)

Planung und Ausbau von weiteren Untertagespeichern hängen hauptsächlich unmittelbar - insbesondere in Norddeutschland - mit dem Bau der Ostseepipeline zusammen. Die Leitung hat eine wichtige Bedeutung für den europäischen Erdgasmarkt und neue Standorte für Gasspeicher in Deutschland.

Insgesamt befinden sich derzeit 25 Speicheranlagen von 17 Unternehmen in Planung bzw. im Bau. Nach Endausbau dieser Untertagespeicher wäre eine Erhöhung des Arbeitsgasvolumens um ca. 13,85 Mrd. mN³ zu erwarten, davon 12,85 Mrd. mN³ in Kavernenspeichern und eine Mrd. mN³ in einem Porenspeicher. Dies würde eine Erhöhung von knapp 67 Prozent des

Arbeitsgasvolumens bedeuten. Ob alle diese Projekte tatsächlich realisiert werden, kann nicht abgeschätzt werden.

Zusätzliches Arbeitsgasvolumen nach Endausbau von in Planung und Bau befindlichen Untertagespeichern

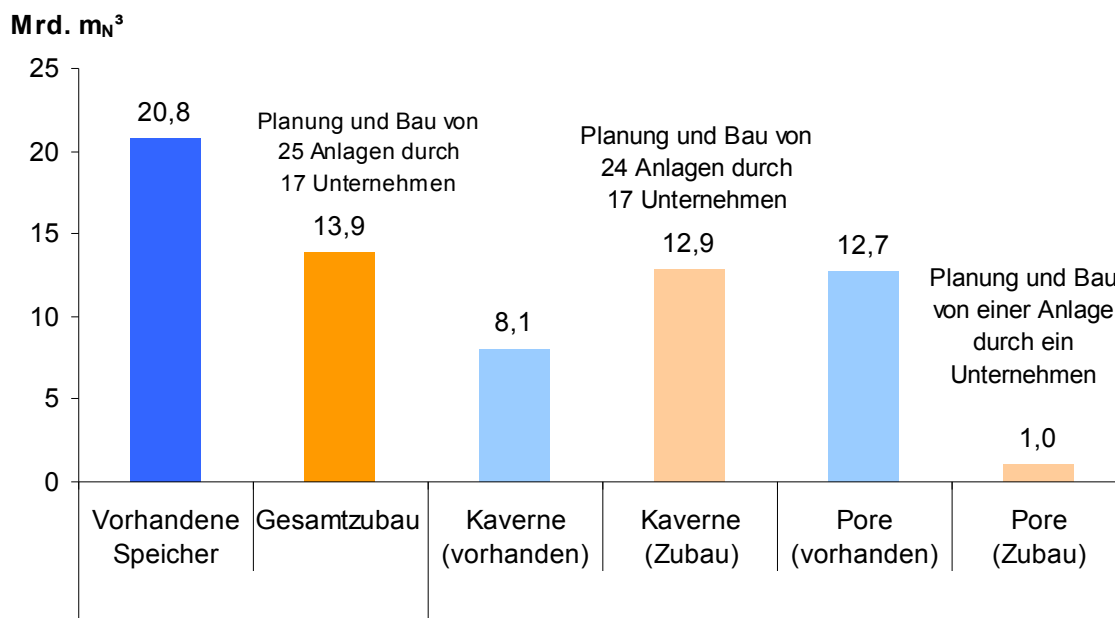


Abbildung 169: Zusätzliches Arbeitsgasvolumen nach Endausbau von in Planung und im Bau befindlichen Speichern (Quelle: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, 2010)

Netze; Veröffentlichungspflichten (Gas)

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. 1775/2005 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 Verordnung (EG) Nr. 1775/2005).

Im Rahmen der Monitoringerhebung 2010 für das Jahr 2009 wurden die Fernleitungsnetzbetreiber 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.

Netze; Informationen (Gas)¹³⁶

Nach § 28 Abs. 3 EnWG sind die Betreiber von Speicheranlagen verpflichtet, bestimmte Angaben zu ihren Speichern im Internet zu veröffentlichen. Die nachstehende Abbildung lässt

¹³⁶ Die Ausführungen zu den Veröffentlichungspflichten beziehen sich auf die am 09.09.2010 außer Kraft getretene GasNZV.

erkennen, dass die UGS-Unternehmen den Veröffentlichungspflichten in den meisten Positionen nachkommen. Defizite bestanden jedoch in den wichtigsten Positionen „Speicherentgelte“, „Marktgebietszuordnung“, „Informationen über verfügbare Kapazitäten“ und „Ein- und Ausspeiseperiode“. Neun Unternehmen gaben an, weitere Informationen in der Zeit vom 31. Mai 2010 bis 1. August 2010 zu veröffentlichen, darunter vier Unternehmen zu „Speicherentgelten“ und fünf weitere Unternehmen zu den Positionen „Technisch minimal erforderliches Volumen zur Ein- und Ausspeicherung“, „Ein- und Ausspeisungsperiode“, „Verfahrensmäßige Behandlung von Speicherzugangsfragen“, „Marktgebietszuordnung“ und „Informationen über verfügbare Kapazitäten“.

Aus Speichernutzersicht entsprachen bei 92 Unternehmen (von 115 angehenden Gashändler und Lieferanten) die Veröffentlichungen ihren Bedürfnissen. 23 Unternehmen waren nicht zufrieden.

Erfüllungsstand der Veröffentlichungspflichten der UGS - Unternehmen 2007 bis 2009

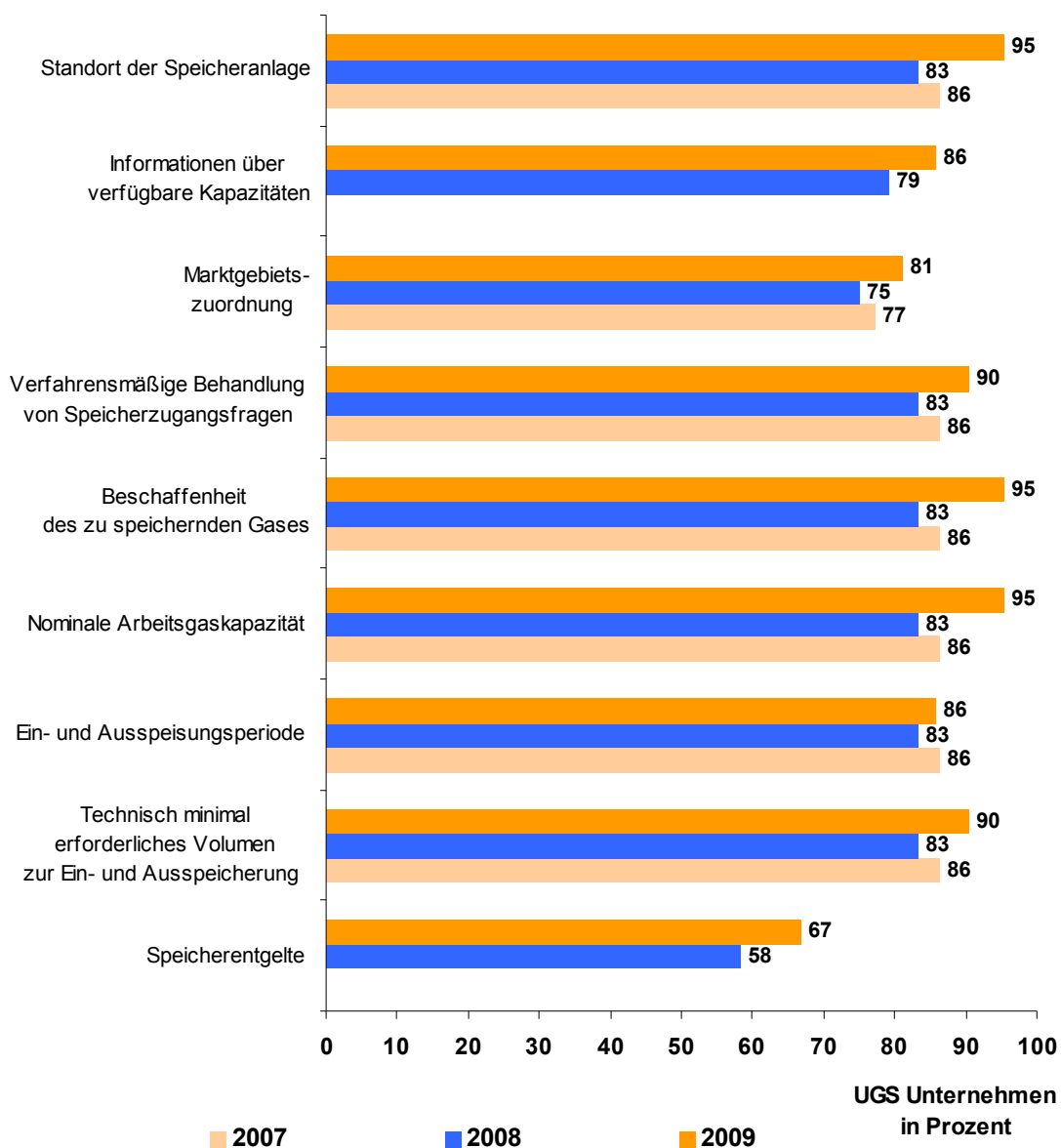


Abbildung 170: Erfüllungsstand der Veröffentlichungspflichten

Netze; Veröffentlichungen der FNB (Gas)¹³⁷

Im Bereich der Veröffentlichungen von Kapazitäten zeigt sich im Vergleich zum Vorjahr ein unveränderter Umsetzungsstand:

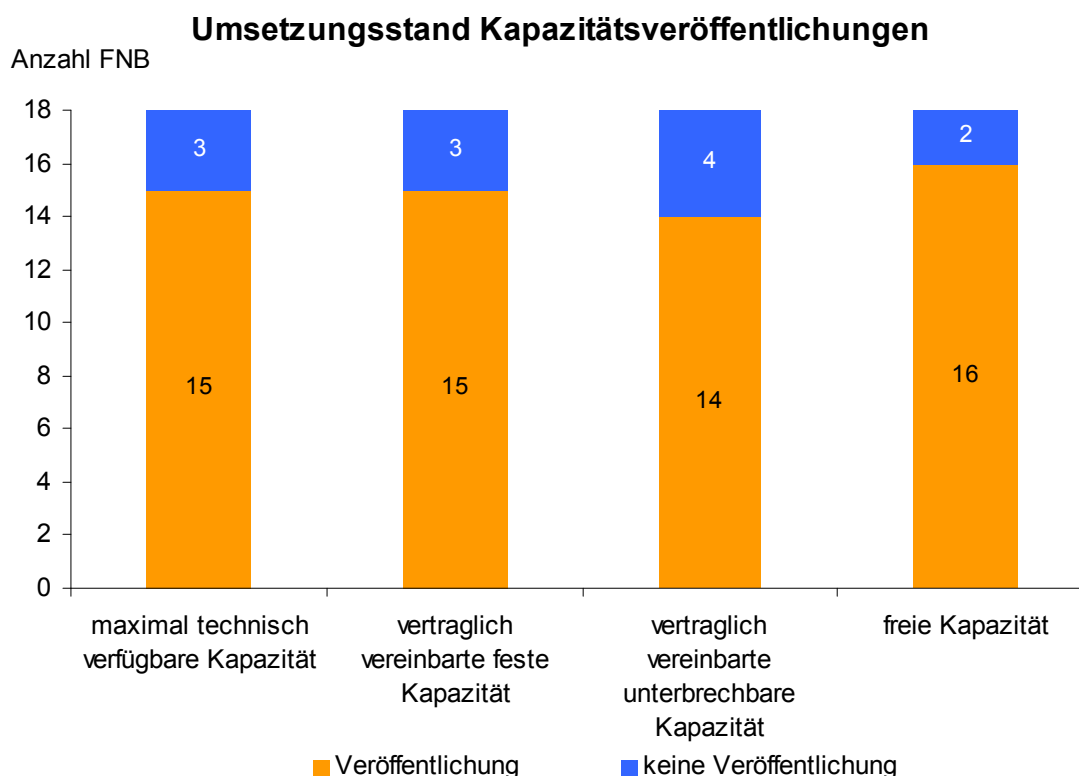


Abbildung 171: Umsetzungsstand Kapazitätsveröffentlichungen

Allerdings geben sechs FNB an, dass an einigen Punkten aufgrund entgegenstehender berechtigter Interessen nur eingeschränkte Kapazitätsinformationen veröffentlicht werden (gem. Art. 6 Abs. 5 der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 und § 20 Abs. 3 GasNZV). Dies betrifft insgesamt 268 Punkte. Berechtigte Interessen liegen insbesondere dann vor, wenn durch die Angaben Rückschlüsse auf das individuelle Verhalten von Netzzugangskunden oder Gruppen von Netzzugangskunden ermöglicht werden. Nach § 20 Abs. 1 Nr. 9 GasNZV sind die FNB zudem verpflichtet, sowohl die historischen monatlichen Höchst- und Mindestkapazitätsauslastungsraten als auch die durchschnittlichen jährlichen Lastflüsse für die letzten drei Jahre für die wichtigsten Ein- und Ausspeisepunkte zu veröffentlichen. Hier zeigt sich ein etwas schlechterer Umsetzungsstand als bei den Kapazitätsveröffentlichungen.

¹³⁷ Die Ausführungen zu den Veröffentlichungspflichten beziehen sich auf die am 09.09.2010 außer Kraft getretene GasNZV.

Veröffentlichung von Informationen zu historischen monatlichen Auslastungsraten und durchschnittlichen jährlichen Lastflüssen

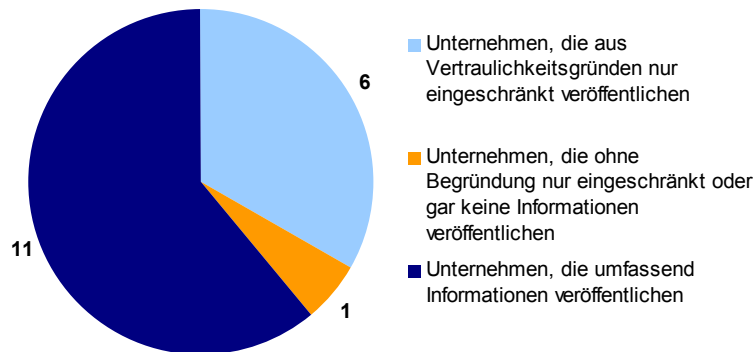


Abbildung 172: Veröffentlichung von Informationen zu historischen monatlichen Auslastungsraten und durchschnittlichen jährlichen Lastflüssen

Gegenüber 2008 hat sich der Umsetzungsstand zwar deutlich verbessert, die Veröffentlichungen zu historischen Lastflüssen werden allerdings wie die Kapazitätsveröffentlichungen nach wie vor erheblich dadurch eingeschränkt, dass die FNB die Möglichkeit haben, aufgrund entgegenstehender berechtigter Interessen für bestimmte Punkte nur eingeschränkt zu veröffentlichen. Im Fernleitungsnetz sind aus diesem Grund für insgesamt 182 Ein- und Ausspeisepunkte nur eingeschränkte historische Lastflussinformationen für Deutschland verfügbar. Dadurch entsteht eine Transparenzlücke, die gegenüber dem Vorjahr nahezu gleichgeblieben ist.

Mit der Umsetzung des dritten Richtlinienpaketes der EU zum Energiebinnenmarkt wird die Möglichkeit zur eingeschränkten Veröffentlichung wegfallen, so dass hier deutliche Verbesserungen in der Transparenz zu erwarten sind.

Bei der Bundesnetzagentur sind insgesamt vier Anträge auf Einschränkung der Veröffentlichung gemäß Art. 6 Abs. 5 Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 eingegangen. Alle Anträge wurden abschließend beschieden und haben Bestandskraft erlangt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber hatten für insgesamt 229 Punkte die Einschränkung der Veröffentlichung von Informationen über Kapazitäten (maximal technische, gebuchte und freie Kapazität), Druckanforderungen, historische monatliche Höchst- und Mindestauslastungsraten und/oder jährliche durchschnittliche Lastflüsse beantragt. Die Bundesnetzagentur hat nur für 48 der beantragten Punkte eine Einschränkung der Veröffentlichung genehmigt. Von der Veröffentlichung ausgenommen sind nur Informationen über die maximal technische und gebuchte Kapazität und über jährliche durchschnittliche Lastflüsse, während eine Vielzahl anderer gaswirtschaftlicher Informationen weiterhin zu publizieren ist. Die Genehmigungen beziehen sich überwiegend auf Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern, an denen das Vertraulichkeitsinteresse der Transportkunden besonders hoch und das Transparenzbedürfnis geringer ist. Die Genehmigungen sind bis auf sieben Punkte bis zum 30. September 2010 befristet.

Soweit die Monitoringabfrage ergeben hat, dass eine eingeschränkte Veröffentlichung bei einer größeren Anzahl von Ein- und Ausspeisepunkten gegeben ist als von der Bundesnetzagentur genehmigt wurde, wirkt die Bundesnetzagentur gegenüber den betroffenen Netzbetreibern auf eine Verbesserung des Umsetzungsstandes hin.

Zusätzlich zur Umsetzungsüberwachung wurden auf europäischer Ebene neue Transparenzanforderungen¹³⁸ in einem Komitologieverfahren verabschiedet, die bis zum 3. März 2011 umzusetzen sind. Wesentliche neue Anforderungen stellen die stündlichen Lastflussinformationen sowie umfangreiche Informationen zu Sekundärkapazitäten dar.

Netze; Veröffentlichungen der VNB (Gas)¹³⁹

Vom Gesetz- und Verordnungsgeber wird die Veröffentlichung netznutzungsrelevanter Informationen durch die Betreiber von Gasverteilernetzen gefordert. Hinsichtlich der Umsetzung dieser Verpflichtung ergibt sich das folgende Bild:

§ 21 Absatz 2 Nr. 1 GasNZV fordert eine ausführliche und umfassende Beschreibung verschiedener angebotener Dienstleistungen. Diese Information wurde von 69 Prozent veröffentlicht, bei 30 Prozent war dies nicht der Fall, ein Prozent machte keine Angabe. Im Vergleich zum Vorjahr bedeutet dies eine weitere Verbesserung der Veröffentlichungsquote um ca. fünf Prozentpunkte.

Der in § 21 Absatz 2 Nr. 2 GasNZV geforderten Veröffentlichung der verschiedenen Arten von Verträgen nach § 3 Absatz 2 kommen 88 Prozent nach, auch hier ist eine Steigerung der Veröffentlichungsquote um circa vier Prozentpunkte festzustellen. Von den antwortenden Unternehmen kamen 11 Prozent dieser Veröffentlichungspflicht nicht nach, ein Prozent machten keine Angabe.

In § 21 Absatz 2 Nr. 3 GasNZV wird die Veröffentlichung von Verträgen für sonstige Hilfsdienste gefordert. Solche Hilfsdienste wie beispielsweise Brennwertkonditionierung oder Nominierungsersatzverfahren werden von neun Prozent der befragten Unternehmen angeboten, 88 Prozent verneinten dies, drei Prozent machten keine Angaben. Hinsichtlich der Veröffentlichung dieser Verträge auf der Internetseite ergab die Befragung, dass dies von sechs Prozent umgesetzt wird.

Angaben in Prozent	Ja	Nein	keine Angabe
§ 21 Abs. 2 Nr. 1 GasNZV	69	30	1
§ 21 Abs. 2 Nr. 2 GasNZV	88	11	1
§ 21 Abs. 2 Nr. 3 GasNZV	9	88	3

Tabelle 80: Befragung zu Veröffentlichung von Verträgen für sonstige Hilfsdienste

¹³⁸ http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/gas_committee_en.htm

¹³⁹ Im Rahmen der neuen GasNZV werden diese Veröffentlichungspflichten nicht mehr gefordert.

Netze; Biogas; Anfrageentwicklung auf Netzzugang Biogas für die Jahre 2005 bis 2009

Seit dem 12. April 2008 gibt es einen neuen Teil 11a in der GasNZV, der den Regulierungsrahmen der Biogaseinspeisung in Gasnetze festlegt. Ziel der Regelung ist es, die Biogaseinspeisung in Deutschland von sechs Mrd. m³ jährlich bis 2020 und zehn Mrd. m³ jährlich bis zum Jahr 2030 in das Gasnetz zu ermöglichen. Biogas soll dabei verstärkt in der Kraft-Wärme-Kopplung und als Kraftstoff eingesetzt werden können (§ 41a GasNZV). Eine vergleichbare Regelung, die sowohl Anlagen- als auch Netzbetreibern Planungssicherheit gibt, existiert in keinem anderen europäischen Land. Dadurch erhält die deutsche Regelung verbunden mit den Erfahrungen der ersten Einspeiseanlagen Vorbildfunktion.

Das Interesse von Unternehmen an der Einspeisung von Biogas in das Netz ist im Jahr 2009 leicht gesunken. Dies zeigt sich insbesondere in der Anzahl von Anfragen auf Netzzugang für Biogas, die im Monitoring genannt wurden.

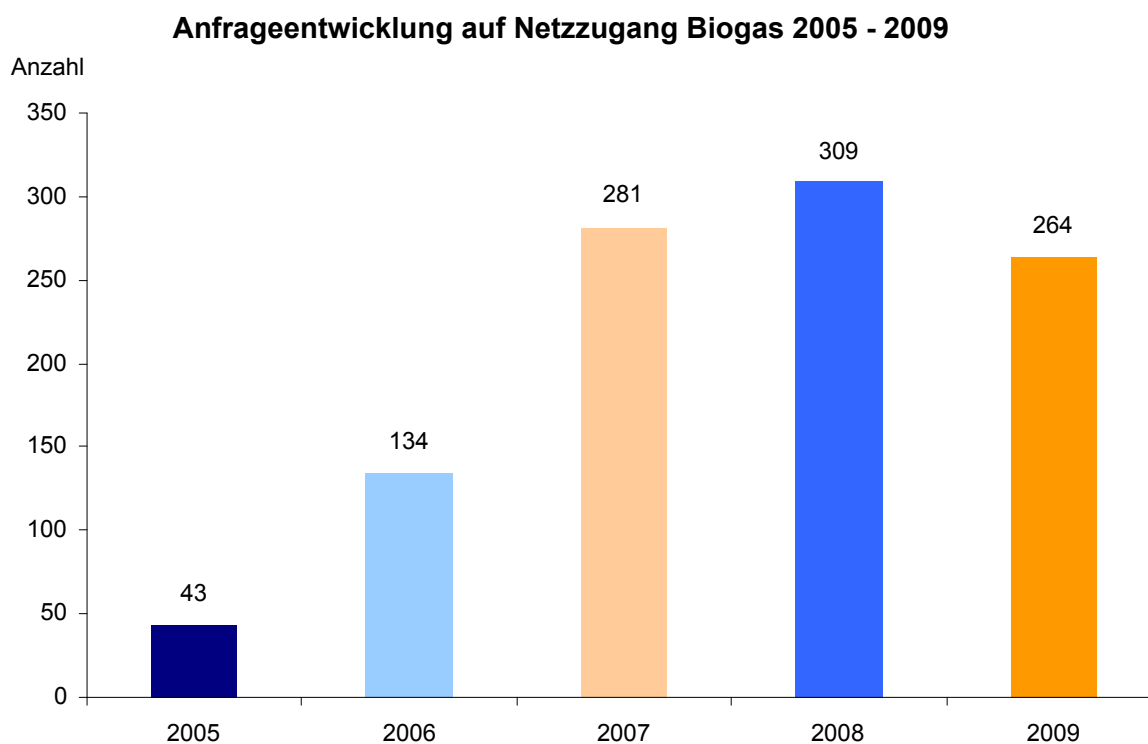


Abbildung 173: Anfrageentwicklung auf Netzzugang Biogas 2005-2009

Wie in 2008 entfielen im Berichtsjahr 2009 ca. zwei Drittel der Anfragen auf VNB und ein Drittel auf FNB. Von den Zugangsbegehren (insgesamt 264) wurden sieben Anfragen verweigert. Keine Angaben zur Verweigerung machten insgesamt 66 Unternehmen. Als Verweigerungsgründe wurden netztechnische Restriktionen und nicht kompatible Gasqualität angegeben.

Insgesamt haben 29 der antwortenden Großhändler und Lieferanten angegeben, eine Anfrage auf Netzzugang für Biogas gestellt zu haben. Die Großhändler und Lieferanten gaben an, dass 81 Anfragen auf Netzzugang für Biogas definitiv verweigert wurden. Zu den 29 Unternehmen, die bereits eine Anfrage auf Netzzugang gestellt haben, kommen weitere 55 Unternehmen, die im Berichtsjahr angaben, eine Anfrage zu planen. Weiterhin konnten 54 der befragten Großhändler und Lieferanten die Höhe des Biogasabsatzes benennen. Insgesamt wurde ein Wert von 460.312.MWh im Jahr 2009 angegeben.

Netze; Biogas; Sonderabfrage Biogas zur Einspeiseleistung/-kapazität

Im Jahr 2009 haben insgesamt 27 Anlagen Biogas in das Erdgasnetz eingespeist. Die Befragung der Netzbetreiber, an deren Netze diese Anlagen angeschlossen sind, hat ergeben, dass das arithmetische Mittel der Einspeisekapazität bei ca. 683 m³/h Biogas im Berichtsjahr 2009 lag.

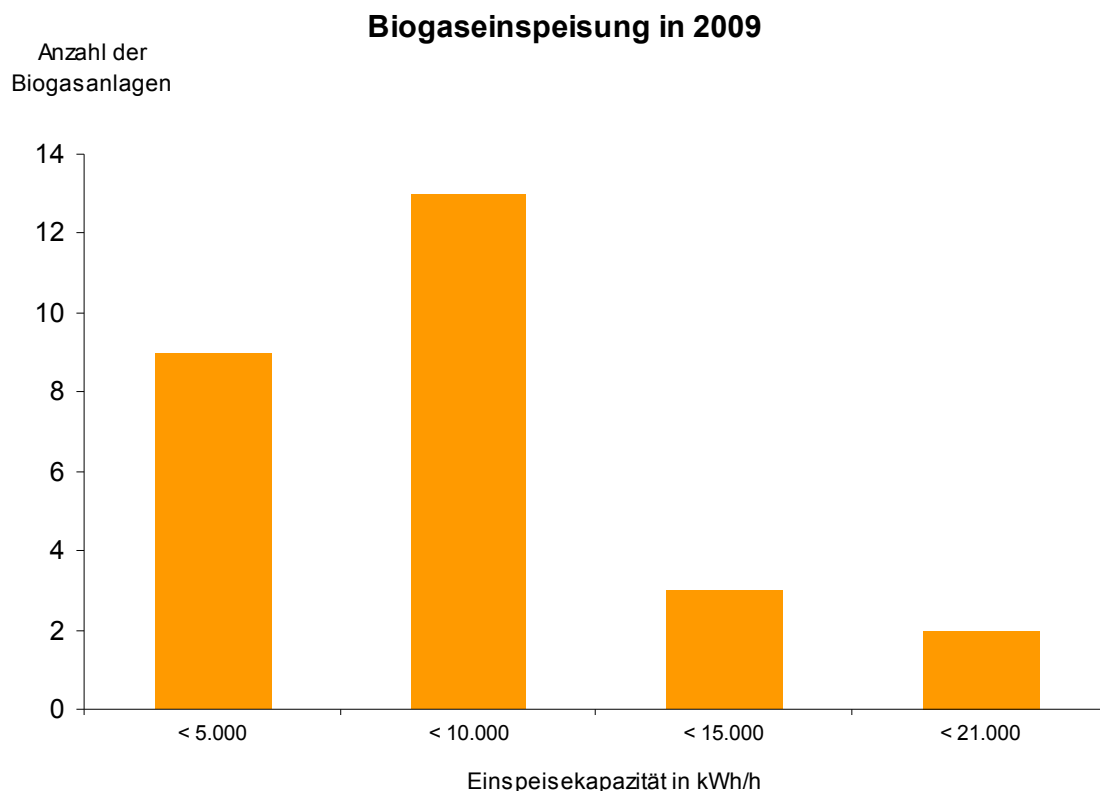


Abbildung 174: Einspeiseleistung/ -kapazität der aktiven Biogasanlagen im Jahr 2009

Die gesamte Einspeisung im Berichtsjahr 2009 betrug ca. 120 Mio. m³ Jahresarbeit. Dabei wurde die Mehrzahl der Anlagen mit nachwachsenden Rohstoffen betrieben. Von den Anlagenbetreibern, die explizit geantwortet haben, setzten 2009 ca. 2/3 ausschließlich NaWaRo und ca. 1/3 eine Mischung aus NaWaRo und Gülle als Substrat ein.

Bei der Aufbereitungstechnik des Biogases wurde überwiegend die Druckwechseladsorption (PSA) angewendet. Bei diesem Verfahren wird mit Hilfe eines Kohlenstoffmolekularsiebes das CO₂ vom Methan getrennt. Bei den Anlagenbetreibern, die explizit geantwortet haben, erfolgte bei 17 Anlagen bei der Aufbereitung eine Konditionierung mit LPG (Liquefied Petroleum Gas), sieben Netzbetreiber gaben an, dass bei den angeschlossenen Anlagen mit Luft konditioniert wurde und ein Netzbetreiber konnte diesbezüglich keine Aussage treffen.

Das Biogas wurde zu ca. 82 Prozent als Austauschgas und zu ca. sieben Prozent als Zusatzgas eingespeist. Elf Prozent der befragten Netzbetreiber machten diesbezüglich keine Angaben. Bei keiner der Anlagen ist die Verbindungsleitung länger als zehn Kilometer, so dass lt. § 41c GasNZV die Kosten für den Netzanschluss vom Anschlussnehmer und vom Netzbetreiber je zur Hälfte getragen wurden.

Veröffentlichungspflichten zum Themenbereich Biogas¹⁴⁰

In § 41c GasNZV, der die Netzanschlusspflicht von Biogasanlagen an das Gasversorgungsnetz regelt, sind verschiedene Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber vorgesehen, die auf deren Internetseiten zu erfolgen haben. Im Einzelnen sind dies:

- § 41c Abs. 2 Nr. 1 GasNZV, der die für die Prüfung des Netzanschlussbegehrens mindestens erforderlichen Angaben fordert,
- § 41c Abs. 2 Nr. 2 GasNZV, in welchem standardisierte Bedingungen für den Netzanschluss gefordert werden, sowie
- § 41c Abs. 2 Nr. 3 GasNZV, der eine laufend aktualisierte, übersichtliche Darstellung der Netzauslastung in gesamten Netz des jeweiligen Netzbetreibers einschließlich der Kennzeichnung tatsächlicher oder zu erwartender Engpässe vorsieht.

Umsetzungsstand in Prozent	Ja	Nein	keine Angabe
§ 41c Abs. 2 Nr. 1 GasNZV	75	20	5
§ 41c Abs. 2 Nr. 2 GasNZV	78	18	4
§ 41c Abs. 2 Nr. 3 GasNZV	20	74	6

Tabelle 81: Umsetzungsstand Veröffentlichungen zum Biogas

Netze; Qualitätsregulierung; Anreizregulierung (Elektrizität+Gas)

Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sieht gemäß ihren §§ 18 bis 21 die Einführung einer Qualitätsregulierung vor. Diese ist erforderlich, da im System der Anreizregulierung das Risiko besteht, dass die Netzbetreiber die ihnen vorgeschriebenen Erlösabsenkungen realisieren, indem sie notwendige Investitionen in ihre Netze unterlassen und es so zu einer Verschlechterung der Versorgungsqualität kommt. Um für die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen ein fundiertes Qualitätselement zu ermitteln, hat die Bundesnetzagentur bezüglich der Netzzuverlässigkeit ein Beratungsprojekt ausgeschrieben und den Auftrag im März 2009 an das Konsortium Consentec/FGH/Frontier vergeben. In dem Projekt wurde u. a. untersucht, welche Kennzahlen zur Abbildung der Netzzuverlässigkeit geeignet sind, wie diese von Referenzwerten abgebildet werden können und wie eine Monetarisierung erfolgen könnte. Auch bezüglich der Netzleistungsfähigkeit, die laut ARegV ebenfalls Bestandteil des Qualitätselementes ist, wurden seitens der Bundesnetzagentur erste Untersuchungen vorgenommen. Die Bundesnetzagentur plant, im Laufe der ersten Regulierungsperiode ein Qualitätselement für den Bereich Elektrizität zu implementieren.

Qualitätsregulierung Gas

Die Bundesnetzagentur hat des Weiteren mit den Vorbereitungen zur Einführung eines Qualitätselementes Gas begonnen. Diesbezüglich ist sie im Gespräch mit den Vertretern der betroffenen Wirtschaftskreise. Im Rahmen des WIK-Forschungs- und Arbeitsprogramms 2009 wurde das Thema "Versorgungsqualität in der leitungsgebundenen Gasversorgung" für die Bundesnetzagentur bearbeitet. Um sich diesem komplexen Thema zu nähern, führte das WIK eine Umfrage durch, an der Verteilernetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber, Transportkunden, Industriekunden und Experten beteiligt waren. Im Anschluss fand im Juni 2010 ein Workshop mit allen Beteiligten statt, in dessen Rahmen die Ergebnisse der Umfrage diskutiert wurden. Für den Gasbereich ist eine Einführung des Qualitätselementes für die zweite Regulierungsperiode geplant.

¹⁴⁰ Die Ausführungen zu den Veröffentlichungspflichten beziehen sich auf die am 09.09.2010 außer Kraft getretene GasNZV.

Speicher; Zugang zu Untertagespeicheranlagen

Allgemeine Informationen

Am Monitoring 2010 nahmen 24 Untertagespeicherunternehmen, die insgesamt 45 Untertagespeicheranlagen (UGS) betreiben und vermarkten, teil. Bezogen auf das gegenwärtig in Deutschland installierte maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen (AGV)¹⁴¹, abzüglich des AGV eines noch nicht an das deutsche Netz angeschlossenen UGS, von insgesamt 20,4 Mrd. mN³ erreichte das aktuelle Monitoring eine Marktabdeckung von 98,2 Prozent (97,6 Prozent in 2009).

Aufgrund des vernachlässigbar kleinen Anteils von 0,2 Prozent am Gesamtspeicheraufkommen gingen die Angaben der Übertagespeicherbetreiber (ÜTS) nicht in die Auswertung des diesjährigen Monitoring ein.¹⁴² Aufgrund der Doppelbewirtschaftung von einigen UGS (Betreiber und Vermarkter) kam es zu Doppelmeldungen im Monitoring. In Abstimmung mit den teilnehmenden Unternehmen bezieht sich die Auswertung auf die Daten der vermarktenden Unternehmen. Somit gingen insgesamt die Daten von 22 UGS-Betreibern für 44 UGS mit einem gesamten maximal nutzbaren AGV von ca. 20,05 Mrd. mN³ in die Analyse ein¹⁴³.

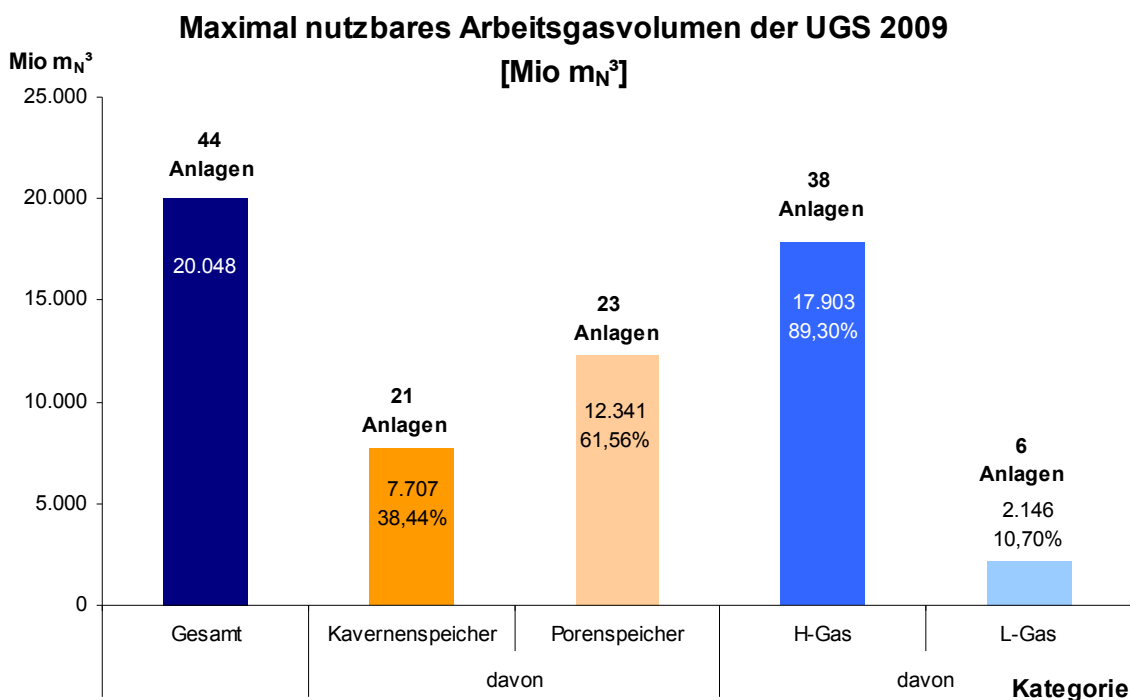


Abbildung 175: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen 2009 nach Speicherart und Gasqualität

Aufgrund von Internetrecherchen und der Bundesnetzagentur vorliegenden Daten ergab sich die in der nachfolgenden Tabelle dargestellte Verteilung der UGS auf die bestehenden Marktgebiete. Für fünf UGS ist bisher ihre Marktgebietszuordnung nicht im Internet veröffentlicht.

¹⁴¹ Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie(Hrsg.): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik 2009, Hannover, April 2010, S. 51.

¹⁴² Ebenfalls wurde ein UGS - Kavernenspeicher wegen einer reparaturbedingten Außerbetriebnahme bis zum April 2010 nicht in die Betrachtung einbezogen.

¹⁴³ Die gesamte maximale Einspeicherleistung betrug 10,16 Mio. mN³/h und die maximale Ausspeicherleistung 19,26 Mio. mN³/h.

Speicher; Verteilung der Untertagespeicher auf die Gasmarktgebiete 2009 (Gas)

Marktgebietsanschluss mit	Speicher [Anzahl]	davon Kavernenspeicher [Anzahl]	davon Porenspeicher [Anzahl]	Maximal nutzbares AGV [Mio. mN ³]	Prozent Gesamt AGV	Maximale Einspeicherleistung [Mio. mN ³ /h]	Maximale Ausspeicherleistung [Mio. mN ³ /h]	Gasqualität
Gaspool	15	5	10	8.849,0	44,1%	3,895	6,870	H-Gas
NetConnect Germany	13	3	10	6.165,5	30,8%	3,213	5,834	H-Gas
NCG und Gaspool	3	0	3	1.262,0	6,3%	0,722	0,847	H-Gas
Thyssengas H-Gas	3	2	1	880,0	4,4%	0,470	1,550	H-Gas
Vorgelagert NCG & Thyssengas-H, nachgelagert NCG & Gaspool	2	1	1	190,0	0,9%	0,095	0,230	H-Gas
NCG & Thyssengas-H	1	1	0	120,0	0,6%	0,150	0,300	H-Gas
L-Gas 1	4	4	0	1.150,8	5,7%	0,547	1,707	L-Gas
EGT-L Gas	1	1	0	492,0	2,5%	0,500	1,200	L-Gas
EGT L- Gas & L-Gas 1	1	0	1	35,0	0,2%	0,020	0,050	L-Gas
Zurzeit keinem Marktgebiet zugeordnet	1	0	1	400,0	2,0%	0,167	0,167	H-Gas
Inanspruchnahme für Gewinnungstätigkeit	2	1 (L)	1	500,1	2,5%	0,375	0,500	H-/L-Gas

Tabelle 82: Verteilung der Untertagespeicher auf die Gasmarktgebiete 2009

Speicher; Nutzung für Gewinnungstätigkeit (Gas)

2,5 Prozent (2008: 2,6 Prozent) des erfassten maximal nutzbaren UGS – AGV wurde in 2009 durch ein Unternehmen (in zwei Speichern) für die Gewinnungstätigkeit genutzt. Dieses Unternehmen wurde in den weiteren Auswertungen nicht berücksichtigt. Damit ergibt sich für das Berichtsjahr 2009 ein für Dritte zugangsfähiges AGV von insgesamt 19,5 Mrd. mN³ (2008: 18,7 Mrd. mN³) sowie eine zugangsfähige Einspeicherleistung von 9,78 Mio. mN³/h und Ausspeicherleistung von 18,76 Mio. mN³.

Speicher; Nutzung durch verbundene Unternehmen (Gas)

Ein beträchtlicher Anteil i.H.v. 69,6 Prozent des zugangsfähigen AGV wurde von mit den Speicherbetreibern verbundenen Unternehmen gebucht. Damit standen Dritten in 2009 noch 29,2 Prozent (2008: 19 Prozent) des maximal nutzbaren AGV zur Verfügung.

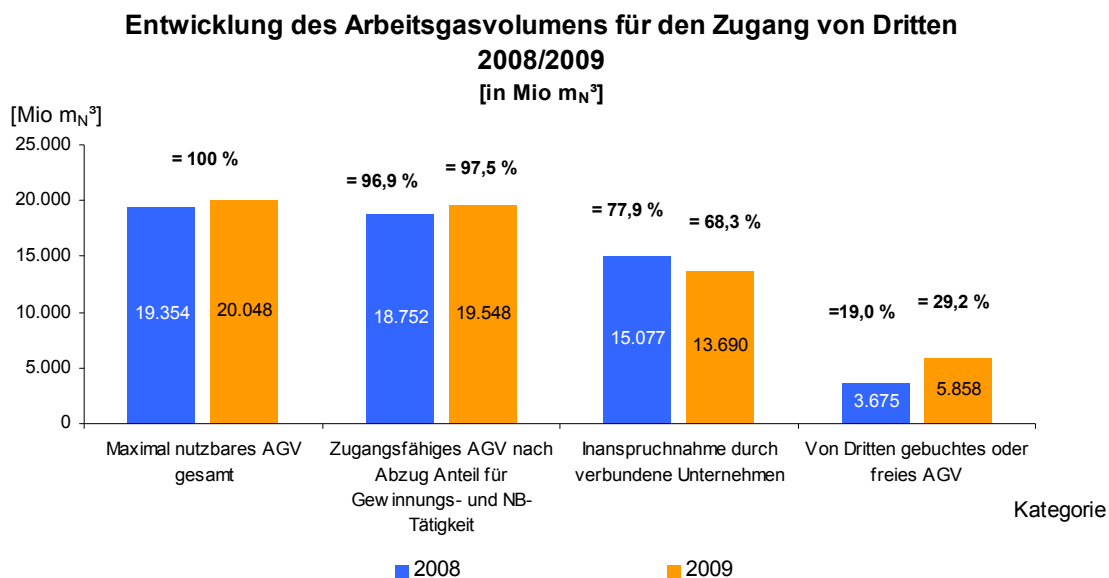


Abbildung 176: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens für den Zugang von Dritten 2008/2009

Von den 693 am Monitoring 2010 teilnehmenden Großhändlern und Lieferanten gaben 71 das Verhältnis zu dem Speicherunternehmen, bei dem sie buchen, an. 42 Unternehmen führen ihre Speichernutzung über das eigene (24) oder verbundene Unternehmen (18) durch, davon nehmen elf zusätzlich Leistungen von fremden (fünf) bzw. nicht verbundenen (sechs) Speicherunternehmen wahr. Insgesamt nutzten 40 Unternehmen fremde und nicht verbundene UGS - Betreiber (29 Großhändler und Lieferanten haben keinen Zugang zu eigenen Speichern oder zu Speichern von verbundenen Unternehmen).

Speicher; Nutzung durch Dritte – Kundenentwicklung (Gas)

Entsprechend den erfassten Daten der UGS - Unternehmen hatten diese 2009 im Mittel 4,6 Speicherkunden (drei im Vorjahr). Die Anzahl der Speicherbetreiber mit nur einem Kunden hat sich von zwölf im Vorjahr auf sieben im aktuellen Berichtsjahr nahezu halbiert. Drei Speicherunternehmen konnten in 2009 jeweils 14, 15 und 16 Kunden verzeichnen.

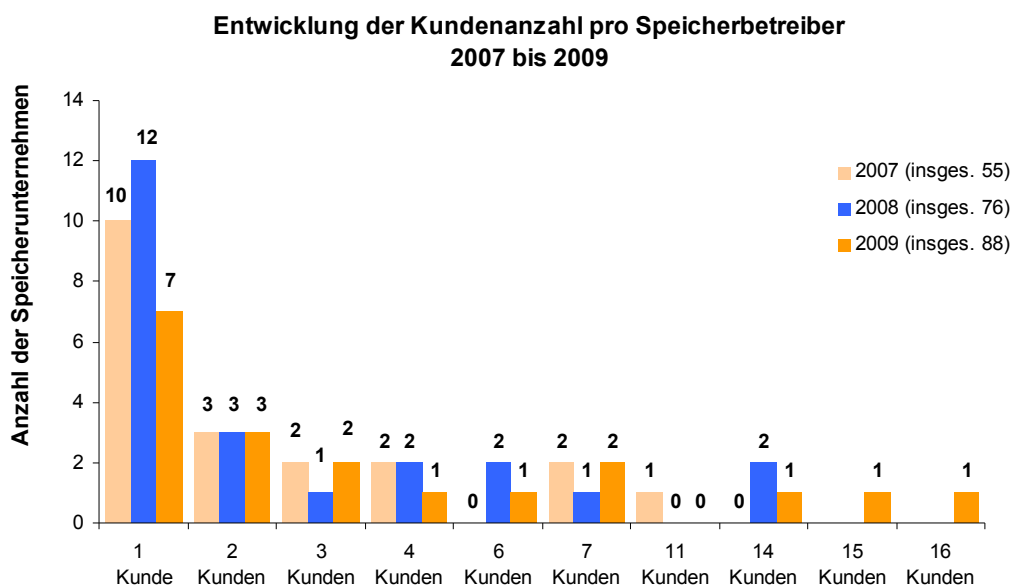


Abbildung 177: Entwicklung der Verteilung der Kunden auf die Speicherunternehmen

Die Speicherkundenzahl hat sich insgesamt von 55 (2007) über 76 (2008) auf nun 88 in 2009 erhöht. Wie auch in den Vorjahren zeigt sich, dass weiterhin viele Speicherunternehmen nur über einen Kunden verfügen, während andere deutlich mehr Kunden aufweisen.

Speicher; Kapazitätsentwicklung (Gas)

Die zum Stichtag 31. Dezember 2009 freien Kapazitäten der UGS sind in der nachstehenden Abbildung im Vergleich zu den Vorjahren 2007 und 2008 dargestellt. Demnach ist zunächst ein Absinken, jedoch infolge einer leichten Zunahme kurzfristig verfügbarer Kapazitäten eine höhere Anzahl nicht ausgebuchter UGS und ein leichter Anstieg der Anbieter freier UGS zu verzeichnen, insgesamt auf relativ niedrigem Niveau.

Entwicklung des stichtagsbezogenen, angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2007 bis 2009 [in Mio m_N³]

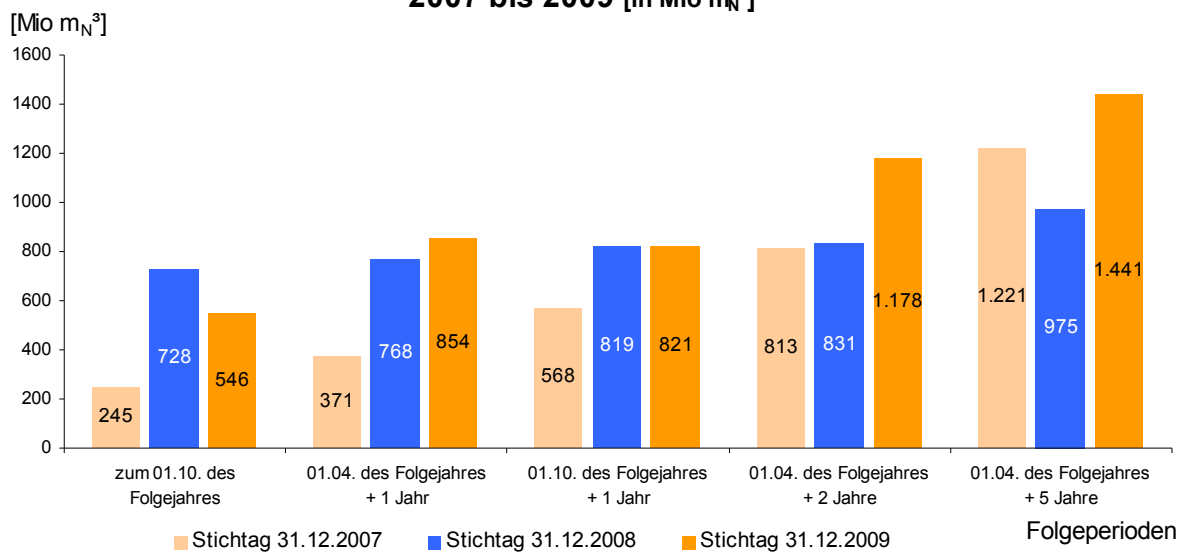


Abbildung 178: Entwicklung des stichtagsbezogenen, angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden, 2007 bis 2009

U. a. wirkte sich wohl auch die Umstellung des Systemsspeichers auf Einzelspeichervermarktung Ende 2008 noch in 2009 positiv auf die Entwicklung frei buchbarer Kapazitäten aus. Mittelfristig (jeweiliger Buchungsstatus plus 2¼ Jahre) hat sich die Situation durch ein erhöhtes Angebot an frei buchbaren Kapazitäten weiter entspannt. Zusätzlich konnten bei insgesamt zehn UGS - Unternehmen trotz ausgebuchtem AGV Ein- bzw. Ausspeicherleistungen gebucht werden.

Speicher; Zugangsverweigerung und erfolglose Buchungen (Gas)

Die Datenerhebung zum Berichtsjahr 2009 hat ergeben, dass nach eigenen Angaben vier UGS - Unternehmen insgesamt 31-mal den Drittzugang verweigert haben. Gegenüber den Vorjahreswerten ist jedoch eine weitere Reduzierung der Verweigerungen zu verzeichnen.

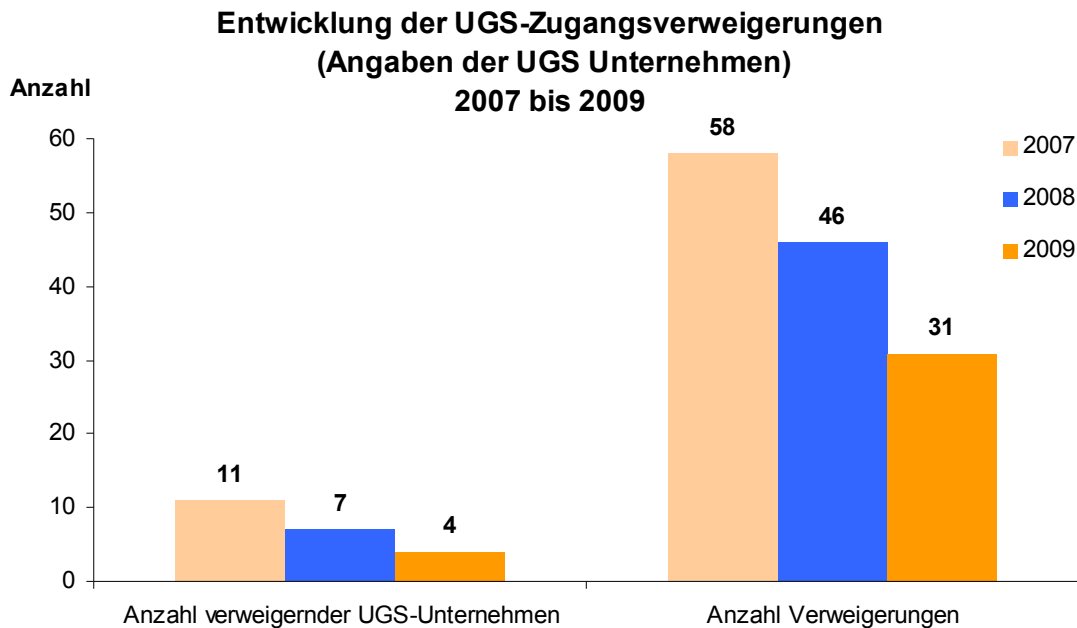


Abbildung 179: Entwicklung der UGS - Zugangsverweigerungen (Angaben der UGS Unternehmen)

Dagegen verliefen die Buchungversuche nach Angaben der Nutzer bei 59 der 693 befragten Großhändler und Lieferanten 79-mal erfolglos. In einem Fall wurde ein Kunde sogar ohne Begründung abgelehnt. Die höchste Zahl von erfolglosen Buchungen (36) in 2009 war begründet im Angebot unpassender Produkte. In 33 erfolglosen Buchungsfällen war Unwirtschaftlichkeit der Grund und in zehn fehlende Speicherkapazitäten.

Zur Einführung des neuen Bilanzierungsregimes (GABi Gas) zum 1. Oktober 2008 gaben 46 (2008: 36) der Gashändler und Lieferanten an, dass sich ihr Speichernutzungsverhalten hierdurch geändert hat (249 Unternehmen verneinten dies). Bei 22 Unternehmen spiegelte sich dies durch eine Verringerung des Speicherkapazitätsbedarfes wider. Für 36 Unternehmen verringerte sich der Speichereinsatz zur untertägigen Strukturierung, bei 16 fiel der Speichereinsatz dafür sogar vollständig weg. 15 Unternehmen boten ihre Speicherkapazitäten als externe Regelenergie an, sieben auf dem Sekundärmarkt. An Regelenergieausschreibungen hatten sich 2009 hingegen nur zwei UGS-Unternehmen aktiv beteiligt. Im Ergebnis zeigt dies, dass GABi Gas erste positive Auswirkungen auch auf den Einsatz von Speichern hatte.

Speicher; Speicherdienstleistungen; Angebot an Kapazitätsprodukten (Gas)

Mit der freiwilligen Verpflichtung zur Einhaltung der GGPSSO (Guidelines of Good TPA Practice for Storage System Operators) hat sich ein Großteil der Speicherunternehmen auch bereit erklärt, bestimmte Speicherdienstleistungen anzubieten.

21 Speicherunternehmen hatten in 2009 nachfolgend dargestellte Nutzungssituation ihrer angebotenen Dienstleistungsprodukte zu verzeichnen.

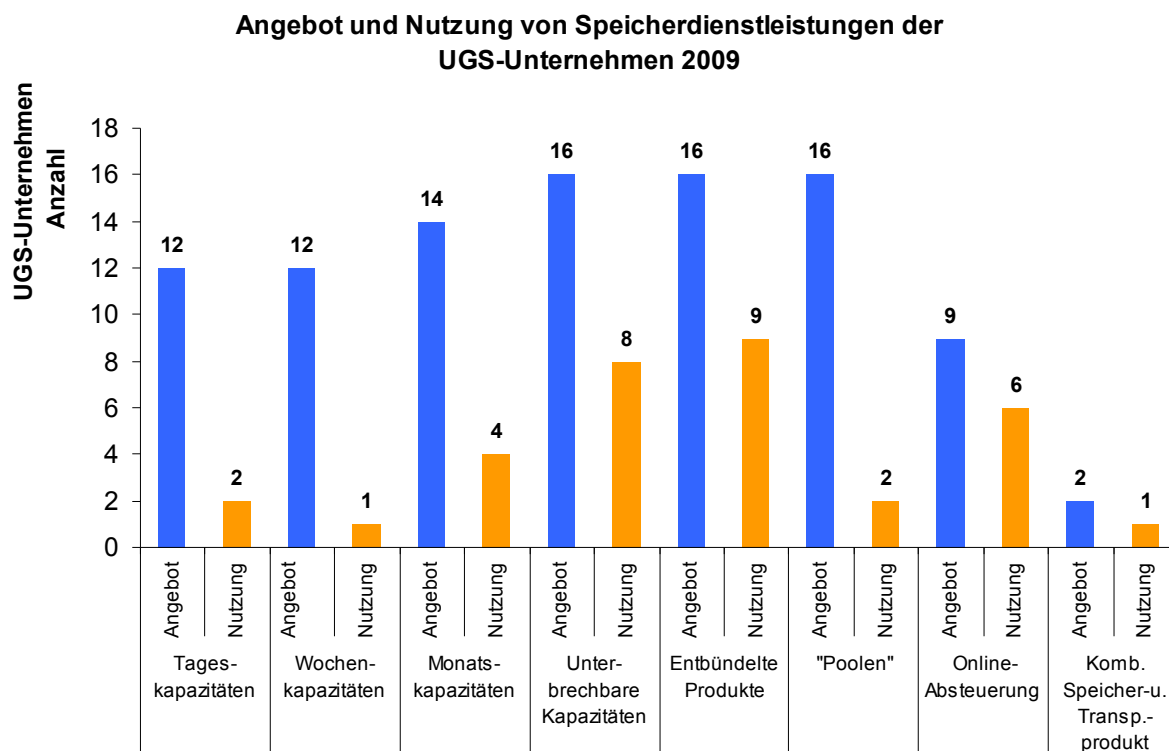


Abbildung 180: Angebot und Nutzung von Speicherdienstleistungen der UGS - Unternehmen 2009

Gegenüber dem Vorjahr wurde zusätzlich von zwei Speicherbetreibern ein kombiniertes Speicher- und Transportprodukt angeboten, das jedoch nur bei einem auch genutzt wurde. Weiterhin stießen offenbar die Angebote kurzfristiger Kapazitätsprodukte und auch die Möglichkeit des „Poolens“ nur auf ein geringes Nutzungsinteresse. Aus Sicht der antwortenden Speichernutzer kann ein überwiegend positiver Rückschluss hinsichtlich der Zufriedenheit mit den Speicherdienstleistungen gezogen werden. 82 Unternehmen gaben an, dass die Speicherdienstleistungen ihren Vorstellungen entsprachen, 30 waren unzufrieden (581 ohne Angabe). Vier Unternehmen (von 177 Gashändlern und Lieferanten, die Angaben hierzu machten) haben im Berichtszeitraum den Speicherbetreiber gewechselt. 14 Gashändler und Lieferanten (von 180 Antwortenden) handelten im Jahr 2009 neue Speicherverträge mit den Speicherbetreibern aus.

Speicher; Speicherdienstleistungen; Allokationsverfahren (Gas)

Nach Angaben der UGS-Unternehmen wurden in 2009 die verfügbaren Speicherkapazitäten im Rahmen der regulären Allokation nach den in nachfolgender Abbildung dargestellten Verfahren zugeteilt.

Entwicklung der Verfahrensanwendung bei der regulären Allokation 2006 bis 2009

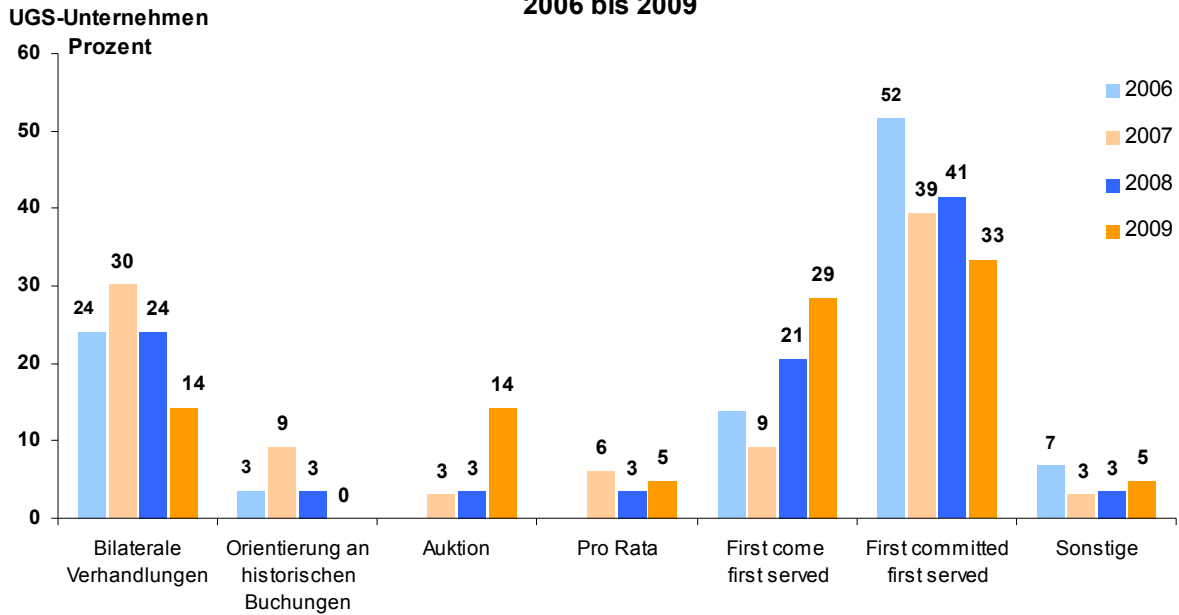


Abbildung 181: Entwicklung der Verfahrensanwendung bei der regulären Allokation 2006 bis 2009

Während bei „Bilateralen Verhandlungen“ und dem „First-Comitted-First Served“-Verfahren seit 2006 ein Abwärtstrend zu verzeichnen ist, fanden in 2009 vermehrt „Auktionen“ und das „First-Come-First Served“-Verfahren Anwendung.

Speicher; Speicherdienstleistungen; Engpassmanagement (Gas)

Die Beantwortung der Frage an die Speicherbetreiber, welche Vergabeverfahren bei Engpässen angewendet werden, zeigt nachfolgende Abbildung:

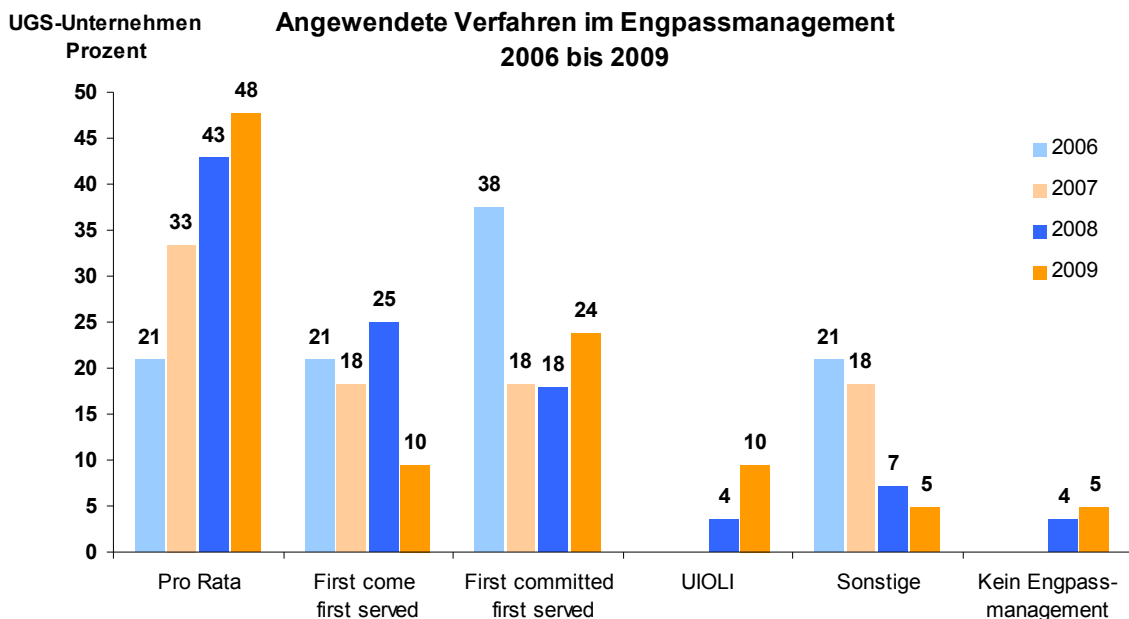


Abbildung 182: Angewendete Verfahren beim Engpassmanagement 2006 bis 2009

Es kann festgestellt werden, dass das „Pro Rata“-Verfahren beim Engpassmanagement mittlerweile nun von fast jedem zweiten Speicherbetreiber angewendet wird. Doch auch das „First-Committed-First Served“-Verfahren wird noch recht häufig verwendet, während andere Verfahren tendenziell weniger genutzt werden. Die Häufigkeit der Anwendung des Use-It-Or-Lose-It –Verfahrens (UIOLI) hat sich, wenn auch auf niedrigen Niveau, von 2008 zu 2009 etwas mehr als verdoppelt.

Speicher; Speicherdienstleistungen; Handel auf dem Sekundärmarkt (Gas)

Nach Angaben der Speicherbetreiber boten zwei UGS–Unternehmen in 2009 (2008: drei) die Möglichkeit eines eigenen „Bulletin Boards“ an und zwölf Speicherunternehmen ermöglichen eine Nutzung der Online-Sekundärhandelsplattform „store-x“. Von den befragten Großhändlern und Lieferanten haben lediglich acht Unternehmen insgesamt sechsmal in 2009 auf dem Sekundärmarkt gehandelt.

Nach Angaben von „store-x“ wurden 2009 insgesamt 28 Speicherkapazitätsangebote auf der Plattform eingestellt, doch es kamen lediglich 18 Handelsgeschäfte im Umfang von 89 Mio. m³ und im Wert von 7,248 Mio. Euro zustande. Insgesamt ist das Sekundärhandelsvolumen also äußerst gering. 2009 wurde fast ausschließlich das „Sofortkauf“-Verfahren genutzt (14x), das Auktionsverfahren kam zweimal und das Multiauktionsverfahren einmal zum Einsatz. Das ebenfalls angebotene Chiffre-Verfahren hat bisher noch gar nicht zu einem Handelsabschluss geführt. Bis zum 1. Juli 2010 wurden, seit Bestehen der Plattform am häufigsten Auktionen erfolgreich durchgeführt (35x, 317 Mio. m³ Handelsvolumen, Wert ca. 55 Mio. Euro).

Wettbewerb; Dominanzmethode; Anteile der größten Unternehmen (Gas)

Im Rahmen der Ermittlung der Marktanteile der größten Unternehmen in den Bereichen Erdgasförderung, Gas-Import, -Export, Untertagespeicher-Arbeitsgasvolumen und Gasabgabe an Letztverbraucher im Berichtsjahr 2009 wurden die Mehrheitsbeteiligungen von ca. 800 Unternehmen, die am Monitoring 2010 teilgenommen haben, analysiert und die entsprechenden Marktanteile den konsolidierten Mutterunternehmen nach der Dominanzmethode zugeordnet¹⁴⁴.

Nach Berechnung der Marktanteile der Unternehmen in zehn untersuchten Einzelbereichen des Gasmarktes entsprechend der Dominanzmethode waren in den Gruppen der größten drei über alle Marktkategorien in 2009 insgesamt zehn Unternehmen präsent, davon sechs deutsche Unternehmen und vier ausländische Unternehmen. Bei Betrachtung der Verteilung der Präsenz der Unternehmen in den Gruppen der größten drei über alle Marktkategorien ist festzustellen, dass ein Unternehmen in neun, ein Unternehmen in sieben Kategorien und ein Unternehmen in vier Kategorien in der Gruppe der größten drei vertreten waren.

Über alle Marktkategorien hinweg waren in 2009 in den Gruppen der größten fünf insgesamt 16 Unternehmen präsent, davon neun deutsche Unternehmen und sieben ausländische Unternehmen. Ein Unternehmen war in neun der zehn Marktkategorien in den Gruppen der größten Fünf vertreten. Ein Unternehmen wurde in acht Kategorien, zwei Unternehmen in sieben und ein Unternehmen in vier Kategorien in den Gruppen der größten Fünf verzeichnet.

Bis auf die Verringerung der Marktanteile in den Kategorien Import und Export haben sich die Marktanteile der größten drei und der größten fünf Unternehmen in allen Marktkategorien in

¹⁴⁴ Die Dominanzmethode ordnet die Abgabemenge beherrschter (konsolidierter) Unternehmen den beherrschenden Unternehmen zu, es erfolgt eine Zurechnung zu 100 Prozent. Gemeinschaftsunternehmen bei einem Beteiligungsverhältnis von 50 Prozent zu 50 Prozent werden jeweils hälftig zugerechnet.

2009 im Vergleich zu den Vorjahren kaum verändert, sie halten sich in allen Marktsegmenten seit 2007 auf etwa gleichem Niveau.

Nachfolgend sind die Marktanteile der größten drei und der größten fünf Unternehmen von 2007 bis 2009 in den untersuchten Sektoren des Gasmarktes, die auf der Grundlage der Dominanzmethode berechnet wurden, dargestellt (die Kategorie Gasabgabe an Erdgastankstellen wurde für das Berichtsjahr 2009 nicht abgefragt).

Anteile der größten drei bzw. fünf Unternehmen in den einzelnen Sektoren der Gaswirtschaft 2007 bis 2009

Bereich	Anteile der größten Drei in Prozent			Anteile der größten Fünf in Prozent		
	2007	2008	2009	2007	2008	2009
Förderung	82,7	82,7	82,6	99,4	99,4	99,4
Import	66,0	66,0	60,6	78,2	81,6	74,7
Export	64,3	73,5	53,5	84,3	89,6	76,0
Speicher - Arbeitsgasvolumen	keine Erhebung	62,8	69,5	keine Erhebung	82,4	84,3
Gasabgabe an LV Gesamt	31,1	35,2	30,1	41,9	44,3	39,6
Gasabgabe an LV ≤ 300 MWh/Jahr	28,4	28,2	25,9	36,7	36,0	31,7
Gasabgabe an LV > 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	26,0	26,7	22,8	35,6	35,5	30,4
Gasabgabe an LV > 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	33,4	35,0	29,9	40,6	42,2	37,7
Gasabgabe an LV > 100.000 MWh/Jahr	52,5	57,6	51,6	65,3	68,3	66,1
Gasabgabe an Gaskraftwerke	38,7	45,3	41,5	53,3	63,1	59,0
Gasabgabe an Erdgastankstellen	23,6	39,0	keine Erhebung	31,4	45,2	keine Erhebung

Tabelle 83: Übersicht über die Anteile der größten Drei und größten Fünf in den einzelnen Sektoren des Gasmarktes 2007 bis 2009

Anteile der größten Unternehmen am Erdgas-Import

Gemäß den Meldungen von 28 Importeuren im Rahmen des Monitoring 2010 erfolgten 69 Prozent der Erdgas-Importe durch deutsche Unternehmen und 31 Prozent durch ausländische Unternehmen. Der Anteil der drei größten Unternehmen am Gesamtimport in 2009 betrug 60,6 Prozent und ist damit im Vergleich zu 2008 zurückgegangen. Auch der Anteil der fünf größten Unternehmen ist in 2009 im Vergleich zu 2008 rückläufig.

Anteile der größten Unternehmen am Erdgas-Import 2007 bis 2009

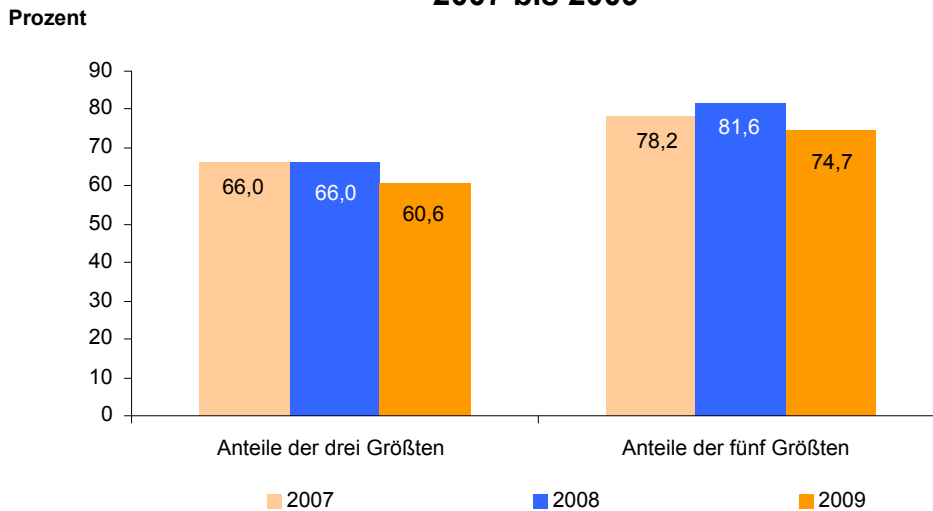


Abbildung 183: Anteile der größten Unternehmen am Erdgas-Import 2007 bis 2009

Die Struktur der Gruppe der fünf größten am Erdgas-Import beteiligten Unternehmen ist dadurch gekennzeichnet, dass von 2007 bis 2009 jeweils die gleichen Unternehmen präsent waren.

Anteile der größten Unternehmen am Erdgas-Export

Nach Angaben von 28 Exporteuren im Rahmen des Monitoring 2010 erfolgten 34 Prozent der Erdgas-Exporte durch deutsche Unternehmen und 66 Prozent durch ausländische Unternehmen. Gegenüber 2008 ist bei den größten drei und den größten fünf ein Rückgang der Anteile am Gesamtexport Gas zu verzeichnen.

Anteile der größten Unternehmen am Erdgas-Export 2007 bis 2009

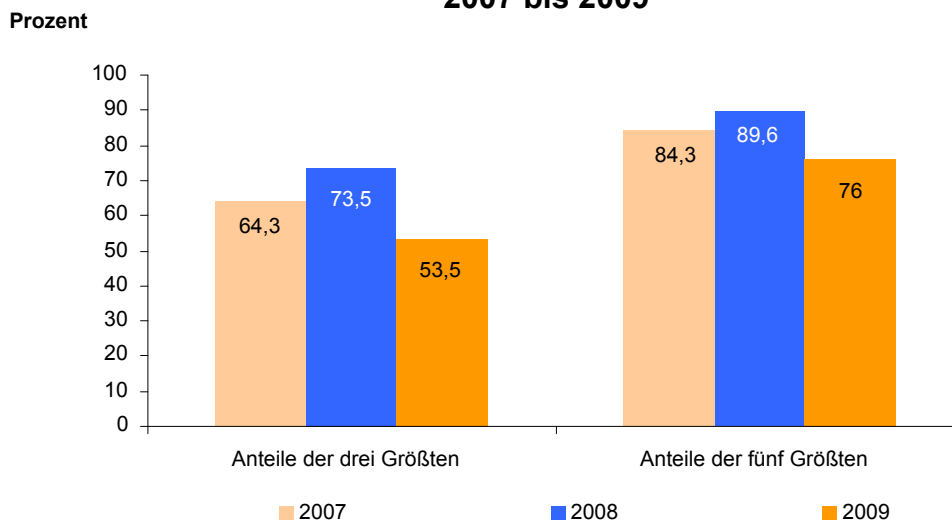


Abbildung 184: Anteile der größten Unternehmen am Erdgas-Export 2007 bis 2009

Anteile der größten Unternehmen an der inländischen Erdgas-Förderung

An den in Deutschland geförderten Gasmengen sind insgesamt elf Unternehmen konsortial beteiligt. Diese Unternehmen sind wiederum insgesamt acht Konzernmutterunternehmen zuzuordnen. Die Anteile der diesen Muttergesellschaften mittels der Dominanzmethode zugeordneten Gasmengen sind der folgenden Tabelle zu entnehmen. Anzumerken ist, dass sich

2009 gegenüber den Jahren 2007 und 2008 hier nur minimale Veränderungen ergeben haben.

Anteile der größten Unternehmen an der inländischen Erdgas-Förderung		
Unternehmen	Fördermenge in TWh	Anteile, gerundet in Prozent
Exxon Mobil Corporation, Irving	65,0	46
Royal Dutch Shell PLC, Den Haag	30,9	22
RWE Aktiengesellschaft	21,0	15
GDF INTERNATIONAL, Paris	13,4	9
BASF AG	10,4	7
GDPS, Katar	0,4	<1
Deutz Aktiengesellschaft	0,3	<1
EWE Aktiengesellschaft	0,1	<1
Sonstige	0,002	<1
Gesamtförderung	141,54	100

Tabelle 84: Anteile der größten Unternehmen an der inländischen Erdgas-Förderung in 2009; WEG: "Erdgasförderung nach konsortialer Beteiligung, Fakten und Trends" Statistischer Teil 2009, S. 48

Die drei größten Unternehmen nehmen in 2009 einen Anteil an der inländischen Gesamtförderung 82 Prozent ein, es ergibt sich keine Veränderung zu den Jahren 2007 und 2008. Auch bei den fünf größten Unternehmen bleibt es wie in den Vorjahren bei einem Anteil von 99 Prozent. Der Anteil deutscher dominanter Unternehmen an der Inlandsproduktion beträgt für 2009 zusammen ca. 22 Prozent, für 2008 ca. 21 Prozent und für 2007 ca. 20 Prozent.

Anteile der größten Unternehmen an der Gasabgabe an Letztverbraucher

Entsprechend den Monitoring-Meldungen von 693 Großhändlern und Lieferanten zur Gasabgabe an Letztverbraucher im Berichtsjahr wurden im Ergebnis der Berechnung nach der Dominanzmethode ca. 94 Prozent der Gasmengen an Letztverbraucher von deutschen Unternehmen und ca. sechs Prozent von ausländischen Unternehmen geliefert. Für die jeweiligen Unterkategorien stellt sich die Situation für 2009 wie folgt dar:

Anteile deutscher und ausländischer Lieferanten an der Gasabgabe an Letztverbraucher 2009

Kategorie	Gasabgabe an Letztverbraucher 2009 in TWh	Anteil deutscher Unternehmen in Prozent	Anteil ausländischer Unternehmen in Prozent
≤ 300 MWh/Jahr	289,64	98,65	1,35
> 300 bis ≤ 10.000 MWh/Jahr	99,67	99,08	0,92
> 10.000 bis ≤ 100.000 MWh/Jahr	82,05	94,19	5,81
> 100.000 MWh/Jahr	199,09	88,92	11,08
Gaskraftwerke	149,43	89,43	10,57
Gesamt	819,88	94,21	5,79

Tabelle 85: Anteile deutscher und ausländische Großhändler und Lieferanten an der Gasabgabe an Letztverbraucher 2009

Anteile ausländischer Großhändler und Lieferanten an der gesamten Gasabgabemenge an Letztverbraucher 2007 bis 2009

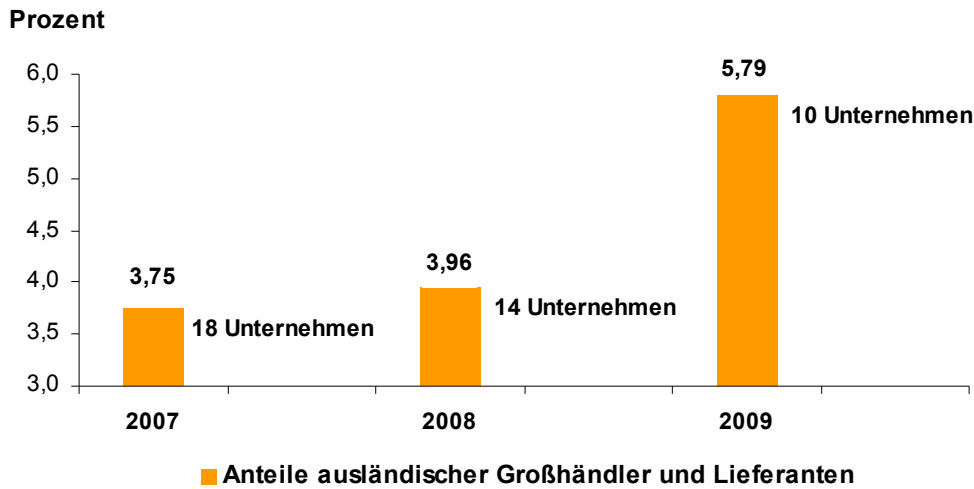


Abbildung 185: Anteile ausländischer Großhändler und Lieferanten an der gesamten Gasabgabemenge an Letztverbraucher 2007 bis 2009

Nach einem leichten Ansteigen der Anteile der Größten im Jahr 2008, wiesen diese 2009 annähernd das gleiche Niveau wie im Jahr 2007 auf. Sowohl in der Gruppe der größten drei als auch in der Gruppe der größten fünf Unternehmen war bezugnehmend auf die Gesamtgasabgabe an Letztverbraucher kein ausländisches Unternehmen vertreten. Zudem handelte es sich von 2007 bis 2009 stets um die gleichen drei bzw. fünf deutschen Unternehmen in der Gruppe der Größten, deren Anteile auch hinsichtlich der Gasabgabemengen in allen drei Jahren strukturell etwa gleiches Niveau gehalten haben.

Anteile der größten Großhändler und Lieferanten an der gesamten Gasabgabemenge an Letztverbraucher 2007 bis 2009

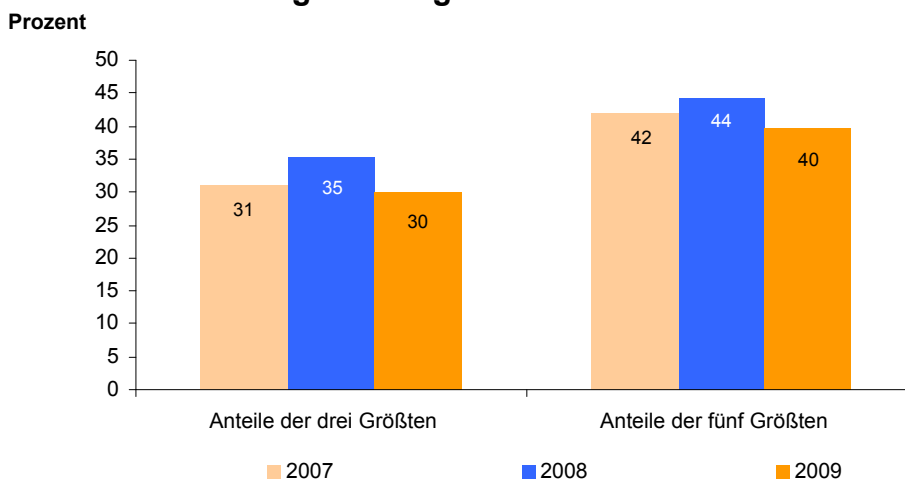


Abbildung 186: Anteile der größten Großhändler und Lieferanten an der Gasabgabemenge an Letztverbraucher 2007 bis 2009

Dagegen weisen die Gruppen der größten Großhändler und Lieferanten bei der Gasabgabe an die Letztverbraucher in den einzelnen Kategorien unterschiedliche Strukturen auf. In den beiden folgenden Darstellungen sind die Entwicklungen bei der Belieferung von Gas pro Verbraucherkategorie der größten drei sowie der größten fünf Unternehmen von 2007 bis 2009 dargestellt.

Anteile der größten Großhändler und Lieferanten an der Gasabgabe nach verschiedenen Letztverbraucherkategorien 2007 bis 2009

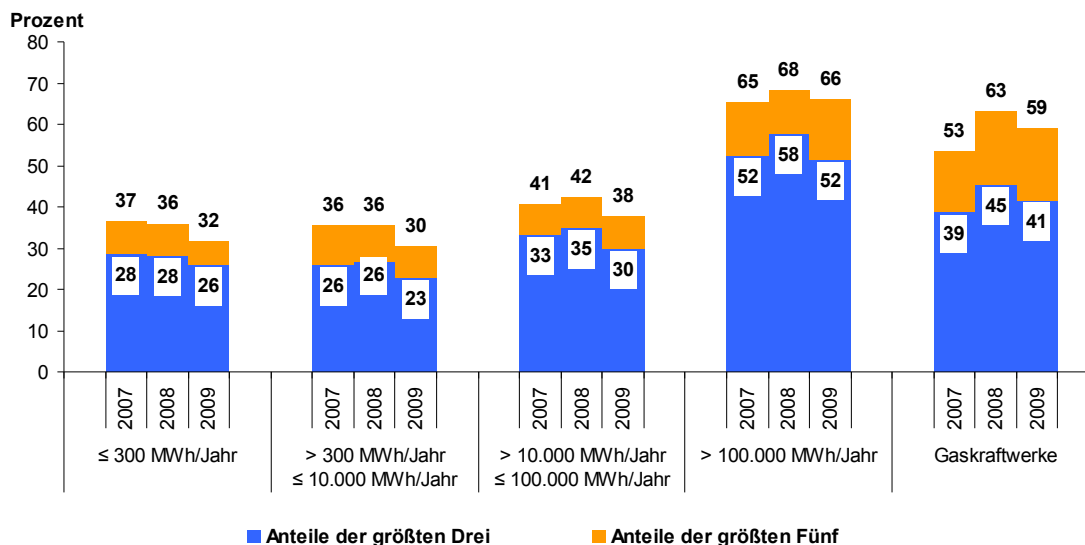


Abbildung 187: Anteile der größten Großhändler und Lieferanten an der Gasabgabe nach verschiedenen Letztverbraucherkategorien 2007 bis 2009

Anteile der größten Gasspeicherbetreiber am maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen

Die Berechnung der Anteile nach der Dominanzmethode erfolgte für 2009 am maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen, ausschließlich bezogen auf Untergrund-Gasspeicher und deren Betreiber.

Im Ergebnis verfügten im Berichtsjahr insgesamt 18 Untertage-Gasspeicherbetreiber über ein nutzbares Arbeitsgasvolumen in Höhe von 195,8 TWh. Der Anteil der 14 deutschen Untertage-Gasspeicherbetreiber am maximal nutzbaren Arbeitsgas beträgt im aktuellen Berichtsjahr 87 Prozent. Der Anteil von vier ausländischen Untertage-Gasspeicherbetreiber beträgt 13 Prozent.

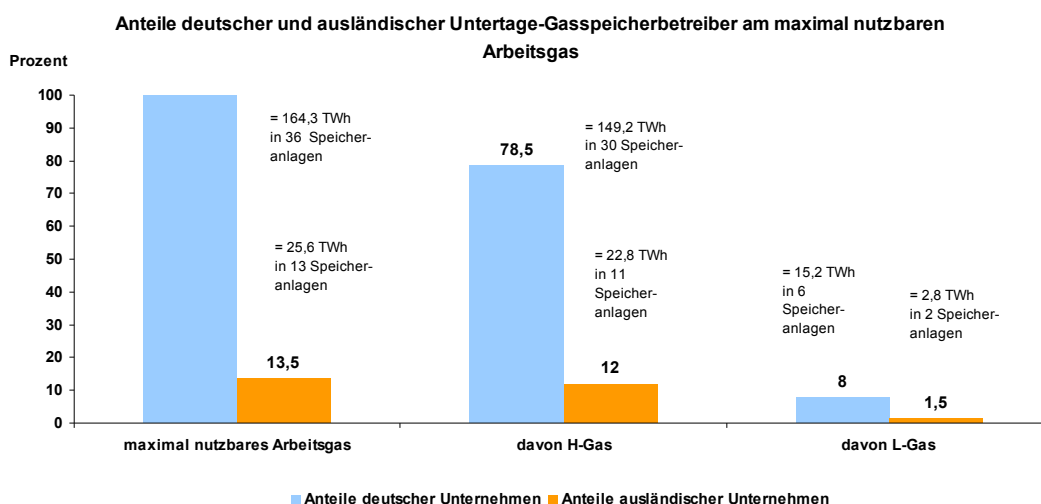


Abbildung 188: Anteile deutscher und ausländischer Untertage-Gasspeicherbetreiber am maximal nutzbaren Arbeitsgas

Die drei größten Untertage-Gasspeicherbetreiber verfügten 2009 über 69,5 Prozent am Maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen. Hinsichtlich der Gasqualität betragen die Anteile der drei Größten 66,8 Prozent bei H-Gas und 2,7 Prozent bei L-Gas.

Die fünf größten Untertage-Gasspeicherbetreiber hatten einen Anteil von 84,3 Prozent am maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen. Bezogen auf die Gasqualität weisen sie Anteile von 73,6 Prozent bei H-Gas und 10,7 Prozent bei L-Gas auf.

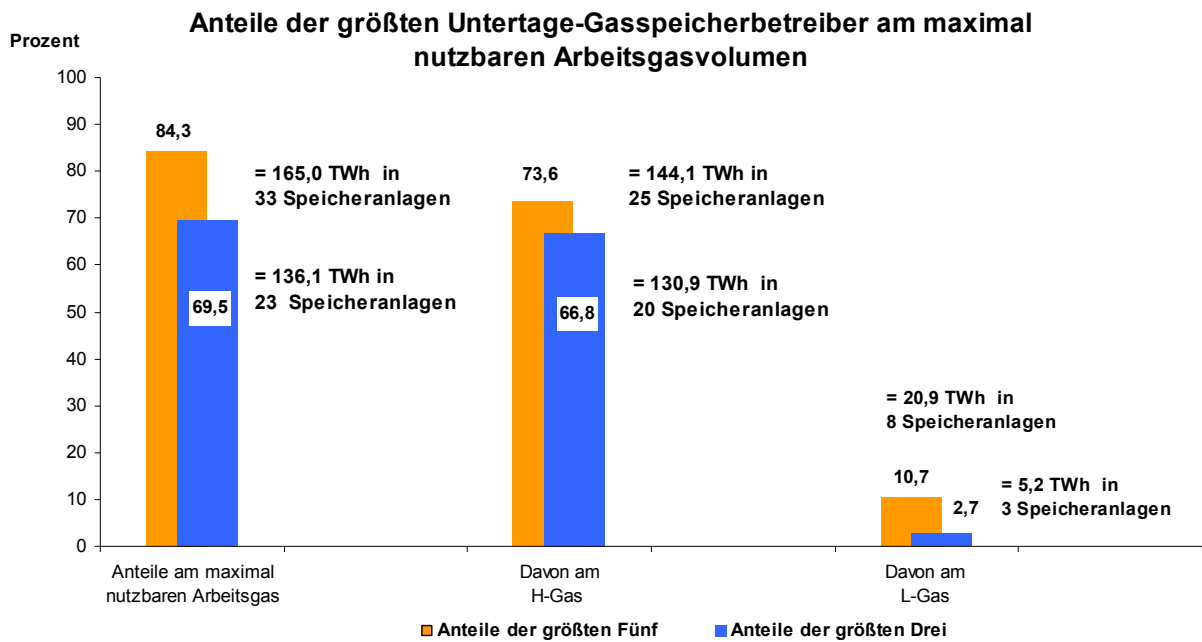


Abbildung 189: Anteile der größten Untertage-Gasspeicherbetreiber am maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen

Verbraucheraspekte; Ausweis der Entgeltanteile für Netzzugang, Messstellenbetrieb und Messung (Elektrizität + Gas)

Zur Verbesserung der Transparenz der Energierechnungen sind die Energielieferanten gem. § 40 Abs. 1 EnWG verpflichtet, bei Letztverbrauchern in ihrer Rechnungsstellung die Entgeltanteile für den Netzzugang, den Messstellenbetrieb und die Messung separat auszuweisen.

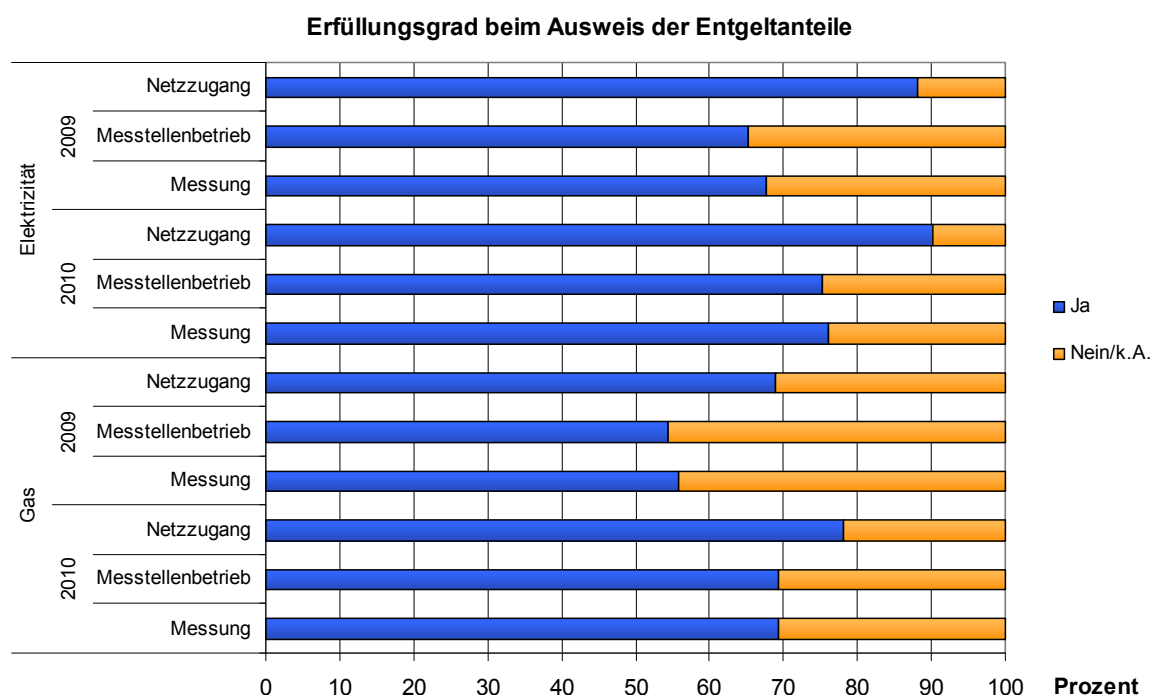


Abbildung 190: Erfüllungsgrad beim Ausweis der Entgeltanteile für Netzzugang, Messstellenbetrieb und Messung 2008 und 2009

Verbraucheraspekte; Abrechnungsturnus (Elektrizität + Gas)

Seit dem 9. September 2008 haben Letztverbraucher das Recht, auf die Häufigkeit der Rechnungsstellung einzuwirken. Nach § 40 Abs. 2 Satz 2 EnWG sind die Energielieferanten dazu verpflichtet, ihren Kunden auf Wunsch eine monatliche, vierteljährliche, halbjährliche oder jährliche Energierechnung anzubieten. Diese Verpflichtung schlägt sich mittlerweile in der Praxis der Energielieferanten nieder. Obwohl die Mehrzahl der Energielieferanten (93,75 Prozent bei Elektrizität und 92,84 Prozent bei Gas) den Energieverbrauch weiterhin überwiegend jährlich abrechnet, ist bei sechs Prozent (Elektrizität) bzw. 6,57 Prozent (Gas) der Energielieferanten die monatliche Rechnungsstellung die Regel.

Verbraucheraspekte; Lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife (Elektrizität + Gas)

Im Bereich der lastvariablen und tageszeitabhängigen Tarife i. S. d. § 40 Abs. 3 EnWG ist eine Verbesserung festzustellen. Gegenüber dem vorherigen Berichtszeitraum bieten 70,7 Prozent (61,4 Prozent in 2008) der Elektrizitätslieferanten mindestens einen tageszeitabhängigen Tarif für Haushaltskunden an. Noch deutlicher ist die Steigerung bei den lastvariablen Tarifen.

6,1 Prozent der Elektrizitätslieferanten bieten mittlerweile mindestens einen lastvariablen Tarif an (gegenüber 1,3 Prozent der Energielieferanten in 2008).

Vor dem Hintergrund der gesetzlichen Verpflichtung, bis zum 31. Dezember 2010 einen Tarif einzuführen, der dem Letztverbraucher einen Anreiz zur Energieeinsparung bzw. Steuerung seines Energieverbrauchs gibt, ist aber festzustellen, dass bisher nur 41,6 Prozent der Elektrizitätsversorgungsunternehmen ohne einen lastvariablen und 72,6 Prozent der Unternehmen ohne einen tageszeitabhängigen Tarif die Einführung eines solchen Tarifes planen.

Verbraucheraspekte; Transparenz in den Vertragsbestimmungen(Elektrizität + Gas)

88,24 Prozent der antwortenden Elektrizitäts- bzw. 81,24 Prozent der antwortenden Gaslieferanten bieten Haushaltskunden auch Energielieferverträge außerhalb der Grundversorgung an und sind daher verpflichtet, in diesen Sonderverträgen die Vorgaben des § 41 EnWG zur Gewährleistung von Transparenz und zum Schutz des Verbrauchers einzuhalten. Die durchschnittliche Umsetzung der geforderten Inhalte hat sich sowohl im Elektrizitäts- als auch im Gasbereich seit dem Berichtsjahr 2006 positiv entwickelt. Im Elektrizitätsbereich stieg der durchschnittliche Umsetzungsgrad von 89 Prozent (2006) auf 92 Prozent, im Gasbereich durchschnittlich sogar von 79 Prozent (2006) auf 93 Prozent. Lediglich bei dem Ausweis der zu erbringenden Leistungen einschließlich angebotener Wartungsdienste ist der Umsetzungsstand in 2009 mit 77 Prozent (Elektrizität) bzw. 78 Prozent (Gas) noch deutlich verbesserungswürdig.

Elektrizität

Transparenz in den Vertragsbestimmungen Elektrizität

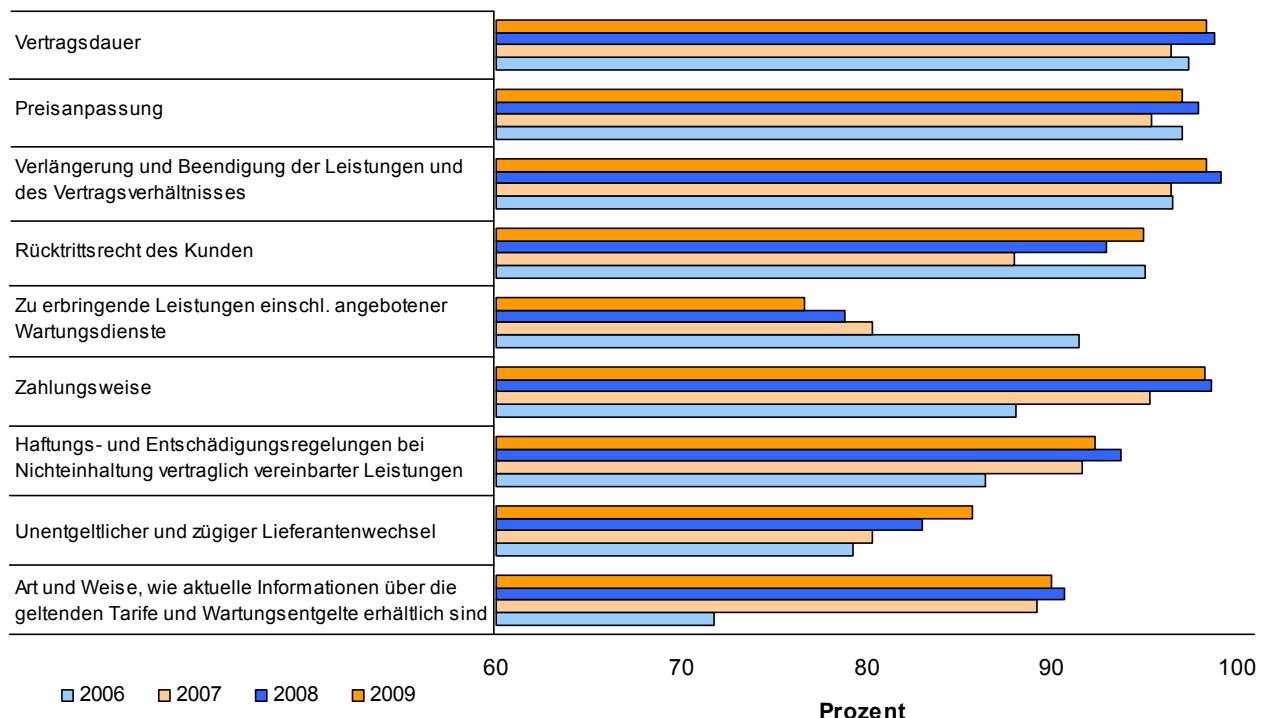


Abbildung 191: Transparenz in den Vertragsbestimmungen Elektrizität 2006 bis 2009

Gas

Transparenz in den Vertragsbestimmungen Gas

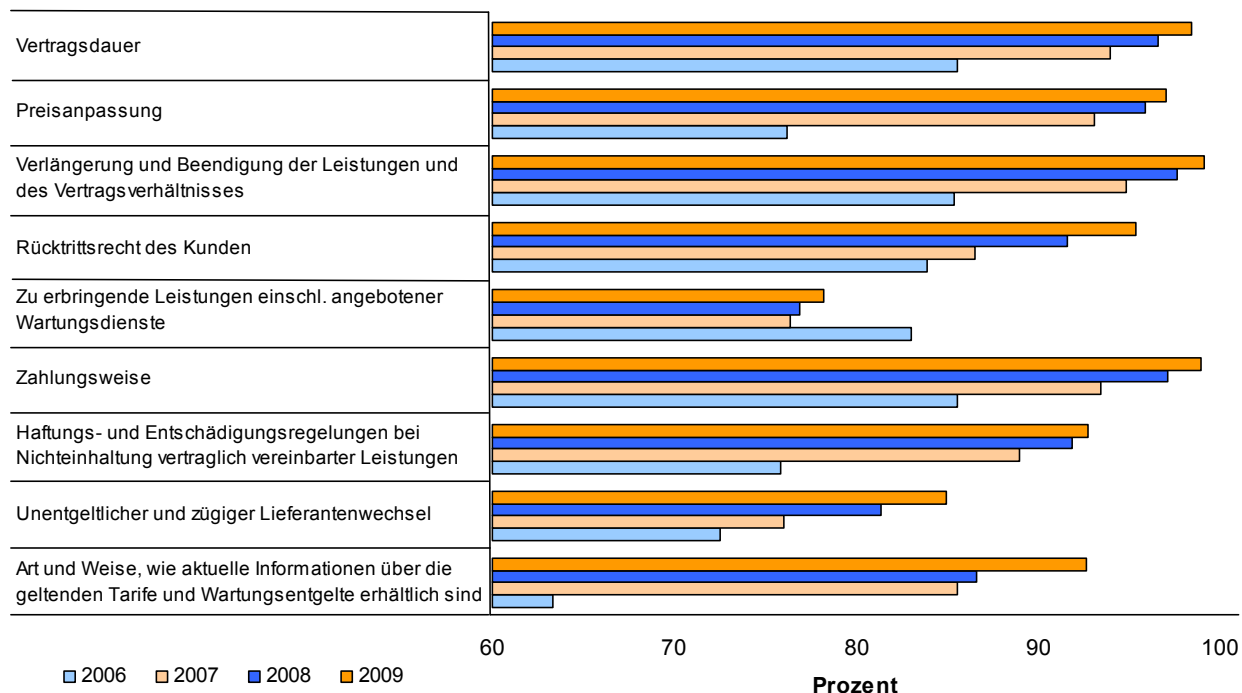


Abbildung 192: Transparenz in den Vertragsbestimmungen Gas 2006 bis 2009

Verbraucheraspekte; Verbrauchernfragen und Verbraucherbeschwerden

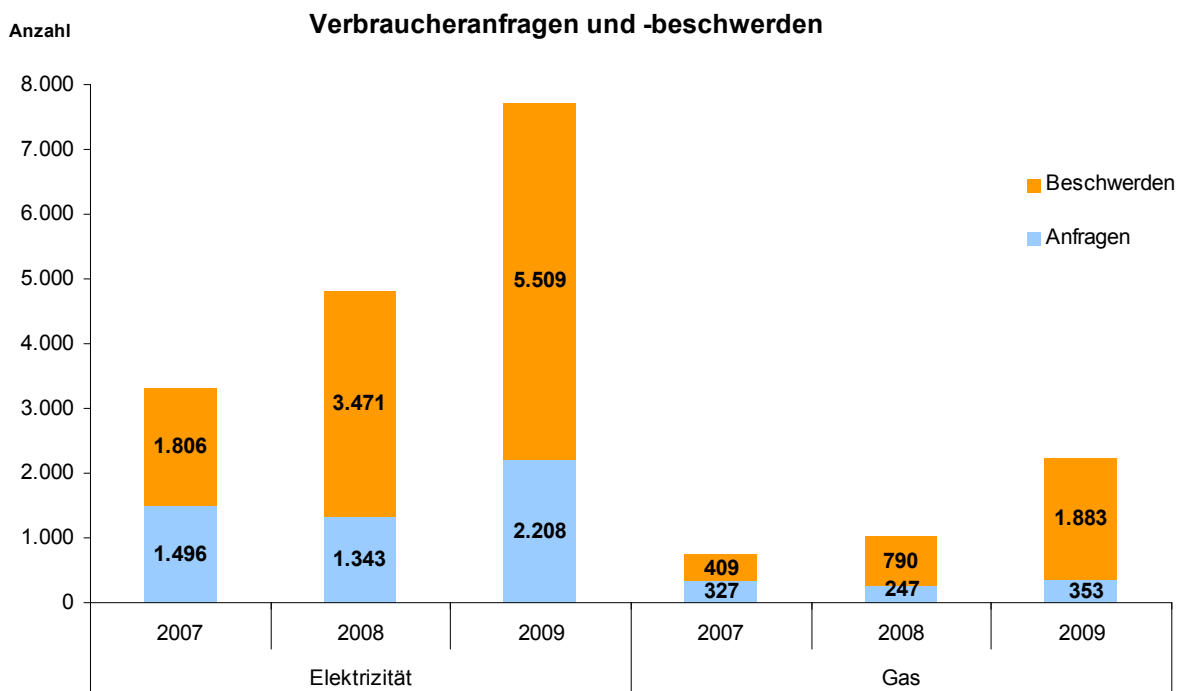


Abbildung 193: Verbrauchernfragen und -beschwerden Energie 2007 bis 2009

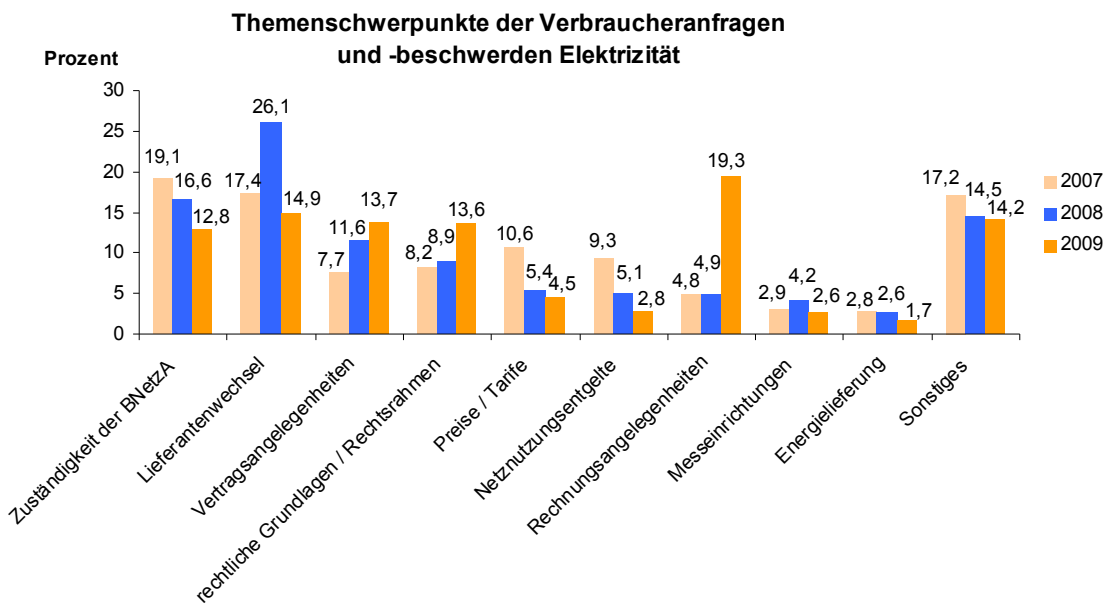


Abbildung 194: Themenschwerpunkte der Verbraucheranfragen und -beschwerden Elektrizität

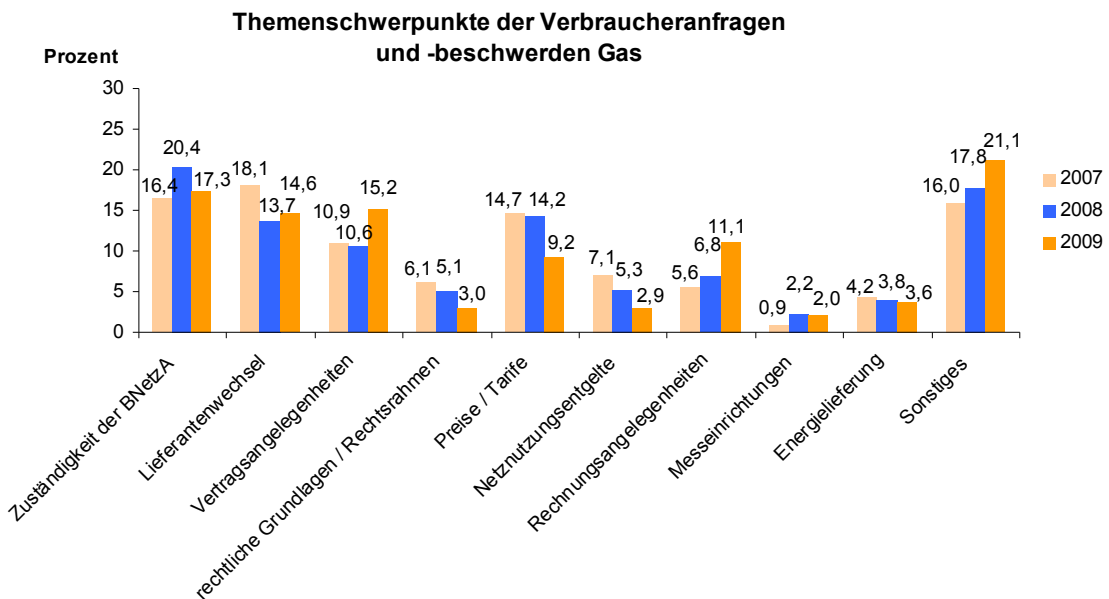


Abbildung 195: Themenschwerpunkte der Verbraucheranfragen und -beschwerden Gas

Beim Verbraucherservice der Bundesnetzagentur war im Berichtsjahr 2009 im Elektrizitäts- und im Gasbereich thematisch ein deutlicher Anstieg von Verbraucheranfragen und Verbraucherbeschwerden zu Rechnungsangelegenheiten zu verzeichnen. Inhaltlich ging es im Wesentlichen darum, dass Jahres- oder Schlussrechnungen mit erheblichen Verzögerungen erstellt und Guthaben nicht zeitnah an Kunden ausgezahlt wurden. Des Weiteren wurden den Energieabrechnungen teilweise auch falsche Zählerstände zugrunde gelegt und darauf basierend neue Abschlagszahlungen ermittelt.

Versorgungssicherheit; Versorgungsstörungen (Elektrizität)

Im Jahr 2010 hat die Bundesnetzagentur gemäß § 52 EnWG für das Berichtsjahr 2009 von den deutschen Elektrizitätsnetzbetreibern einen Bericht über die in ihrem Netz aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen erhalten. Diese Berichte umfassen Zeitpunkt, Dauer, Ausmaß und Ursache der Versorgungsunterbrechungen. 868 Netzbetreiber haben für 871 Netze insgesamt ca. 200.000 Versorgungsunterbrechungen übermittelt. Die Bundesnetzagentur hat die Daten einer Plausibilisierung und Prüfung unterzogen. Danach verblieben 821 Unternehmen mit 842 Netzen, aus deren Daten nach international anerkannten Methoden der Wert für die Versorgungsqualität (sog. SAIDI – System Average Interruption Duration Index) in Deutschland errechnet werden konnte. Dieser Wert gibt die „durchschnittliche Versorgungsunterbrechung in Minuten je angeschlossenen Letztverbraucher“ an.

Für das Jahr 2009 ergibt sich nach Auswertung der Daten für Deutschland eine Nichtverfügbarkeit von 14,63 Minuten je Letztverbraucher. Dies bedeutet erneut eine Verbesserung im Vergleich zu den Vorjahren und zeigt die hohe Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in Deutschland.

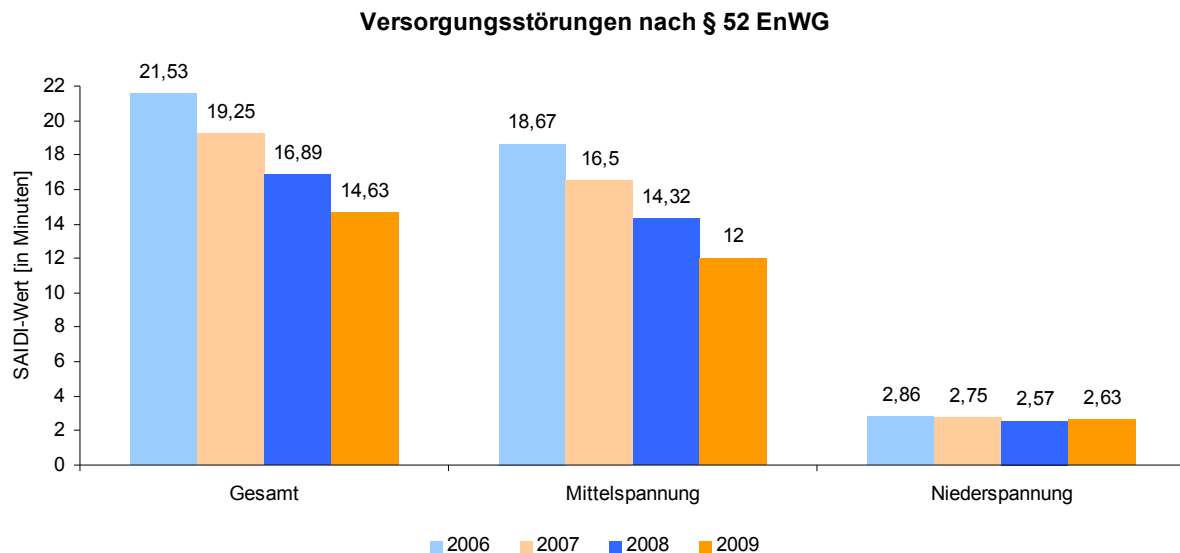


Abbildung 196: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG (Elektrizität)

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. Unterbrechungen mit der Ursache „Höhere Gewalt“ werden hierbei nicht berücksichtigt.

Im Gegensatz zu 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 2009 bei nur noch 0,66 Minuten (2008: 1,2 Minuten, 2006: 1,72 Minuten). Eine Differenzierung der SAIDI-Werte nach der Unternehmensgröße (nach Anzahl Letztverbraucher) zeigt auf, dass die Versorgungsqualität je nach Unternehmensgröße unterschiedlich ausfällt.

**Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG
- Differenziert nach Unternehmensgröße (Anzahl Letztverbraucher) -**

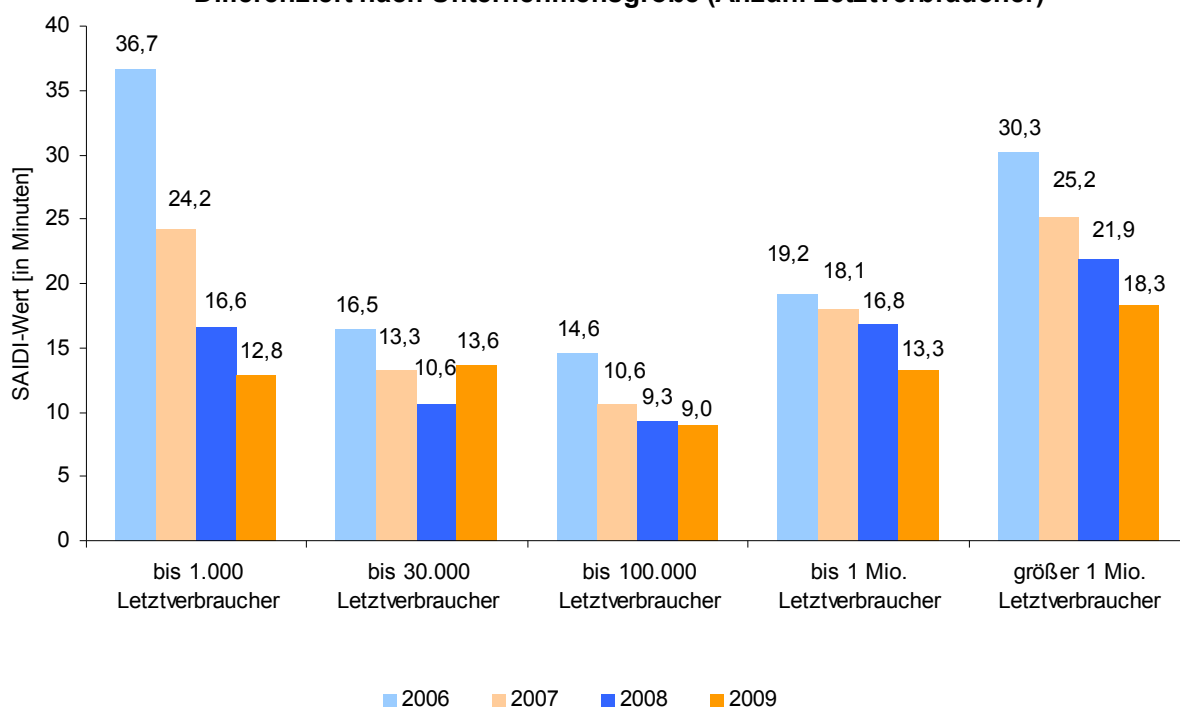


Abbildung 197: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG, Differenziert nach Unternehmensgröße (Anzahl Letztverbraucher)

Zähl- und Messwesen; Allgemeines

Die seit dem 23. Oktober 2008 geltende Messzugangsverordnung (MessZV) und die Novellierung des EnWG vom 29. August 2008 lassen Letztverbraucher als dem Anschlussnutzer die freie Wahl, sich einen Messstellenbetreiber oder Messdienstleister unabhängig vom bisher auf diesem Gebiet tätigen Netzbetreiber auszusuchen. Damit wurde ein neuer Markt mit neuen Marktbeteiligten, dem wettbewerblichen Messstellenbetreiber bzw. Messdienstleister geschaffen, den es in die bestehenden Marktstrukturen zwischen Netzbetreibern, Lieferanten und Endkunden einzugliedern gilt.

Festlegungsverfahren zur Standardisierung von Prozessen und Verträgen

Um diesen Eingliederungsprozess zu beschleunigen, eröffnete die Bundesnetzagentur im März 2009 ein Festlegungsverfahren zur Standardisierung von Verträgen und Geschäftsprozessen im Bereich des Messwesens. Im August 2009 wurden die Entwürfe öffentlich konsultiert und anschließend überarbeitet. Am 9. September 2010 hat die Bundesnetzagentur ein Festlegungsverfahren zur Standardisierung von Verträgen und Geschäftsprozessen im Bereich des Messwesens beschlossen.

Positionspapier zu Mindestanforderungen an eine Messeinrichtung

§ 21b Abs. 3a und 3b EnWG verlangen vom jeweiligen Messstellenbetreiber den Einbau bzw. das Angebot von Messeinrichtungen, die „dem jeweiligen Anschlussnutzer den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln“. Aufgrund vermehrter Anfragen, in denen die Bundesnetzagentur aufgefordert wurde, eine Mindestausstattung von „§ 21b EnWG – konformen“ Messeinrichtungen vorzugeben, hat die Bundesnetzagentur am 22. Juni 2010 ein Positionspapier veröffentlicht. Das Positionspapier soll insoweit als Auslegungshilfe dienen und dem Bedürfnis des Marktes nach Schaffung von Rechts- und damit Investitionssicherheit nachkommen.

Bericht der Bundesnetzagentur:

„Wettbewerbliche Entwicklungen und Handlungsoptionen im Bereich Zähl- und Messwesen und bei variablen Tarifen“

In 2009 hat die Bundesnetzagentur einen Bericht erstellt, der den Entwicklungsstand des Wettbewerbs im Messwesen ein Jahr nach Inkrafttreten der MessZV beschreibt und zugleich einen Blick auf den Entwicklungsstand beim Angebot von variablen Tarifen bietet. Für beide Bereiche hat die Bundesnetzagentur Empfehlungen zum weiteren Vorgehen ausgesprochen, die das Ziel haben, die Entwicklung sinnvoll und im Sinne einer sicheren und nachhaltigen Energieversorgung des Verbrauchers zu forcieren. Im Zuge der Erstellung waren Gutachter beauftragt und es fanden Gespräche mit zahlreichen Marktakteuren statt, ferner wurde eine gezielte Umfrageaktion durchgeführt, die von den Beteiligten mit großer Mehrheit begrüßt wurde und deren Auswertungen in den Bericht eingeflossen sind. Der Bericht wurde im März 2010 dem Bundeswirtschaftsministerium übergeben. Die öffentlichen Reaktionen auf den Bericht waren positiv. Den Vorschlag modulare Systeme zu etablieren und Rahmenbedingungen zu ändern um variable Tarife zu ermöglichen, wurde in der Energiebranche als sinnvoll aufgenommen.

Zähl- und Messwesen; Smart Metering

Normierung im Bereich „Smart Metering“ – das Standardisierungsmandat M/441

Bis zum Jahr 2020 sollen nach den Vorstellungen der Europäischen Kommission 80 Prozent der Bürger in den Mitgliedsstaaten über einen intelligenten Stromzähler verfügen. Dieser soll es ermöglichen, den tatsächlichen Verbrauch anzuzeigen und damit die Erreichung der Energieeinsparziele durch die Letztverbraucher wesentlich unterstützen. Die Interoperabilität von Verbrauchszählern für Elektrizität, aber auch Gas und darüber hinaus für Wasser und Fernwärme innerhalb einer offenen Gerätearchitektur ist eine wesentliche Voraussetzung zur raschen Umsetzung solcher „Smart-Metering-Lösungen“ in Europa. Um den Herstellern von Verbrauchsmessgeräten verbindliche Standards vorzugeben und durch die hierdurch gewonnene Rechtssicherheit das Risiko von Fehlinvestitionen zu verringern, hat die EU-Kommission im Jahr 2009 den Normungsorganisationen CEN, CENELEC und ETSI einen Normungsauftrag erteilt. Durch dieses Standardisierungsmandat M/441 werden im Ergebnis einheitliche Geräteschnittstellen und die zugehörigen Technologien, Protokolle und Prozesse festgelegt. Zur praktischen Umsetzung des Mandats wurde die „Smart Metering Coordination Group“ gegründet, welche außer den drei genannten Normungsorganisationen rund 20 weitere Verbände und Organisationen auf europäischer Ebene, sowie Unternehmen an einen Tisch brachte. Hierunter ist von regulatorischer Seite CEER/ERGEG mit einem eigens hierfür gebildeten Beratergremium vertreten. Die Bundesnetzagentur hat sich in dieses Beratergremium eingebracht, um dadurch einen Beitrag in den Beratungen zu der recht komplexen Materie zu leisten. Ein abschließendes Ergebnis von M/441 wird voraussichtlich im Jahr 2011 vorliegen.

Zähl- und Messwesen; Messstellenbetrieb und Messdienstleistung (Elektrizität)

Wettbewerbsentwicklung im Marktsegment Messstellenbetrieb/Messdienstleistung

Im Monitoring 2010 wurden sowohl Netzbetreiber, Lieferanten als auch dritte Messstellenbetreiber bzw. Messdienstleister zur aktuellen Entwicklung im Messwesen befragt. 684 der antwortenden Unternehmen waren Netzbetreiber, 13 sogenannte Dritte (Vertrieb oder „echte“ dritte Messstellenbetreiber/Messdienstleister). Der Messstellenbetrieb kann sowohl für elektronische (hier mit Messdienstleistung) als auch elektromechanische (hier ohne Messdienstleistung) Messeinrichtungen ausgeführt werden. Die Messdienstleistung gilt nur für elektromechanische Messeinrichtungen.

Messstellenbetrieb/Messdienstleistung in der Zuständigkeit der Netzbetreiber

Angaben der Netzbetreiber 2009	Anzahl der antwortenden Netzbetreiber			Anzahl der Zählpunkte		
	Insgesamt	rLM ¹⁴⁵	SLP ¹⁴⁶	Insgesamt	rLM	SLP
reiner Messstellenbetrieb (elektromechanische Messeinrichtungen)	47		47	90.068		90.068
Veränderung gegenüber 2008 in Prozent	+42		+42	-36		-36
Messdienstleistung (elektromechanische Messeinrichtungen)	23	4	20	61.622	233	61.389
Veränderung gegenüber 2008 in Prozent	-68			-24	-12	-24
Messstellenbetrieb und Messdienstleistung (sowohl elektromechanische als auch elektronische Messeinrichtungen)	667	651	658	48.629.530	401.867	48.227.663
Veränderung gegenüber 2008 in Prozent	+6			+7	+26	+7

Tabelle 86: Messstellenbetrieb/ Messdienstleistung in der Zuständigkeit der Netzbetreiber

Messstellenbetrieb und Messdienstleistung in der Zuständigkeit von Dritten

Der Messstellenbetrieb und/oder die Messdienstleistung wurden im Berichtsjahr 2009 von 27 sogenannten dritten Unternehmen durchgeführt. 19 Unternehmen sind im Bereich der RLM-gemessenen Kunden tätig, 22 im Bereich SLP-Kunden.

Anträge von Dritten auf Messstellenbetrieb bzw. Messdienstleistung i. S. d. EnWG, des KWKG und des EEG

Die bei den Netzbetreibern im Berichtsjahr 2009 vorliegende Anzahl der eingegangenen Anträge auf Durchführung des Messstellenbetriebs durch Dritte zeigt folgende Tabelle:

Anträge von Dritten auf Durchführung des Messstellenbetriebs und der Messdienstleistung gemäß EnWG	2008		2009	
	Messstellenbetrieb	Messdienstleistung	Messstellenbetrieb	Messdienstleistung
Anzahl der antwortenden Netzbetreiber	217	463	408	425
Anzahl der Zählpunkte	2.392	37.895	39.169	483.453

Tabelle 87: Aufträge von Dritten auf Durchführung des Messstellenbetriebs/ Messdienstleistung

¹⁴⁵ Registrierende Leistungsmessung

¹⁴⁶ Standardlastprofil

Im Vergleich der beiden Berichtsjahre 2008 und 2009 sind beachtliche Steigerungsraten bei der Anzahl der Netzbetreiber, in deren Netzgebiet Dritte tätig werden wollen, zu verzeichnen. Die Veränderung in der Anzahl der antwortenden Netzbetreiber als auch in der Anzahl der Zählpunkte der tatsächlich durch Dritte versorgten Messstellen verdeutlicht folgende Tabelle:

Zählpunkte, die von dritten Messstellenbetreibern Messdienstleistern im Sinne des EnWG versorgt werden	2008		2009	
	Messstellenbetrieb	Messdienstleistung	Messstellenbetrieb	Messdienstleistung
Anzahl der antwortenden Netzbetreiber	35	47	310	318
Anzahl der Zählpunkte	3.399	4.888	43.828	518.170

Tabelle 88: Zählpunkte von Dritten Messstellenbetreibern

Auffällig sind die voneinander abweichenden Werte für die versorgten Zählpunkte, je nachdem, ob die Netzbetreiber oder die Dritten geantwortet haben. Das mag auf die unterschiedliche Beteiligung zurückzuführen sein bzw. ergeben sich bei den Begrifflichkeiten Messstellenbetrieb und Messdienstleistung oft Interpretationsspielräume. Dennoch ist auf eine Zunahme in der Anzahl der betreuten Messstellen beim Messstellenbetrieb zu verweisen, die etwa das 13 fache des Vorjahreswertes ausmacht.

Ablehnungen von Anträgen Dritter auf die Durchführung des Messstellenbetriebs bzw. die Messdienstleistung durch den Netzbetreiber

Im Berichtsjahr 2009 erfolgten insgesamt 641 Ablehnungen von Anträgen Dritter auf die Durchführung des Messstellenbetriebs im Sinne des EnWG durch die Netzbetreiber (60 hatten geantwortet), 2008 waren es 360 bei 74 antwortenden Netzbetreibern.

Fast 75 Prozent der antwortenden Unternehmen gaben als Gründe für eine Ablehnung die fehlende Vollmacht des Kunden oder den fehlenden Vertragsabschluss an. Ablehnungen aufgrund der Nichteinhaltung eichrechtlicher Anforderungen oder technischer Anschlussbedingungen wurden hingegen im Jahr 2009 nicht mehr als Grund angegeben.

Des Weiteren wurden im Berichtsjahr 2009 insgesamt 23.287 Anträge auf Durchführung der Messung durch die Netzbetreiber (bei 106 Antwort gebenden Netzbetreibern) abgelehnt. Auch hier gaben 75 Prozent der antwortenden Netzbetreiber an, dass sie die Anträge wegen fehlender Vollmachten der Kunden und fehlender Vertragsabschlüsse ablehnten.

Zähl- und Messtechnik im SLP-Kunden-Bereich

Zur Erfassung der im Jahr 2009 bei den Messstellenbetreibern vorliegenden Zähl- und Messtechnik erfolgte die Abfrage bei Netzbetreibern, Lieferanten sowie Messstellenbetreibern ebenso wie im Jahr 2008 getrennt nach rLM-Kunden und SLP-Kunden.

Immer noch besitzen 97,1 Prozent der SLP-Kunden einen elektromechanischen Zähler. Von diesen elektromechanischen Zählern sind ca. acht Prozent Zwei- und Mehrtarifzähler. Von den 1.313.354 elektronischen Zählern werden 108.537 (8,3 Prozent) fernausgelesen.

Angabe zur Anzahl der Technik bei SLP- Kunden

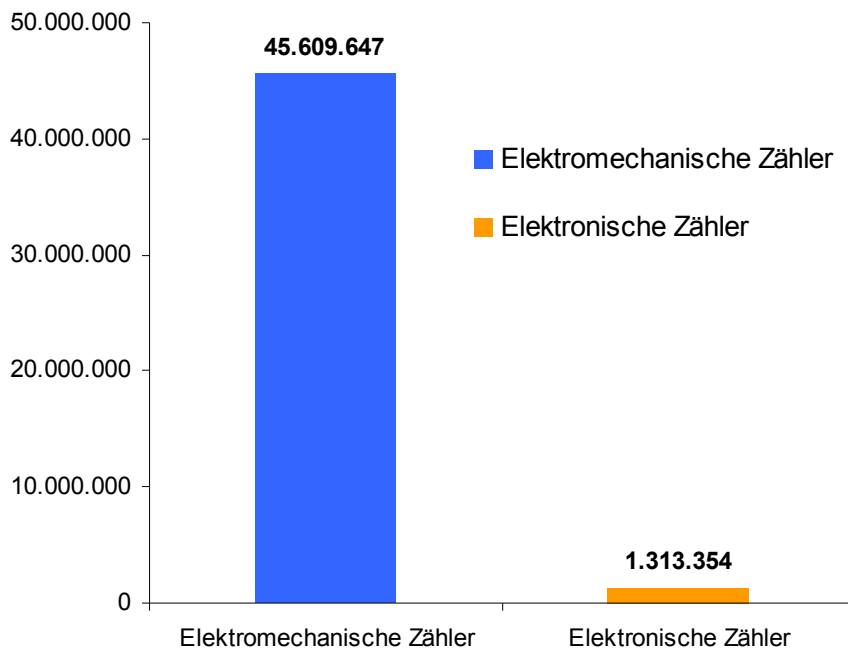


Abbildung 198: Angaben aller Netzbetreiber und Dritter zur Anzahl der bei SLP- Kunden verwendeten Technik

Ein Vorteil von elektronischen Zählern liegt darin, dass über entsprechende EDV-Schnittstellen dem Endkunden abseits von der Zähleranzeige der Verbrauch visualisiert werden kann und er so ein stärkeres Bewusstsein über sein Verbrauchsverhalten vermittelt bekommt. Zu diesen Visualisierungsmöglichkeiten wurden die Unternehmen befragt. Die Antworten sind in der Abbildung 199 dargestellt:

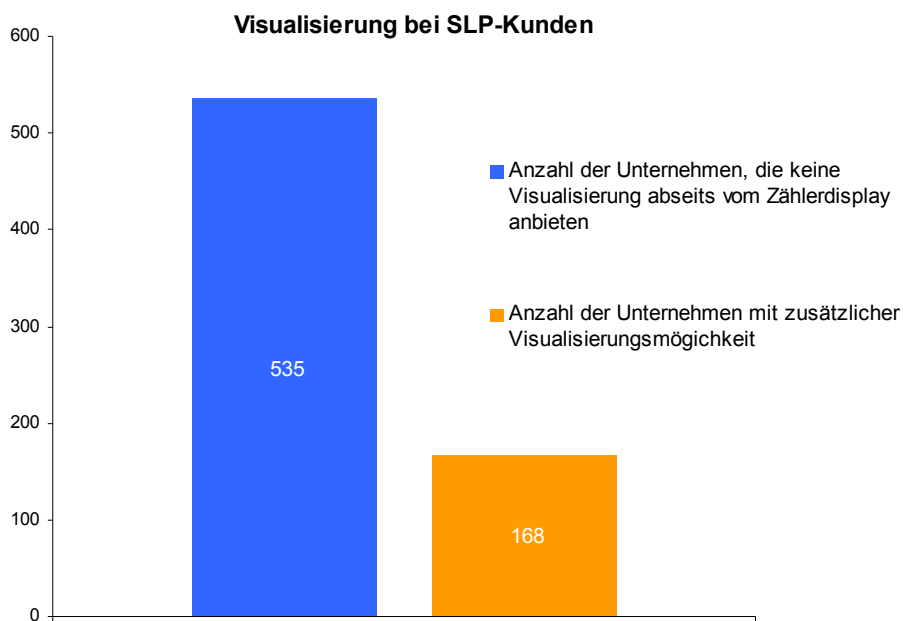


Abbildung 199: Visualisierung bei SLP- Kunden

Visualisierungsmöglichkeiten abseits vom Zählerdisplay - Verteilung nach Anzahl der Unternehmen

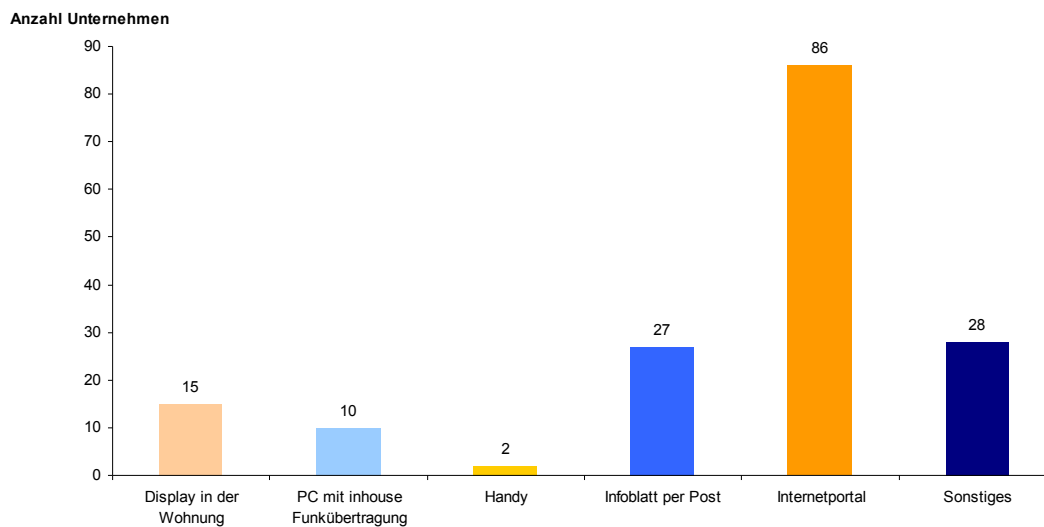


Abbildung 200: Möglichkeiten zur Visualisierung für SLP- Kunden abseits vom Zählerdisplay

Nach der Anzahl der Zählpunkte aufgliedert ergibt sich folgende Abbildung:

Visualisierungsmöglichkeiten

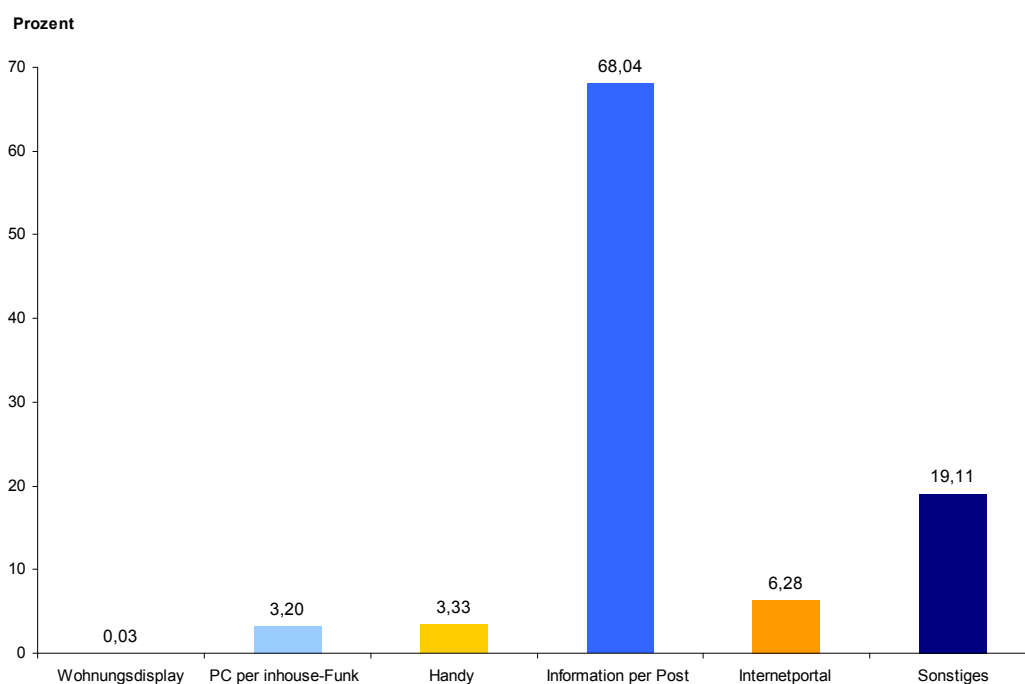


Abbildung 201: Visualisierungsmöglichkeiten

Zur Kommunikation des Zählers mit z. B. anderen Messeinrichtungen im Haus oder zur Anbindung an ein Display im Wohnbereich bzw. zur Anbindung an einen Konzentrator oder an ein Kommunikationsmodul, das aus dem Haus heraus Daten versendet, sind verschiedene Übertragungstechnologien anwendbar. Die Verteilung der dabei verwendeten Technologien ist in folgender Abbildung ersichtlich:

Technologien in der Nahverkehrskommunikation bei SLP-Kunden

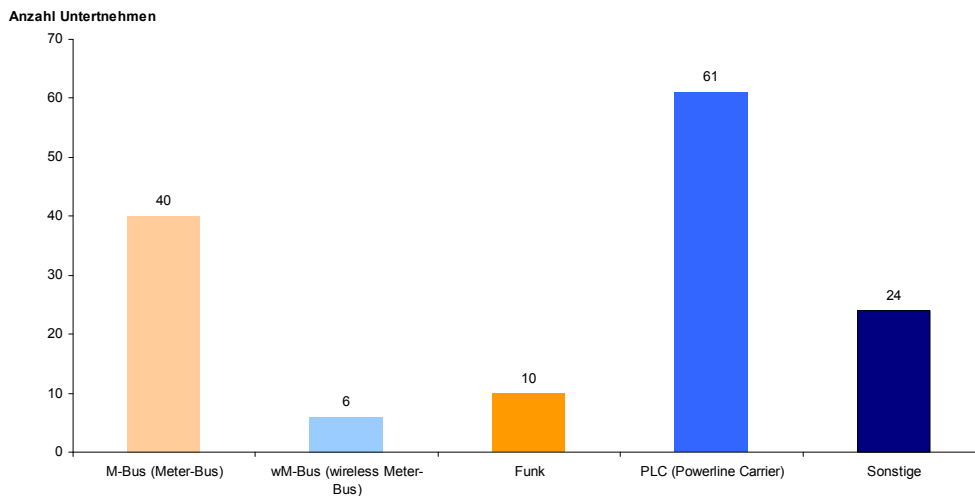


Abbildung 202: Technologien in der Nahverkehrskommunikation

In der Weitverkehrskommunikation, also der Übertragung der Daten aus dem Nutzerumfeld heraus zum Messstellenbetreiber oder Netzbetreiber, überwiegt die Verwendung von Mobilfunktechnologien (meist GPRS¹⁴⁷, aber auch GSM¹⁴⁸), gefolgt von DSL¹⁴⁹.

Zähl- und Messtechnik im RLM-Kunden-Bereich

Verteilung von rLM-Messeinrichtungen

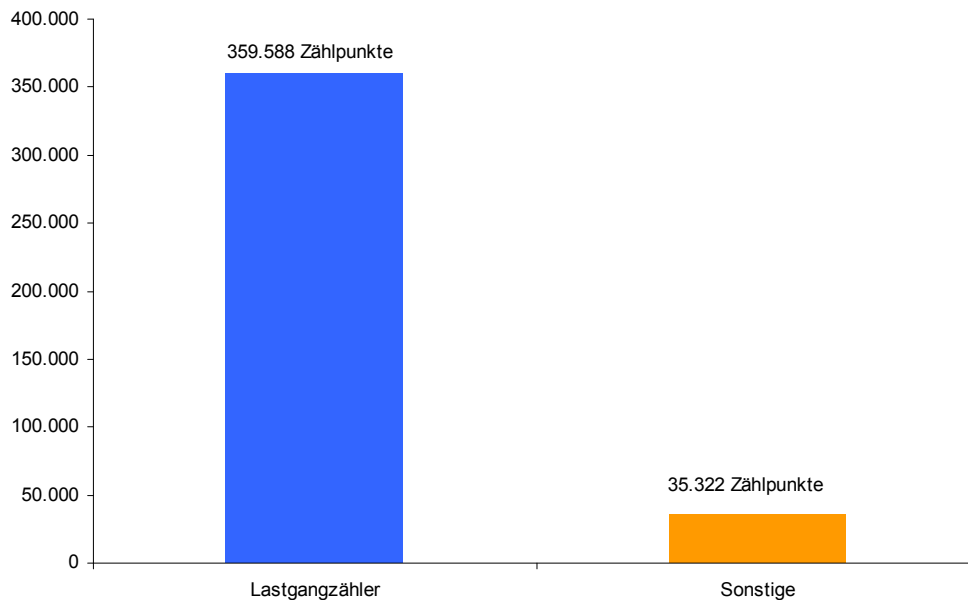


Abbildung 203: Verteilung von rLM- Messeinrichtungen

Im RLM-Kunden-Bereich überwiegt ebenso, wie im SLP-Kundenbereich, die Fernkommunikation per Mobilfunk, gefolgt von PSTN-Verfahren¹⁵⁰, die aus der historischen Entwicklung

¹⁴⁷ General Packet Radio Service (Allgemeiner paketorientierter Funkdienst)

¹⁴⁸ Global System for Mobile Communications (Standard für voll-digitale Mobilfunknetze)

¹⁴⁹ Digital Subscriber Line (Digitaler Teilnehmeranschluss)

¹⁵⁰ Public Switched Telephone Network (öffentliches Festnetz)

heraus noch häufig anzutreffen sind. Es wird aber auch schon verstärkt auf Breitbandtechnologien zurückgegriffen.

Ausblick 2010

Nach ihren Planungen für das Jahr 2010 zum Tätigwerden als Messstellenbetreiber oder Messdienstleister befragt, antworteten Netzbetreiber, Lieferanten und Messstellenbetreiber bzw. Messdienstleister wie folgt: 83 Prozent der Unternehmen interessieren sich nicht für ein Tätigwerden auf einem dieser Gebiete. Neun Prozent der Unternehmen planen, als Messstellenbetreiber tätig zu werden, zehn Prozent der Unternehmen planen, auf dem Gebiet der Messdienstleistung aktiv zu werden. Ein Tätigwerden als Messstellenbetreiber und/oder Messdienstleister wurde von vielen Unternehmen nicht in Erwägung gezogen, u. a. weil sie darin kein attraktives Geschäftsmodell gesehen haben bzw. ihnen der Abwicklungsaufwand zu hoch erschien.

Gründe, nicht als Messstellenbetreiber oder Messdienstleister tätig zu werden

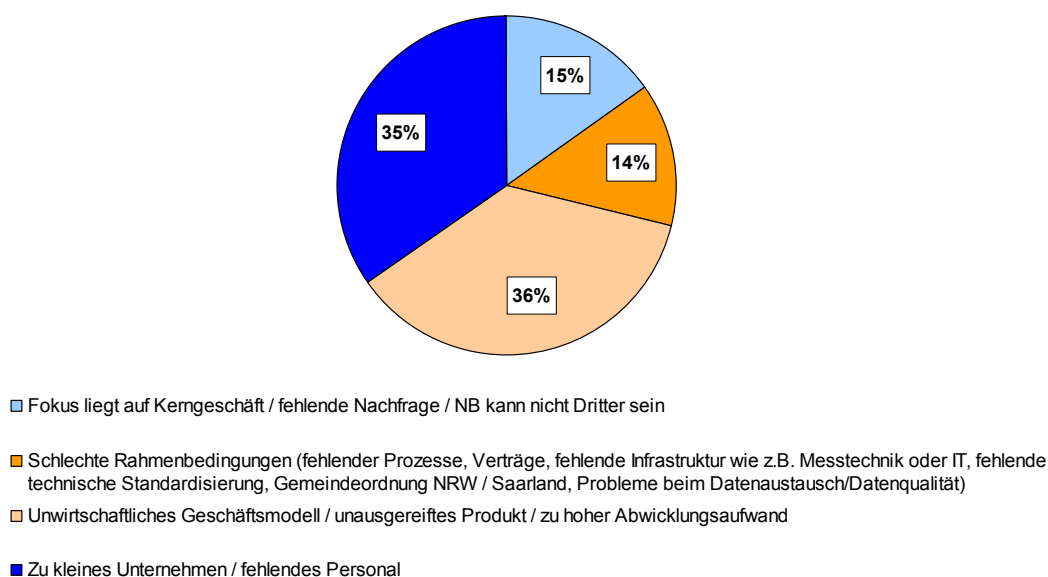


Abbildung 204: Gründe nicht als Messstellenbetreiber/ Messdienstleister tätig zu werden

Auf Grundlage der vorliegenden Daten für das Berichtsjahr 2009 bleibt festzustellen, dass die Marktentwicklung auf einem geringen Niveau verharrt, die First Mover (Pionierunternehmen) im Haushaltskundenbereich geschaffen haben. Die Anzahl der Dritten und die Anzahl der durch sie versorgten Kunden haben zwar zugenommen, allerdings nur marginal – von einer Belebung des Marktes kann nicht gesprochen werden. Die Daten untermauern damit auch die im Bericht der Bundesnetzagentur an das Bundeswirtschaftsministerium vorgenommene Einschätzung.

Zähl- und Messwesen; Messstellenbetrieb und Messdienstleistung (Gas)

Verteilernetzbetreiber (Gas)

Die VNB gaben an, dass im Berichtsjahr 2009 die Gesamtzahl der Messeinrichtungen rund 13,5 Mio. betrug, und damit im Vergleich zu 2008 annähernd gleich geblieben ist. Von diesen sind rund 7.000 elektronisch auslesbar. Der Anteil der Messeinrichtungen mit registrierender Leistungsmessung liegt bei gut 0,5 Prozent und damit leicht höher als in 2008. Hiervon sind ca. 76 Prozent elektronisch auslesbar. Von den teilnehmenden Unternehmen gaben sieben an, in einem Netzgebiet aktiv zu sein, in dem sie nicht zugleich Netzbetreiber sind.

Messstellenbetreiber/Messdienstleister (Gas)

Von den befragten Unternehmen gaben zwei an, nicht Betreiber eines Energieversorgungsnetzes zu sein. Bei der Frage, ob ein Antrag auf Durchführung des Messstellenbetriebs bzw. der Messdienstleistung durch Dritte i. S. d. § 21b Abs. 2 EnWG gestellt wurde, ergab sich folgende Tabelle:

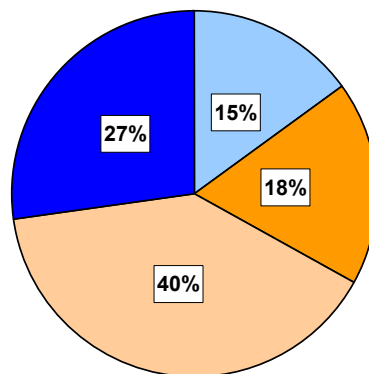
Fragestellung des Monitoring	Ja (in Prozent)	Nein (in Prozent)	keine Angabe
Planen Sie in 2010 als Anbieter im Bereich Messdienstleistung i. S. d. § 21b Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EnWG aktiv tätig zu werden?	8	90	2
Sehen Sie Gründe, nicht aktiv tätig zu werden?	30	64	6

Tabelle 89: Durchführung Messdienstleistung

Fragestellung des Monitoring	Ja (in Prozent)	Nein (in Prozent)	keine Angabe
Planen Sie in 2010 als Anbieter im Bereich Messstellenbetrieb i. S. d. § 21b Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EnWG aktiv tätig zu werden?	8	88	4
Sehen Sie Gründe, nicht aktiv tätig zu werden?	29	64	7

Tabelle 90: Durchführung Messstellenbetrieb

Gründe, nicht als Messstellenbetreiber oder Messdienstleister tätig zu werden



- Fokus liegt auf Kerngeschäft / fehlende Nachfrage / NB kann nicht Dritter sein
- Schlechte Rahmenbedingungen (fehlender Prozesse, Verträge, fehlende Infrastruktur wie z.B. Messtechnik oder IT, fehlende technische Standardisierung, Gemeindeordnung NRW / Saarland, Probleme beim Datenaustausch/Datenqualität)
- Unwirtschaftliches Geschäftsmodell / unausgereiftes Produkt / zu hoher Abwicklungsaufwand
- Zu kleines Unternehmen / fehlendes Personal

Abbildung 205: Gründe nicht als Messstellenbetreiber/ Messdienstleister tätig werden

Als Grund, nicht aktiv tätig zu werden, wurden häufig unwirtschaftliches Geschäftsmodell, hoher Abwicklungsaufwand und fehlende personelle Ressourcen genannt.

Messstellenbetrieb

Verteilernetzbetreiber (Gas)

Mindestanforderungen gemäß § 21b Absatz 2 Satz 1 Nr. 1 EnWG wurden von 82 Prozent der antwortenden VNB definiert. Eine Definition der in § 21b Abs. 3 Satz 2 Nr. 2 EnWG angegebenen technischen Mindestanforderungen haben 81 Prozent der VNB vorgenommen, bei 16 Prozent war dies nicht der Fall, drei Prozent machten 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 79 Prozent der am Monitoring teilnehmenden Unternehmen erfüllt, bei 17 Prozent ist dies nicht der Fall, keine Antwort liegt bei vier Prozent vor.

Eine Veröffentlichung der Vertragsbedingungen gemäß § 3 MessZV auf ihren Internetseiten wird von 68 Prozent der VNB vorgenommen, 26 Prozent beantworteten diese Frage mit Nein, sechs Prozent gaben keine Antwort. Die Anzahl der im Berichtsjahr 2009 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 624. Abgelehnt wurden solche Anträge lediglich in einem Fall. Einen Vertrag/Rahmenvertrag i. S. d. § 3 Absatz 3 MessZV haben 262 der antwortenden Unternehmen geschlossen, davon 57 mit Anbietern aus der leitungsgebundenen Energiewirtschaft. Im Berichtsjahr 2009 gab es 87 Fälle, in denen ein Messstellenbetreiber als Dritter in fremden Netzgebieten tätig war. In 593 Fällen wurde eine Messeinrichtung von Dritten im jeweiligen Netzgebiet der antwortenden Unternehmen betrieben. Die Übernahme des Betriebs einer Messeinrichtung durch Dritte erfolgte in 590 Fällen in der Weise, dass ein Geräteeinbau gemäß § 21b Absatz 3 Satz 1 EnWG erfolgte.

Folgende Übersicht zeigt die derzeitige Entwicklung in Bezug auf den Messstellenbetrieb durch VNB außerhalb des jeweiligen Netzgebietes der befragten Unternehmen:

	Ja (in Prozent)	Nein (in Prozent)	keine Angabe (in Prozent)
Sind Sie als Anbieter im Bereich Messstellenbetrieb außerhalb Ihres eigenen Netzes aktiv?	1	95	4
Planen Sie im Jahr 2010 als Anbieter im Bereich Messstellenbetrieb außerhalb Ihres eigenen Netzes aktiv tätig zu werden?	4	92	4
Sehen Sie Gründe, außerhalb Ihres eigenen Netzes nicht aktiv tätig zu werden?	28	66	6

Tabelle 91: Messstellenbetrieb durch VNB außerhalb des eigenen Netzgebietes

Messstellenbetreiber (Gas)

Die Messstellenbetreiber wurden befragt, welche Zähl-/Messeinrichtung sie für Standardlastprofilkunden (SLP) verwenden. Standardlastprofilkunden i. S. d. § 29 Abs. 1 GasNZV sind Verbraucher mit bis zu einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von bis zu 500 kW und mit einer maximalen jährlichen Entnahme von 1,5 Mio. kWh. Für Haushaltskunden finden dabei überwiegend die Zählergrößen G¹⁵¹ 1,6 bis G 6, für Gewerbekunden die Zählergrößen G 10 bis G 25 und für Industriekunden die Zählergrößen ab G 40 Anwendung. Balgengaszähler gehören zur Gruppe der Verdrängungszähler und sind durch ihre langlebige, preisgünstige und einfache, eichfähige Konstruktion mit 12,5 Mio. Stück die am weitesten verbreiteten Gaszähler in Deutschland. In Deutschland befinden sich 0,7 Mio. Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk und Abtastung in Betrieb. Das elektronische Zählwerk stellt eine neue Zählwerkstechnologie für Balgengaszähler dar, ein LCD-Display zeigt hierbei, wie beim mechanischen Zählwerk, den Gasverbrauch als Betriebsvolumen an. 17.800 dieser Zähler befinden sich im Einsatz. Zählertypen, wie bei Kunden mit registrierender Lastgangmessung (RLM) verwendet, werden auch bei 6.100 SLP-Letzverbrauchern eingesetzt. Andere mechanische Gaszähler, wie Drehkolben- und Turbinenradgaszähler, finden sich in Summe 21.300 mal überwiegend bei Industriekunden im Einsatz. Die Anzahl elektronischer

¹⁵¹ G entspricht der Nennbelastung in m³/h

Zähler, wie ultraschall- und thermische Gaszähler, die sich überwiegend bei Haushaltskunden im Einsatz befinden, beträgt 846 Zähler.

Zähl-/Messeinrichtung des Messstellenbetreiber für Standardlastprofilkunden	Anzahl Zählpunkte nach Zählergröße		
	G1,6 bis G6	G10 bis G25	ab G40
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk	12.059.524	376.333	48.264
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk und Abtastung	672.539	26.092	3.230
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk	15.381	638	1.796
Lastgang-/Leistungsmessgerät wie bei RLM-Kunden	448	1.147	4.553
andere mechanische Gaszähler	1.103	455	19.791
andere elektronische Gaszähler	690	4	152

Tabelle 92: 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	6.056
Zähler, die ihre Daten über ein gemeinsames Kommunikationsmodul für die Sparte Gas transferieren	469
Zähler, die ihre Daten über fernauslesbare Stromzähler transferieren	1.002
Zähler, die ihre Daten über ein gemeinsames Kommunikationsmodul für verschiedene Sparten transferieren (MUC)	488

Tabelle 93: 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. § 29 Abs. 1 GasNZV gelten, d. h. für Verbraucher ab einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von 500 kW oder einer minimalen jährlichen Entnahme von 1,5 Mio. kWh. Im Einsatz sind hier mechanische oder elektronische Geberzähler mit Impulsausgang oder Encoderzählwerk. Im Registriergerät/Datenspeicher werden anschließend aus den Messdaten der Registrierperiode die Lastgänge im Stundenraster gebildet und gespeichert. Ebenso können Belastungsdaten, wie der maximale Stunden- oder Tagesverbrauch eines Monats, registriert werden. 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	606	7.982
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Registriergerät/Datenspeicher	1.462	12.708
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter	280	4.883
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter + Registriergerät/Datenspeicher	556	16.113
Sonstige	181	263

Tabelle 94: Zähl-/Messeinrichtung für rLM Kunden

Messung

Verteilernetzbetreiber (Gas)

Die in § 21b Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EnWG angegebenen Mindestanforderungen für Messdienstleister wurden von 77 Prozent der antwortenden Unternehmen definiert, bei 16 Prozent war dies nicht der Fall, sieben Prozent machten keine Angaben. Der Verpflichtung zur Veröffentlichung der Bedingungen für die Verträge gemäß § 3 MessZV kamen 68 Prozent nach, bei 28 Prozent war dies nicht der Fall, vier Prozent beantworteten diese Frage nicht. Die Anzahl der bei den Befragten im Kalenderjahr 2009 eingegangenen Anträge für die Erbringung von Messdienstleistungen durch Dritte i. S. d. § 21b Abs. 2 Nr. 2 EnWG betrug 53 Anträge. Hiervon wurden zwei Anträge abgelehnt.

Mit 219 Anbietern wurde ein Vertrag/Rahmenvertrag i. S. d. § 3 MessZV geschlossen. In 85 Fällen waren Messdienstleister als Dritte in den Netzgebieten der Befragten tätig. Die Anzahl der Messeinrichtungen, deren Messung durch Dritte durchgeführt wurde, betrug 66 Messeinrichtungen.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über derzeitige bzw. zukünftige Aktivitäten im Bereich Messdienstleistung außerhalb des jeweils eigenen Netzes:

	Ja (in Prozent)	Nein (in Prozent)	keine Angabe (in Prozent)
Sind Sie als Anbieter im Bereich Messdienstleistung außerhalb Ihres eigenen Netzes aktiv?	1	97	2
Planen Sie im Jahr 2010 als Anbieter im Bereich Messdienstleistung außerhalb Ihres eigenen Netzes aktiv tätig zu werden?	4	94	2
Sehen Sie Gründe, außerhalb Ihres eigenen Netzes nicht aktiv tätig zu werden?	28	66	6

Tabelle 95: Entwicklung der Messung außerhalb des eigenen Netzgebiets

Messdienstleister (Gas)

Die Messdienstleister wurden zu den jeweils eingesetzten Übertragungstechniken bei der Messwertübermittlung getrennt nach SLP- und RLM-Kunden und nach Nah- und Weitverkehrskommunikation 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	1.294
wireless M-Bus	479
Funktechnologien (Zigbee o.ä.)	553
PLC	282
Sonstige	1.942

Tabelle 96: 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	329
Telefonleitung (analog, ISDN)	1.738
DSL, Breitband	372
Betriebsfunk	0
Mobilfunk	4.359
Sonstige	136

Tabelle 97: SLP-Weitverkehrskommunikation

Für RLM Kunden erfolgt die Übertragung der Zählwerte ausschließlich über die Weitverkehrskommunikation, die hier eingesetzten Technologien zeigt die nachfolgende Tabelle:

Kommunikationstechnologie in der Weitverkehrskommunikation	Anzahl Zählpunkte
PLC	59
Telefonleitung (analog, ISDN)	11.128
DSL, Breitband	145
Betriebsfunk	51
Mobilfunk	21.321
Sonstige	236

Tabelle 98: rLM-Weitverkehrskommunikation

Das Bewusstsein der Letztverbraucher über deren tatsächlichen Energieverbrauch ist eine wesentliche Voraussetzung dafür, Energieeinsparpotenziale zu finden und damit letztlich auch Energie einzusparen. Um dieses Bewusstsein zu erzeugen, ist es erforderlich, dem Letztverbraucher seinen Energieverbrauch in angemessener Form zeitnah zu visualisieren.

Die Messstellenbetreiber/Messdienstleister wurden gefragt, welche Informations- und Visualisierungsmöglichkeiten sie zur Darstellung des tatsächlichen Energieverbrauchs anwenden. Hierbei ergibt sich folgendes Bild:

	Ja (in Prozent)	Nein (in Prozent)	keine Angabe (in Prozent)
ausschließlich Display des Zählers/der Messeinrichtung	56	33	11
Wohnungsdisplay	0,3	75	24,7
Darstellung auf PC des Anschlussnutzers durch inhouse-Funkübertragung z. B. durch ein aufrüstbares Funkmodul und Software	0,8	74	25,2
Handy	0,2	75	24,8
Informationsblatt per Post	4	71	25
Darstellung auf einem Internetportal, wozu die Daten aus dem Haus heraus gesendet und zentral aufgearbeitet werden müssen	6	70	24

Tabelle 99: Informations- und Visualisierungsmöglichkeiten zur Darstellung des Energieverbrauchs

Falls die in der Tabelle letztgenannte Möglichkeit, ein Internetportal zur Visualisierung von Verbrauchsdaten, genutzt wurde, so wurde weiterhin gefragt, wie oft diese Daten aktualisiert werden. Hier ergibt sich folgendes Ergebnis:

	Anteil (in Prozent)
Echtzeit	13
1 x täglich	48
1x wöchentlich	0
1 x monatlich	6
1 x jährlich	0
anderes Zeitraster (z. B. viertelstündlich)	33

Tabelle 100: Aktualisierungsintervalle von Internetportalen

Außerdem wurden die Messdienstleister befragt, welche Formen der Messwertübermittlung sie anwenden. Bei rund 7,8 Mio. Zählpunkten wurden die Messwerte direkt vom Messdienstleister vor Ort abgelesen, für rund 3,5 Mio. Zählpunkte übermittelt der Kunde die Werte selbst und überträgt sie seinerseits entweder via Post, Internetportal, E-Mail oder Telefon.

Glossar

Elektrizität und Gas

Begriff	Definition
Aufwendungen für Instandhaltung	Aufwendungen aus der Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements, die während des Lebenszyklus eines Anlagengutes zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen dienen, so dass es die geforderte Funktion erfüllen kann.
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 (voll digitales 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	<p>Als Investitionen gelten die im Berichtsjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der Wert der im Berichtsjahr neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen.</p> <p>Zu den Bruttozugängen zählen auch Leasing-Güter, die beim 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 selbsterstellten Anlagen. Ferner sind die noch im Bau befindlichen Anlagen (angefangene Arbeiten für betriebliche Zwecke, soweit aktiviert) mitzumelden. Falls ein besonderes Sammelkonto „Anlagen im Bau“ geführt wird, sind nur die Bruttozugänge ohne die schon zu Beginn des Berichtsjahres auf diesem Sammelkonto ausgewiesenen Bestände zu melden. Anzahlungen sind nur einzubeziehen, soweit sie abgerechneten Teilen von im Bau befindlichen Anlagen entsprechen und aktiviert sind.</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)
Messdienstleistung	Messung der gelieferten Energie im Sinne des § 21 b EnWG i. V. m. § 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	Stromlieferanten sind berechtigt, die Differenz zwischen den zu erwartenden EEG-Vergütungen und den Strombezugskosten pro Kilowattstunde (Differenzkosten) gegenüber Dritten anzuzeigen. Dies geschieht mittels der EEG-Umlage, die unter Berücksichtigung der §§ 53 und 54 EEG von den Stromlieferanten ermittelt wird.
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 (Leiterseile, isolierte Freileitungen) eines Elektrizitätsnetzes. Eine Freileitung besteht im Wesentlichen aus Masten, Leiterseilen, 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 Rohren 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.
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-tauschfahrpläne	Im Gegensatz zu den physikalischen Lastflüssen, die den tatsächlichen grenzüberschreitenden Elektrizitätsfluss beschreiben, stellen die Verbundaus-tauschfahrpläne den kommerziellen grenzüberschreitenden Elektrizitätsaustausch dar. Physikalische Lastflüsse und kommerzielle Verbundaus-tauschfahrpläne 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 Stundenmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Stunden = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Stundenmenge). (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/m³ und einen Wobbeindex von 12,8 kWh/m³ bis 15,7 kWh/m³.

Hub	Ein wichtiger physischer Knotenpunkt im Gasnetz, an dem verschiedene Leitungen, Netze oder sonstige Gasinfrastrukturen zusammentreffen und Gashandel stattfindet.
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	Netzpunkt, an dem der Energiefluss zu Abrechnungszwecken messtechnisch erfasst wird
Zertifiziertes	Das technische Sicherheitsmanagement eines Netzbetreibers, das von

technisches Sicherheitsmanagement	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
AEUV:	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AGV:	Arbeitsgasvolumen bzw. Arbeitsgasvolumina (von Gasspeichern)
ARegV:	Anreizregulierungsverordnung
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
CASC-CWE:	Capacity Allocation Service Company for the Central West-European Electricity Market
CEER:	Council of European Energy Regulators
CEN:	Europäisches Komitee für Normung
GENELEC:	Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung
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
EPEX SPOT:	European Power Exchange
EG:	Europäische Gemeinschaft
EMCC:	European Market Coupling Company GmbH
EMM:	Einspeisemanagementmaßnahme
EnBW TNG:	EnBW 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	kV:	Kilovolt
EXAA:	Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG	kW:	Kilowatt
		kWh:	Kilowattstunde
		kWh/h:	Kilowattstunde pro Stunde
FNB:	Fernleitungsnetzbetreiber	KWK:	Kraft-Wärme-Kopplung
FTP:	File Transfer Protocol	KWKG:	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
GABi Gas:	Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzregeln im Gassektor	LNG:	Liquified Natural Gas, verflüssigtes Erdgas
GasNEV:	Gasnetzentgeltverordnung	LPG:	Liquefied Petroleum Gas, Flüssiggas
GasNZV:	Gasnetzzugangsverordnung		
GeLi Gas:	Geschäftsprozesse für den Lieferantenwechsel im Gassektor		
GW:	Gigawatt	m ² :	Quadratmeter
GWB:	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen	m ³ /h:	Kubikmeter pro Stunde
GWh:	Gigawattstunde	MessZV:	Messzugangsverordnung
GWJ:	Gaswirtschaftsjahr	Mio.	Million
		MüT:	Marktgebietsüberschreitende Netzkoppelpunkte
		MR:	Minutenreserve
h:	Stunde	Mrd.:	Milliarde
HGÜ:	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung	MS:	Mittelspannung
HöS:	Höchstspannung	MW:	Megawatt
HS:	Hochspannung	MWh:	Megawattstunde
HTWK:	Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur	MWh/km ² :	Megawattstunde pro Quadratkilometer
KAV:	Konzessionsabgabenverordnung	NAV:	Niederspannungsanschlussverordnung
km:	Kilometer	NaWaRo:	Nachwachsende Rohstoffe
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	NBP:	National Balancing Point, Handelsplatz in UK
		NDAV:	Niederdruckanschlussverordnung
KraftNAV:	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung	neg.	negativ

NEL:	Nordeuropäische-Erdgas-Leitung	TGL:	Tauerngasleitung
NKP:	Netzkoppelpunkte	tps:	transpower stromübertragungs gmbh
Nm³:	Normkubikmeter	TSO:	Transmission System Operator
Nm³/h:	Normkubikmeter pro Stunde	TTF:	Title Transfer Facility, Handelsplatz in den Niederlanden
NRV	Netzregelverbund	TU:	Technische Universität
NS:	Niederspannung	TWh:	Terawattstunde
NTC:	Net Transfer Capacity	TWh/h:	Terawattstunde pro Stunde
OLG:	Oberlandesgericht	ÜTS:	Übertagespeicher
OPAL:	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung	UGS:	Untergroundspeicher / Untertagespeicher
OTC:	Over the counter	ÜNB:	Übertragungsnetzbetreiber
OWP:	Offshore-Windpark		
PSA:	Durchwechseladsorption	VAN:	Value added network
pos.:	positiv	VNB:	Verteilernetzbetreiber
		VNG:	Verbundnetz Gas AG
		VP:	Virtueller Handelspunkt
rLM:	registrierende Lastgang-/Leistungsmessung		
RSI:	Residual-Supply-Index	WEG:	Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.
SAIDI:	System Average Interruption Duration Index		
SFA:	Stochastic Frontier Analysis (Stochastische Effizienzgrenzenanalyse)		
SLP:	Standardlastprofil		
SRL:	Sekundärregelleistung		
StromNEV:	Stromnetzentgeltverordnung		
StromNZV:	Stromnetzzugangsverordnung		

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

Notizen:

Notizen:

Notizen:

Notizen: