



Bundesnetzagentur

bericht

Monitoringbericht 2009

www.bundesnetzagentur.de



Monitoringbericht 2009

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

Inhaltsverzeichnis

1 Wichtige Entwicklungen	9
1.1 Wichtige Entwicklungen auf dem Elektrizitätsmarkt	9
1.1.1 Regulierungsbezogene Themen	9
1.1.2 Wettbewerbliche Themen.....	10
1.1.3 Bewertung der Versorgungssicherheit	12
1.2 Wichtige Entwicklungen auf dem Gasmarkt	13
1.2.1 Strukturelle Änderungen im Gasbereich.....	13
1.2.2 Netz- und regulierungsbezogene Themen	14
1.2.3 Wettbewerbliche Themen.....	14
1.2.4 Zugang zu Speicheranlagen.....	16
1.2.5 Versorgungssicherheit Gas	16
1.3 Wichtige Entwicklungen im Bereich Elektrizität und Gas.....	17
1.3.1 Fusionskontrolle	17
1.3.2 Entflechtung.....	18
1.3.3 Verbraucherschutz	18
2 Regulierung und Entwicklung auf dem Elektrizitätsmarkt	19
2.1 Marktabdeckung im Elektrizitätsbereich	19
2.2 Regulierungsbezogene Themen Elektrizität	20
2.2.1 Engpassmanagement.....	20
2.2.1.1 Übertragungsnetze	20
2.2.1.2 Verteilernetze.....	21
2.2.2 Grenzüberschreitender Handel / Grenzkuppelstellen.....	22
2.2.2.1 Entwicklung in den Regionen.....	22
2.2.2.2 Monitoring der Grenzkuppelstellen	24
2.2.3 Netzentgelte	29
2.2.3.1 Netzkostenprüfung und Anreizregulierung.....	29
2.2.3.2 Entwicklung der Netzentgelte	31
2.2.4 Systemdienstleistungen.....	33
2.2.4.1 Regelenergie.....	34
2.2.4.2 Ausgleichsenergie.....	38
2.2.4.3 Ausgleich der nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderten Elektrizitätseinspeisungen	42
2.2.4.4 Untertägige Fahrplanänderungen	43
2.2.5 Transparenz und Veröffentlichungspflichten	44
2.2.5.1 Übertragungsnetze	44
2.2.5.2 Verteilernetze.....	45
2.2.6 Zähl- und Messwesen	47
2.2.6.1 Messstellenbetrieb und Messdienstleistung	47
2.2.6.2 Zähl- und Messeinrichtungen.....	49
2.2.6.3 Ausblick 2009.....	50
2.2.7 Erneuerbare Energien	51
2.2.7.1 Statistikbericht Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	51
2.2.7.2 Direktvermarktung von Erzeugungsmengen aus Erneuerbaren Energien.....	57
2.3 Wettbewerbliche Themen Elektrizität	58
2.3.1 Erzeugung	58
2.3.1.1 Struktur des Erzeugungsbereiches.....	58
2.3.1.2 Anschluss Elektrizitätserzeuger bei Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern.....	61
2.3.1.3 Erzeugungskapazitäten; Investitionen und endgültige Aufgabe	67

2.3.2	Beschreibung des Großhandelsbereiches	78
2.3.2.1	Struktur des Großhandelsbereiches	78
2.3.2.2	Entwicklung der Elektrizitätspreise im Großhandelsbereich	86
2.3.3	Beschreibung des Einzelhandelsbereiches.....	89
2.3.3.1	Struktur des Einzelhandelsbereiches.....	89
2.3.3.2	Entnahme- und Abgabemengen	90
2.3.3.3	Entwicklung im Industrie- und Gewerbekundenbereich	94
2.3.3.4	Entwicklung im Haushaltskundenbereich	101
2.3.3.5	Ökostromprodukte	119
2.3.4	Maßnahmen zur Vermeidung des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung.....	125
2.4	Versorgungssicherheit Elektrizität / Investitionen	126
2.4.1	Versorgungsstörungen	126
2.4.2	Netzzustand und –ausbauplanung	127
2.4.2.1	Übertragungsnetze (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen)	127
2.4.2.2	Verteilernetze.....	128
2.4.3	Erzeugungskapazitäten und Jahreshöchstlast	130
2.4.4	Bewertung Versorgungssicherheit Elektrizität.....	132
3	Regulierung und Entwicklung auf dem Gasmarkt.....	136
3.1	Regulierungsbezogene Themen.....	136
3.1.1	Marktdeckung im Gasbereich.....	136
3.1.2	Beschreibung des Gasnetzzugangsmodells	136
3.1.3	Netzsituation auf dem deutschen Gasmarkt.....	138
3.1.3.1	Anzahl und Entwicklung Gasnetzbetreiber	138
3.1.3.2	Entwicklung Transportkundenanzahl.....	139
3.1.3.3	Netzkoppelkapazität der marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber	140
3.1.3.4	Leitungssituation der Verteilernetzbetreiber	141
3.1.4	Marktgebiete und Überlappungsflächen.....	142
3.1.4.1	Veränderung der Marktgebietslandschaft.....	143
3.1.4.2	Einfluss des Marktgebietszuschnitts auf den Gas-zu-Gas-Wettbewerb	145
3.1.5	Kartellrechtliche Aspekte der Netznutzung.....	146
3.1.5.1	Netznutzungsanteil verbundener Unternehmen	146
3.1.5.2	Sektoruntersuchung Fernleitungsnetze des Bundeskartellamtes.....	147
3.1.6	Netzentgelte	147
3.1.6.1	Entwicklung der Netzentgelte und deren Anteile am Gesamtgaspreis 2006 bis 2009	147
3.1.6.2	Grundzüge der Anreizregulierung / Veränderungen gegenüber der Netzkostenprüfung.....	149
3.1.6.3	Auswirkung von Biogasanteilen auf die Netzentgelte	150
3.1.7	Kapazitäten und Kapazitätsauslastung	150
3.1.7.1	Kapazitätsangebot	150
3.1.7.2	Beschränkt zuordenbare Kapazitäten.....	152
3.1.7.3	Netzzugangsverweigerungen	153
3.1.7.4	Unterbrechbare Kapazitäten	154
3.1.7.5	Physische Auslastung und Höchstlast der Netze	156
3.1.7.6	Interne Bestellung durch die Verteilernetzbetreiber.....	159
3.1.7.7	Sekundärhandel mit Kapazitätsrechten (trac-x).....	160
3.1.7.8	Zusammenfassung	161
3.1.8	Netzausbau und Investitionen	162
3.1.8.1	Fernleitungsnetzbetreiber	162
3.1.8.2	Verteilernetzbetreiber.....	165
3.1.9	Bilanzierung / Regel- und Ausgleichsenergie.....	166

3.1.9.1	Festlegungsverfahren Ausgleichsleistungen Gas.....	166
3.1.9.2	Auswirkungen der Einführung von GABi Gas auf die Wettbewerbssituation.....	167
3.1.9.3	Unterteilung der Gaskunden in verschiedene Fallgruppen.....	168
3.1.9.4	Interne und externe Regelenergie	169
3.1.9.5	Regelenergieprodukte und Ausschreibungsverfahren.....	174
3.1.9.6	Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise	175
3.1.9.7	Umlagekonten.....	176
3.1.9.8	Datenübermittlung von Veröffentlichungen gemäß GABi Gas.....	176
3.1.9.9	Standardlastprofile	178
3.1.10	Anfrageentwicklung auf Netzzugang Biogas für die Jahre 2005 bis 2008	180
3.1.11	Anzahl von Anschlüssen und Reparaturen.....	182
3.1.12	Mess- und Zählwesen.....	185
3.1.12.1	Allgemeines	185
3.1.12.2	Messstellenbetrieb.....	186
3.1.12.3	Messung.....	189
3.1.13	Veröffentlichungspflichten.....	191
3.1.13.1	Veröffentlichungen der Fernleitungsnetzbetreiber.....	191
3.1.13.2	Veröffentlichungen der Verteilernetzbetreiber Gas	192
3.2	Wettbewerbliche Themen.....	193
3.2.1	Aufkommen und Verwendung von Gas in Deutschland	193
3.2.1.1	Gasbilanz 2008	194
3.2.1.2	Import, Export und Transite	195
3.2.1.3	Inlandsförderung.....	199
3.2.1.4	Anteile der größten Unternehmen an Erdgas-Import, -Export, - Förderung, Gasabgabe an Letztverbraucher und Speicher- Arbeitsgasvolumen	200
3.2.2	Großhandelsbereich.....	214
3.2.2.1	Kartellrechtliche Bewertung des Großhandelsmarktes.....	214
3.2.2.2	Entwicklung des Großhandels an den virtuellen Handelspunkten.....	214
3.2.2.3	Anzahl Handelsteilnehmer an virtuellen Handelspunkten.....	216
3.2.2.4	Entwicklung der Großhandelspreise	217
3.2.2.5	Börsenhandel an der European Energy Exchange.....	219
3.2.3	Einzelhandelsbereich	220
3.2.3.1	Struktur des Einzelhandelsbereiches	220
3.2.3.2	Lieferanten und Vertragswechsel	220
3.2.3.3	Entwicklung der Gaspreise im Einzelhandelsbereich	236
3.2.3.4	Maßnahmen zur Vermeidung des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung.....	241
3.3	Versorgungssicherheit Gas	244
3.3.1	Versorgungsqualität.....	244
3.3.2	Gaskrise	244
3.3.2.1	Hintergrund	244
3.3.2.2	Analyse der Auswirkungen des russisch-ukrainischen Gaskonfliktes auf deutsche Netze und Speicher.....	245
3.3.2.3	Schlussfolgerungen für eventuelle zukünftige Gaskrisen	251
3.3.3	Infrastruktur und Investitionen	253
3.4	Zugang zu Gasspeicheranlagen.....	256
3.4.1	Marktabdeckung.....	256
3.4.2	Speichersituation	256
3.4.3	Vom (Dritt-) Zugang ausgeschlossene Speicherkapazitäten	257
3.4.4	Kapazitätssituation	258
3.4.5	Speichernutzung.....	259

3.4.6	Speicherdienstleistungen	261
3.4.7	Speicherbewirtschaftungsmethoden	263
3.4.8	Veröffentlichung von Informationen	264
4	Entflechtung	266
4.1	Verteilernetzbetreiber	266
4.1.1	Kooperation/Konzentration des Netzgeschäftes	266
4.1.2	De-Konzentration durch Re-Kommunalisierung	267
4.1.3	Restrukturierung hin zu stärkeren Netzgesellschaften	267
4.2	Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber	267
4.2.1	Elektrizität	267
4.2.2	Gas	267
5	Verbraucheraspekte	268
5.1	Verbraucheranfragen und –beschwerden	268
5.2	Tarifrechner zum Angebotsvergleich von Strom- und Gasanbietern	270
5.3	Anzeige der Energiebelieferung nach § 5 EnWG, Energielieferantenliste	270
5.4	Ausweis der Netzentgelte gem. § 40 Abs. 1 EnWG	271
5.5	Abrechnungshäufigkeit des Energieverbrauchs gem. § 40 Abs. 2 EnWG	272
5.6	Lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife gem. § 40 Abs. 3 EnWG	273
5.7	Gewährleistung von Transparenz in den Liefervertragsbedingungen (§ 41 EnWG)	273
5.8	Stromkennzeichnung (§ 42 EnWG)	274
6	Zusammenfassender Überblick	275
6.1	Zusammenfassender Überblick über den Elektrizitätsmarkt	275
6.1.1	Regulierungsbezogene Themen	275
6.1.2	Wettbewerbliche Themen	276
6.1.3	Versorgungssicherheit Elektrizität / Investitionen	278
6.2	Zusammenfassender Überblick über den Gasmarkt	279
6.2.1	Regulierungsbezogene Themen	279
6.2.2	Wettbewerbliche Themen	281
6.2.3	Versorgungssicherheit Gas	282
6.2.4	Zugang zu Speicheranlagen	283
6.3	Zusammenfassender Überblick über die Bereiche Elektrizität und Gas	283
6.3.1	Entflechtung	283
6.3.2	Verbraucheraspekte	284
7	Glossar	285
7.1	Elektrizität und Gas	285
7.2	Elektrizität	287
7.3	Gas	292
8	Abkürzungsverzeichnis	295
9	Quellenverzeichnis	297

Vorwort

Im Berichtsjahr 2008 war der deutsche Energiemarkt von wesentlichen strukturellen Veränderungen geprägt. Der vorliegende Monitoringbericht dokumentiert, analysiert und bewertet diese Entwicklungen in den einzelnen Stufen der Wertschöpfungsketten Elektrizität und Gas. Dabei werden die im Zuge der Regulierung erreichten Fortschritte sowohl im Netzbereich als auch in den vor- und nachgelagerten Wettbewerbsbereichen dargestellt. Der Bericht zeigt darüber hinaus eine Reihe wettbewerblicher und regulatorischer Themenfelder auf, in denen aus Sicht der Bundesnetzagentur weiterer Handlungsbedarf besteht.

Insbesondere der Übergang zu der am 01.01.2009 in Kraft getretenen Anreizregulierung hat das Marktgeschehen im Berichtsjahr 2008 maßgeblich beeinflusst. So wurde durch die zweite Entgeltenehmigungsrunde für Elektrizitäts- und Gasnetze die Basis für die erste Regulierungsperiode im Regime der Anreizregulierung gelegt. Obwohl die der Anreizregulierung zu Grunde liegenden Erlösobergrenzen leicht über den Entgelten der zweiten Kostenregulierungsrunde liegen, wird hier die Grundlage für einen nachhaltigen und effizienten Netzbetrieb mit angemessenen Entgelten gelegt. Positive Auswirkungen auf die Netznutzungsentgelte wird dabei die Entscheidung der Bundesnetzagentur haben, die weitere zehn überregionale Fernleitungsnetzbetreiber ebenfalls der Kostenregulierung unterstellt hat.

Das Berichtsjahr 2008 war, abgesehen von den Vorbereitungen für die Anreizregulierung, besonders auf dem Gasmarkt in Deutschland durch einschneidende Veränderungen geprägt, die den Markt positiv beeinflussen werden. Hierzu gehörten die vollständige Umsetzung des Zweivertragsmodells, die Anpassung der Geschäftsprozesse für den Lieferantenwechsel an die Vorgaben der Bundesnetzagentur (GeLiGas) und nicht zuletzt die Einführung eines neuen Bilanzierungsmodells (GABi Gas), das die Abrechnung von Differenzen zwischen Netzbetreibern und Lieferanten vereinfacht. Durch das Zusammenspiel dieser Maßnahmen und die fortschreitende Reduzierung der Marktgebiete wird der Wettbewerb auf dem deutschen Gasmarkt nachhaltig gestärkt und intensiviert.

Aber auch in der Unternehmenslandschaft selbst sind Veränderungen zu beobachten. Durch Kooperation und Konzentration des Netzgeschäftes, die Re-Kommunalisierung von Netzen und die geplanten Netzverkäufe großer Transport- und Fernleitungsnetzbetreiber wird sich die Marktstruktur der deutschen Energiemärkte weiter verändern. Die Bundesnetzagentur beobachtet und begleitet diese Restrukturierung, insbesondere auch im Hinblick auf die Erweiterung der Entflechtungsbestimmungen durch das Dritte Binnenmarktpaket Energie der Europäischen Union. Im Berichtsjahr 2008 hat sich bei der Elektrizitätsversorgung die marktführende Position der vier großen Energieversorger bestätigt. Dies gilt auch bei der Belieferung von Haushaltskunden mit Elektrizität, die den Lieferanten gewechselt haben. Im Gasbereich wird der Markt ebenfalls von wenigen Unternehmen dominiert. Eine Veränderung der Marktanteile der fünf größten Unternehmen in den einzelnen Marktkategorien ist auch hier gegenüber den Vorjahren kaum festzustellen.

Die gesunkenen Großhandelspreise für Elektrizität haben bei den Industriekunden, im Gegensatz zu den Haushalts- und Gewerbekunden, zu einem Absinken des Preisniveaus geführt. Nach wie vor hat jedoch etwa die Hälfte aller Haushaltskunden noch keinen Gebrauch von den Wechselmöglichkeiten des Wettbewerbs gemacht. Diese Kunden beziehen Elektrizität zumeist zu deutlich höheren Preisen als diejenigen Kunden, die bereits einen Vertrags- oder Lieferantenwechsel vollzogen haben. Aus diesem Grund ermutige ich gerade die Haushaltskunden noch einmal, von den Möglichkeiten des Wettbewerbs Gebrauch zu machen.

Die Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich ist in Deutschland unter Berücksichtigung der Zuverlässigkeit der Versorgung, der Netzstruktur sowie der verfügbaren Kraftwerkskapazität

zitäten zur Deckung des Lastbedarfs derzeit noch als hoch zu bewerten. Dieses, auch im Vergleich mit anderen europäischen Ländern, hohe Niveau wird jedoch zukünftig nicht zu halten sein, wenn es auch weiterhin zu Verzögerungen bei dem Bau von Kraftwerken und Leitungen kommt. Warnsignale, wie die gestiegene Zahl von Engpässen, zeigen bereits heute, dass weitere Investitionen durch die Elektrizitätsnetzbetreiber und Erzeuger dringend notwendig sind und die gravierenden Verzögerungen durch langwierige Planungs- und Genehmigungsverfahren abgebaut werden müssen. Ebenso gilt es, das Engpassmanagement an den Grenzkuppelstellen voranzubringen, um auch durch die Förderung des grenzüberschreitenden Handels die Versorgungssicherheit zu stärken.

Auch im Gasbereich sind langfristige Investitionen in die Netze zwingend notwendig, um auch weiterhin eine weitestgehend unterbrechungsfreie Versorgung der Letztverbraucher mit Gas zu gewährleisten. Darüber hinaus muss jedoch das Kapazitätsmanagement nachhaltig verbessert werden, um die physische Auslastung der Netze zu optimieren. Die Bundesnetzagentur hat bereits begonnen, in Zusammenarbeit mit den Gasnetzbetreibern eine Lösung zu erarbeiten. Die Leistungsfähigkeit der deutschen Gasnetze und die Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern und Lieferanten hat sich auch unter schwierigen Bedingungen als gut herausgestellt, so dass auch in der Krisensituation zwischen Russland und der Ukraine die Versorgung der deutschen Letztverbraucher, aber auch der betroffenen Nachbarländer aufrecht erhalten werden konnte.

Um zu einer vielfältigeren Marktstruktur und einem verstärkten Wettbewerb beizutragen, rufe ich die Unternehmen auf, sich in den einzelnen Stufen der Wertschöpfungsketten Elektrizität und Gas in noch höherem Maße zu engagieren. An die Letztverbraucher appelliere ich, die bestehenden Wechselmöglichkeiten und damit verbundenen finanziellen Einsparpotenziale bei der Elektrizitäts- bzw. Gaslieferung aktiver wahrzunehmen. Nur im Zusammenspiel aller Marktteilnehmer kann es gelingen, den Wettbewerb weiter voranzutreiben. Ebenso wird es die Zusammenarbeit aller Marktteilnehmer erfordern, um die neu anstehenden Aufgaben anzugehen. Neben der Anreizregulierung ist dies die Umsetzung des Dritten EU-Binnenmarktpaketes Energie, die Ende 2008 eingeführte Liberalisierung des Mess- und Zählwesens oder auch die verstärkte Nutzung regenerativer Energieträger sowie die Biogaseinspeisung.



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

1 Wichtige Entwicklungen

1.1 Wichtige Entwicklungen auf dem Elektrizitätsmarkt

1.1.1 Regulierungsbezogene Themen

Einführung der Anreizregulierung

Regulatorisch war das Berichtsjahr 2008 durch die Vorbereitung und Einführung der Anreizregulierung geprägt, die am 01.01.2009 das bisherige System der Kostenregulierung der Netzentgelte ablöste. In der Anreizregulierung werden den Netzbetreibern Erlösobergrenzen vorgegeben, die je nach Effizienz in der Regulierungsperiode weiter abgesenkt werden. Als Ergebnis des bundesweit erstmalig durchgeführten Effizienzvergleichs ergab sich im Elektrizitätsbereich für die Verteilernetzbetreiber eine Effizienz-Bandbreite von 75,5 bis 100 Prozent, die durchschnittliche Effizienz lag bei 92,2 Prozent. Die Effizienzwerte der Übertragungsnetzbetreiber betragen im Mittel 97,4 Prozent.

Bei der Festlegung der Erlösobergrenze für die Verteilernetzbetreiber ergab sich eine durchschnittliche Erhöhung von zwei Prozent gegenüber den anerkannten Netzkosten der letzten Prüfungsrunde. Bei den vier Übertragungsnetzbetreibern sind die teilweise stark gestiegenen Energiebeschaffungskosten für die Systemdienstleistungen hervorzuheben. Diese Kostensteigerungen führten zu einer teilweisen Anerkennung von Härtefallanträgen in den Bereichen Regelenergie, EEG-Veredelung und Redispatch. Hier sind insbesondere die Kostensteigerungen der Übertragungsnetzbetreiber für den Zuwachs der bundesweit prognostizierten EEG-Veredelung im Jahr 2009 zu nennen. Aus diesen Effekten ergab sich gegenüber der letzten Kostenprüfungsrunde ein deutlicher Anstieg der Erlösobergrenzen von 7,6 bis zu 30,2 Prozent.

Die Erhöhungen der Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber in 2009 werden über das Regulierungskonto der Verteilernetzbetreiber ausgeglichen und verzinst. Hieraus findet eine Wirkung auf die Netzentgelte erst ab 2014 statt. Die deutlichen Kostensteigerungen der Systemdienstleistungen erhöhen aber für die Verteilernetzbetreiber die vorgelagerten Netzkosten in 2010 gegenüber 2009 spürbar. In 2010 können die erhöhten Kosten aus der Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen als ein Bestandteil der Erlösobergrenzenanpassung aufgrund von Änderungen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile von den Verteilernetzbetreibern geltend gemacht werden.

Entwicklung der Netzentgelte

Da bei den aktuell ausgewiesenen Netzentgelten zum 01.04.2009 noch nicht alle Erlösobergrenzenbescheide ergangen sind, sanken die durchschnittlichen Netzentgelte in allen untersuchten Kundenkategorien (Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden) seit dem Stichtag des letzten Berichtes erneut zwischen 1,8 und 2,1 Prozent. Durch die Prüfungen der Regulierungsbehörden konnten die Netzentgelte insgesamt seit dem Jahr 2006 in allen Kundenkategorien in einer Spanne zwischen 0,22 bis 1,50 ct/kWh gesenkt werden. Der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis ist bei Haushalts- und Gewerbekunden im Berichtszeitraum erneut auf 25 bzw. 23,7 Prozent gesunken. Durch den im Vergleich zu den Netzentgelten stärkeren Rückgang des Gesamtpreises hat sich im letzten Jahr der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis bei den Industriekunden auf zwölf Prozent leicht erhöht.

1.1.2 Wettbewerbliche Themen

Entwicklung der Elektrizitätspreise im Großhandelsbereich

Bei den wettbewerblichen Themen dominierten das extrem hohe Niveau der Börsenpreise und dessen drastischer Absturz zum Jahresende 2008. So weist eine Betrachtung der jährlichen Mittelwerte für den Phelix-Day-Base und den Phelix-Day-Peak im Berichtsjahr 2008 erhebliche Preissteigerungen am Spotmarkt der EEX um 73,1 bzw. 62,9 Prozent aus. Nach dem Anstieg bis in die zweite Jahreshälfte des Berichtsjahres 2008, liegen die Mittelwerte von Phelix-Day-Base bzw. Phelix-Day-Peak im ersten Halbjahr 2009 jedoch wieder auf einem vergleichbaren Preisniveau wie die Jahresmittelwerte dieser Indizes für 2007.

Am Terminmarkt der EEX sind die jährlichen Mittelwerte der Futures für das rollierende Folgejahr im Berichtsjahr 2008 ebenfalls deutlich um 26 Prozent (Phelix-Base-Year Future) bzw. 25,3 Prozent (Phelix-Peak-Year Future) gestiegen. Eine unterjährige Analyse des Preisverlaufes der Phelix-Year Futures weist jedoch 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 ersten Halbjahr 2009 bei 50,71 €/MWh (Base) bzw. 73,51 €/MWh (Peak). Diese Werte liegen damit unterhalb der jährlichen Mittelwerte der Phelix-Year Futures im Jahr 2007 für das Folgejahr 2008 in Höhe von insgesamt 55,84 €/MWh (Base) bzw. 79,35 €/MWh (Peak).

Eine Analyse der Ursachen zur Preisentwicklung an der EEX kann von der Bundesnetzagentur aufgrund der Vielzahl von Einflußfaktoren im Rahmen des vorliegenden Berichtes nicht vorgenommen werden. Zu den Wirkungen der Preisentwicklung an der EEX kann u. a. auf die Erhebungen der Bundesnetzagentur zum Preisniveau im Einzelhandelsbereich verwiesen werden. So ist der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ bei dem analysierten Industriekundenabnahmefall zum 01.04.2009 um neun Prozent bzw. 0,6 ct/kWh gesunken. Bei Haushaltskunden und kleinen Gewerbekunden ist dieser Preisbestandteil jedoch erneut gegenüber dem 01.04.2008 angestiegen. So erreichten die Steigerungen bei den untersuchten Abnahmefällen für „Energiebeschaffung und Vertrieb“ bei Haushaltskunden bis zu 18 Prozent (plus 1,3 ct/kWh) in der Grundversorgung und bei kleinen Gewerbekunden war ein Anstieg um elf Prozent (plus 0,8 ct/kWh) zu verzeichnen.

Entwicklung im Industrie- und Gewerbekundenbereich

Im Berichtsjahr 2008 weist das Industriekundensegment am gesamten Elektrizitätsmarkt einen mengenbezogenen Anteil von ca. 50 Prozent und das Gewerbekundensegment einen Anteil von ca. 23 Prozent auf. Demnach repräsentieren die Industrie- und Gewerbekunden (inklusive Handel und Dienstleistung), bezogen auf die gelieferten Elektrizitätsmengen, knapp drei Viertel des gesamten deutschen Elektrizitätsmarktes. Anzahlmäßig stellen sie gut sechs Prozent des Elektrizitätsmarktes dar. Vom lokalen Grundversorger werden gut die Hälfte aller Industrie- und Gewerbekunden beliefert.

Die mengenbezogenen Lieferantenwechselquoten sind bei kleinen Gewerbekunden um 0,8 Prozentpunkte auf 6,3 Prozent im Berichtsjahr 2008 angestiegen. Bei großen Gewerbekunden ist die mengenbezogene Wechselquote in 2008 mit 12,6 Prozent gegenüber 2007 nahezu konstant geblieben und bei Industriekunden ist ein Rückgang um 2,6 Prozentpunkte von 13,2 Prozent auf 10,6 Prozent im Berichtsjahr 2008 zu verzeichnen.

Der Elektrizitätspreisanstieg zwischen 2006 und 2009 liegt bei Industrie- bzw. Gewerbekunden bei lediglich rund sieben Prozent bzw. rund neun Prozent. Im Vergleich dazu stieg der Elektrizitätspreis bei Haushaltskunden in der Grundversorgung um knapp 23 Prozent an. Ein Vergleich des Preisstandes zum 01.04.2009 mit dem Vorjahreswert (01.04.2008) zeigt für Industriekunden einen um fünf Prozent gesunkenen Gesamtpreis, während für Gewerbe- und Haushaltskunden Preissteigerungen um sieben Prozent zu verzeichnen sind.

Ein weiterer bedeutender Unterschied zu den Haushaltskunden besteht darin, dass Industrie- und Gewerbekunden die gleichen Preise bei einem Lieferanten innerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes zahlen wie bei einem Lieferanten der außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes ansässig ist. Außerdem ist festzustellen, dass sich die gesunkenen Großhandelspreise sehr viel schneller positiv auf die Einzelhandelspreise der Industriekunden auswirken, als dass dies der Fall bei kleinen Gewerbe- oder Haushaltskunden ist. Insgesamt weisen alle vorgenannten Aspekte darauf hin, dass es im Bereich der Industrie- und großen Gewerbekunden, also bei knapp zwei Drittel des deutschen Elektrizitätsmarktes, einen bundesweiten Markt gibt. Kritisch zu betrachten ist jedoch, dass dieser Markt von wenigen großen Unternehmen dominiert wird.

Entwicklung im Haushaltskundenbereich

Das Haushaltskundensegment stellt mengenbezogen nur gut ein Viertel des gesamten Elektrizitätsmarktes dar. Jedoch sind anzahlmäßig knapp 94 Prozent aller Letztverbraucher von Elektrizität Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG. Es werden knapp 90 Prozent aller Haushaltskunden von dem jeweiligen Grundversorger beliefert und die jährlichen Lieferantenwechselquoten liegen bei Haushaltskunden mit lediglich gut fünf Prozent deutlich unter denen der Industrie- und großen Gewerbekunden. Es ist jedoch positiv festzuhalten, dass sich die Elektrizitätslieferungen bei Haushaltskunden von anderen Lieferanten als den Grundversorgern im Berichtsjahr 2008 nahezu verdoppelt haben. Die gesamte mengenbezogene Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden ist in 2008 gegenüber 2007 um einen Prozentpunkt von 4,34 Prozent auf 5,34 Prozent angestiegen.

Es werden weiterhin ungefähr die Hälfte der Haushaltskunden über die Grundversorgung, welche die teuerste und preislich am stärksten steigende Art der Elektrizitätsbelieferung darstellt, beliefert. Durch die regionale Dominanzstellung des Grundversorgers und dem damit verbundenen geringen Wettbewerbsdruck zahlen Haushaltskunden für eine Elektrizitätsbelieferung durch den Grundversorger deutlich höhere Preise als bei einem Lieferanten, der außerhalb des jeweiligen Grundversorgungsnetzgebietes ansässig ist. Daher ist der Preisanstieg bei Haushaltskunden in den letzten drei Jahren mit 23 Prozent sehr viel deutlicher als bei Industrie- und Gewerbekunden ausgefallen. Der Haushaltskundenmarkt stellt somit keinen bundesweiten, sondern einen stark regional geprägten Wettbewerbsmarkt dar.

Nutzen Haushaltskunden ihre Wechselmöglichkeiten, so zeichnet sich bei der Neukundenakquisition dennoch eine klare Dominanz von einigen wenigen Unternehmen ab. So weisen die vier größten Lieferanten in Deutschland im Berichtsjahr einen Anteil von ca. 52 Prozent an der Belieferung von Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete auf und haben damit in diesem Marktsegment einen vergleichbaren Marktanteil wie im gesamten Einzelhandelsbereich erreicht. Insgesamt sind als positive Entwicklungen eine erhöhte Anzahl von Lieferanten, die in mehreren Netzgebieten tätig sind, hohe Kundenakquisitionen von neuen Anbietern oder steigende Lieferantenwechselquoten festzuhalten. Dennoch weisen im Besonderen die vorhandenen Preisstrukturen darauf hin, dass es im Bereich der Haushaltskunden, also bei gut einem Viertel des deutschen Elektrizitätsmarktes, noch keinen ausreichend ausgeprägten Wettbewerb gibt.

Einschreiten gegen wettbewerbsbeschränkende Vereinbarungen und missbräuchliche Verhaltensweisen, Sektoruntersuchungen

Das bislang ruhende Missbrauchsverfahren gegen E.ON wegen des Verdachts, den seit 2005 laufenden Handel mit CO₂-Zertifikaten missbräuchlich genutzt und kostenlos zugeteilte

Zertifikate in Elektrizitätspreise für Industriekunden eingepreist zu haben, hat das Bundeskartellamt im Berichtszeitraum eingestellt.¹

E.ON hatte im Verfahren des Bundeskartellamtes zunächst im Februar 2008 in einer Zusage angeboten, eine Stromauktion vergleichbar mit derjenigen von RWE zu veranstalten² oder ein Kraftwerk mit rund 350 MW Kapazität an Industriekunden oder unabhängige Kraftwerksbetreiber zu veräußern. Die Einstellung des Verfahrens war insbesondere geboten, weil nach der Kommissionsentscheidung betreffend den deutschen Elektrizitätsgroßhandelsmarkt (COMP/39.388) die Gefahr einer Doppelbehandlung der Preisbildung von E.ON in dem betreffenden Zeitraum bestand. Zudem hatte E.ON – in Absprache mit dem Bundeskartellamt – das betreffende Kraftwerk in seine Zusage gegenüber der Europäischen Kommission in dem von dieser gegen E.ON auf Grund von Art. 82 EG geführten Missbrauchsverfahren eingebracht.

Auf der Endkundenstufe wurde von kartellrechtlichen Untersuchungen der Elektrizitätspreise für die allgemeine Versorgung abgesehen. Wegen der bestehenden und funktionierenden Wechselmöglichkeiten auch auf dieser Marktstufe hält das Bundeskartellamt ein Einschreiten mit den Mitteln der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht nicht für geboten. Allerdings waren zahlreiche Verbraucherbeschwerden Anlass, um im Hinblick auf die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht Vorermittlungen bei der Preisgestaltung der Versorgung von Endkunden mit Wärmestrom aufzunehmen.³ Einige Landeskartellbehörden haben bereits kartellrechtliche Missbrauchsverfahren gegen Wärmestromanbieter eingeleitet.

Eingeleitet wurde im Berichtszeitraum zudem eine Sektoruntersuchung nach § 32e GWB, in der die Stufe der Elektrizitätserzeugung und der Beschaffungsmärkte analysiert wird. Mit der Untersuchung sollen die Preisbildungsmechanismen auf den Elektrizitätsgroßhandelsmärkten für Börsenhandel und OTC-Handel überprüft werden. Erfasst wird die in Deutschland je Stunde erzeugte, angebotene und verbrauchte Strommenge. Ferner wird der Austausch von Elektrizität über die Interkonnektoren untersucht und ob es Hinweise auf eventuelle missbräuchliche Kapazitätzurückhaltungen gibt.⁴

1.1.3 Bewertung der Versorgungssicherheit

In Deutschland ist die Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich derzeit als hoch zu bewerten. Die Zuverlässigkeit der Versorgung befindet sich auf einem extrem hohen Niveau, was sich in den im europäischen Vergleich kurzen Ausfallzeiten spiegelt. Im Bereich der Netze bestehen keine strukturellen Engpässe. Weiterhin verfügt Deutschland über einen diversifizierten Kraftwerkspark, dessen Kapazitäten auch in maximalen Auslastungszeiten gegenwärtig ausreichen.

Zukünftig ist in allen Bereichen erhöhter Investitionsbedarf in neue bzw. zusätzliche Kapazitäten vorhanden. Hier besteht insbesondere im Bereich der Übertragungsnetze die Gefahr langfristig verzögerter Ausbauprojekte. Strukturelle Engpässe der Elektrizitätsübertragung können die langfristige Folge sein, wobei negative Auswirkungen auf die Volkswirtschaft durch steigende Elektrizitätspreise oder ein Rückschritt in der Versorgungssicherheit zu erwarten sind. Auch die Klimaschutzziele der Bundesregierung werden von verzögerten Um-

¹ S. Bericht 2008 zum deutschen Elektrizitäts- und Gasmarkt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen an die Europäische Kommission gemäß § 63 Abs. 5 EnWG, S. 35 (Kapitel 1.6).

² Bericht 2008 zum deutschen Elektrizitäts- und Gasmarkt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen an die Europäische Kommission gemäß § 63 Abs. 5 EnWG, S. 35 (Kapitel 1.6).

³ Bundeskartellamt, Tätigkeitsbericht 2007/2008, Bundestags-Drucksache 16/13500, S. 27 f.

⁴ S. u. Kapitel 2.3.4.

setzungen negativ beeinflusst. Eine voranschreitende Binnenmarktintegration wird vermutlich nicht alle diese negativen Effekte kompensieren können.

Im Bereich der kurzfristigen Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten bis 2012 lässt sich eine Steigerung verbleibender Kraftwerkskapazitäten zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast annehmen. Im Bereich der mittel- bis langfristigen Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten bis 2018 lässt sich nicht abschätzen, ob auch zukünftig der derzeit hohe Sockel frei verfügbarer Kapazitäten Bestand haben und ausreichen wird, um die maximale Netzlast zu befriedigen. Eine Abschätzung hinge von mehreren Annahmen ab, welche die Bundesnetzagentur nicht treffen kann.

1.2 Wichtige Entwicklungen auf dem Gasmarkt

Wie bereits in den vorangegangenen Jahren war auch das Berichtsjahr 2008 durch weitreichende Veränderungen des Gasmarktes geprägt, welche sowohl die Struktur des Gasmarktes selbst, aber auch die Prozesse und Entwicklungen nachhaltig verändert haben. Die nachfolgenden Textabschnitte fassen die umfangreicheren Darstellungen von Kapitel 3 (Regulierung und Entwicklung auf dem Gasmarkt) zusammen und stellen die wichtigsten Erkenntnisse des Monitoring 2009 vor. Dabei wird zunächst auf die strukturellen Veränderungen im Gasmarkt eingegangen, gefolgt von den wichtigsten Entwicklungen im Bereich der Gasnetze, des Groß- und Einzelhandels sowie den Neuerungen im Bereich des Mess- und Zählwesens. Die Themen Gasspeichernutzung und die Versorgungssicherheit in Deutschland schließen diese Zusammenfassung ab.

1.2.1 Strukturelle Änderungen im Gasbereich

Im Berichtsjahr 2008 wurden umfangreiche Änderungen am deutschen Netzzugangsregime eingeführt und umgesetzt. So war die Vorgabe der Bundesnetzagentur zur Implementierung des Zweivertragsmodells zwar schon ab Oktober 2007 verpflichtend, konnte jedoch erst im Jahr 2008 flächendeckend umgesetzt werden. Als Folge dieser Regelung benötigen Gashändler jetzt nur noch zwei Verträge (einen Ein- bzw. einen Ausspeisevertrag), wodurch der Gashandel in Deutschland wesentlich erleichtert wird und eine spürbare Belebung des Wettbewerbs erfolgen kann.

Behindert wird die Entwicklung des Wettbewerbs jedoch nach wie vor durch die immer noch zu hohe Anzahl der Marktgebiete. Da das Zweivertragsmodell auf ein Marktgebiet beschränkt ist; der Gashandel zwischen Marktgebieten bzw. über mehrere Marktgebiete somit weiterhin noch erschwert ist. Hinzu kommen z.B. auch vertragliche Kapazitätsengpässe, die den Transport von Gas über die Marktgrenzen hinweg weiterhin erschweren. Aus diesen Gründen arbeitet die Bundesnetzagentur nachhaltig an einer weiteren Reduzierung der Marktgebiete. Im Berichtszeitraum konnte die Anzahl bereits von 14 auf 12 Marktgebiete abgesenkt werden. Weitere Reduzierungen stehen an.

Neu im Berichtsjahr 2008 war ebenfalls die Regelung zur Biogaseinspeisung, welche in die Gasnetzzugangsverordnung aufgenommen wurde. Durch zwölf aktive Biogasanlagen wurde in 2008 bereits eine Biogasmenge von 42 Mio. m³ in die Gasnetze eingespeist, wobei für das Jahr 2009 bereits weitere 24 neue Einspeiseprojekte geplant sind und langfristig somit eine Einspeisemenge von 10 Mrd. m³ bis zum Jahr 2030 angestrebt wird.

Die Neuregelung des Mess- und Zählwesens durch den Gesetzgeber, welche diesen Bereich ebenfalls liberalisiert und dem Wettbewerb geöffnet hat, erfolgte im Oktober 2008. Allerdings waren im Berichtsjahr noch keine weitreichenden Aktivitäten dritter Unternehmen erkennbar.

Im Jahr 2008 war ein wichtiger Meilenstein auf dem Weg zur Verbesserung der Strukturen auf dem Gasmarkt in Deutschland die Einführung eines neuen Bilanzierungsmodells, der sog. „GABi Gas-Regelung“. Deren Ziel ist die Verbesserung der Verfahren, die zur Abrechnung von Differenzen zwischen der vertraglichen und tatsächlichen Ausspeisung an Kunden notwendig sind. Durch die Vereinfachung der Prozesse zwischen Gashändlern und Netzbetreibern wird der Markteintritt für neue Gashändler erleichtert und Wettbewerb auch zwischen den etablierten Gashändlern gestärkt. Darüber hinaus wird der Einsatz von Regelernergie kostengünstiger und effizienter gestaltet. Insgesamt hat sich die Einführung der GABi Gas positiv auf die Wettbewerbssituation und die Transparenz im deutschen Gasmarkt ausgewirkt.

1.2.2 Netz- und regulierungsbezogene Themen

Die Anzahl der Netzbetreiber in Deutschland hat sich im Berichtsjahr 2008, wie auch bereits in den Vorjahren, reduziert. Grund hierfür sind insbesondere Fusionen bzw. Netzverkäufe. Zugenommen hat jedoch die durchschnittliche Anzahl der Transportkunden, welche die Netze nutzen. Dies kann ein Indikator für einen wachsenden Wettbewerb im Gasbereich sein, obwohl besonders Endkunden nur begrenzte Möglichkeiten zum Wechsel ihres Gasanbieters hatten.

Bezüglich der Kosten für die Nutzung der Gasnetze war das Berichtsjahr durch die zweite Kostenregulierungsrunde der Bundesnetzagentur geprägt, deren Ergebnisse die Grundlage der am 01.01.2009 in Kraft getretenen Anreizregulierung bilden. Eine Besonderheit war dabei auch die Feststellung der Bundesnetzagentur, dass zehn überregionale Fernleitungsnetzbetreiber in ihren Netzen keinem Leitungswettbewerb ausgesetzt seien. In Folge dieser Feststellung sind diese Netze ebenfalls der Kostenregulierung durch die Bundesnetzagentur unterworfen und die genehmigten Netzentgelte haben somit, über die Einbeziehung vorgelagerter Netzkosten Auswirkungen auf die restlichen Netzentgelte. So ist über alle Abnahmekategorien hinweg zwar ein Anstieg der Netzentgelte zu beobachten, welcher aber hauptsächlich durch die fortgeschrittene Kostenwälzung zu begründen ist.

Zusätzlich zu den Kosten für die Nutzung der Netze rückt die Kapazitätssituation, insbesondere in den Fernleitungsnetzen und an den Koppelpunkten zwischen Ländern und Marktgebieten, in den Focus der Bundesnetzagentur. Im Berichtsjahr 2008 waren die Netze, wie bereits in den Vorjahren, nahezu vollständig ausgebucht. Mit zunehmender Nachfrage stieg der Anteil der gebuchten unterbrechbaren Kapazitäten, ebenso wie der tatsächlichen Unterbrechungen, an. Ausgelastet sind in erster Linie die vertraglichen Kapazitäten. Dem gegenüber ist jedoch die physische Auslastung der Netze, insbesondere an den Grenzkoppelpunkten, zumeist geringer. Aus diesem Grund ist eine Verbesserung des Kapazitätsmanagements dringend notwendig und einem Ausbau der physischen Kapazitäten vorzuziehen.

Investitionen in den Erhalt und den Ausbau der Gasnetze sind dennoch dringend notwendig und insbesondere unter dem Gesichtspunkt der beginnenden Anreizregulierung ein wichtiges Thema. Obwohl die Investitionen der Fernleitungsnetzbetreiber im Berichtsjahr 2008 gegenüber 2007 zurückgegangen sind, zeichnet sich für die Jahre bis 2011 eine im Durchschnitt jährliche Verdoppelung der Investitionstätigkeit ab. Auch bei den Verteilernetzbetreibern ist eine Tendenz zu steigenden Investitionen festzustellen.

1.2.3 Wettbewerbliche Themen

Einschreiten gegen wettbewerbsbeschränkende Vereinbarungen und missbräuchliche Verhaltensweisen, Sektoruntersuchungen

Im Großhandelsbereich hat der BGH die vom Bundeskartellamt im Januar 2006 erlassene Musterverfügung gegen die E.ON Ruhrgas AG wegen der marktabschottenden Wirkung langfristiger Gaslieferverträge zwischen importierenden Großhandelsgesellschaften und

regionalen und lokalen Händlern und Lieferanten (insbesondere Stadtwerken) endgültig bestätigt.⁵

In der Endkundenversorgung wurden die im März 2008 gegen 35 regionale bzw. lokale Gaslieferanten wegen des Verdachts auf missbräuchlich überhöhte Endkundenpreisforderungen in den Jahren 2007 und 2008 nach § 19 Abs. 1, Abs. 4 Nr. 2 und § 29 GWB eingeleiteten kartellrechtlichen Missbrauchsverfahren zum Ende des Jahres abgeschlossen. Gegen die Entgeltforderungen von insgesamt 30 der betroffenen Lieferanten hatte das Bundeskartellamt kartellrechtliche Bedenken, die diese Unternehmen durch preiswirksame Zusagen in Höhe von insgesamt 129 Mio. € ausräumen konnten (Gutschriften, Preissenkungen, Verschiebungen von Preiserhöhungen).⁶

Auch einige Landeskartellbehörden haben im Berichtszeitraum zum Teil förmliche Missbrauchsverfahren, zum Teil Vorermittlungen gegen marktbeherrschende regionale oder lokale Gaslieferanten eingeleitet. Teilweise wurden diese Verfahren im Berichtszeitraum durch förmliche Verfügungen, insbesondere Verpflichtungszusagen nach § 32b GWB, abgeschlossen. Teilweise konnten Vorermittlungen nach Preissenkungen oder Preismoratorien eingestellt werden.

Zur Untersuchung der Marktverhältnisse in den Gastransportnetzen hat das Bundeskartellamt eine Sektoruntersuchung nach § 32e GWB eingeleitet. Die Sektoruntersuchung hat eine Analyse der Kapazitätssituation in den deutschen Ferngasleitungsnetzen zum Ziel. Anlass waren Beschwerden einzelner Transportkunden, die vermuten lassen, dass langfristige Transportkapazitätsbuchungen in Ferngasleitungsnetzen durch mit den Netzbetreibern konzernverbundene Vertriebsunternehmen eine der Hauptursachen für vertragliche Kapazitätsengpässe sein könnten und so möglicherweise den Marktzutritt von Newcomern erschweren oder sogar verhindern.⁷

Auf der Grundlage der Dominanzmethode wurden die Marktanteile der größten Unternehmen in den Gasmarktsektoren Erdgas-Import, -Export, -Förderung, Gasabgabe an Letztverbraucher verschiedener Verbraucherkategorien und Speicher-Arbeitsgasvolumen ermittelt und den Ergebnissen der Vorjahre gegenübergestellt. Insgesamt wurden im Vorfeld dieser Berechnung die Mehrheitsbeteiligungen von ca. 800 auf dem deutschen Gasmarkt tätigen Unternehmen analysiert. Im Ergebnis beherrschen zwei Konzerne als Vertreter der größten fünf Unternehmen in zehn von elf untersuchten Gasmarktkategorien das Marktgeschehen auf Grund ihrer Mehrheitsbeteiligungen. Die Marktanteile der größten fünf Unternehmen haben sich in fast allen Marktkategorien in 2008 im Vergleich zu den Vorjahren kaum verändert.

Entwicklungen im Großhandelsbereich

Gegenüber den Vorjahren war der Großhandelsmarkt im Berichtsjahr 2008 deutlich aktiver und liquider. Durch die Zusammenlegung von Marktgebieten und eine ansteigende Zahl von Handelsteilnehmern hat der Handel, insbesondere an zwei virtuellen Handelspunkten, sprunghaft zugenommen. Weiterhin geringere Bedeutung hat dabei jedoch der Handel an der European Energy Exchange. Eine geringe Anzahl von Handelsteilnehmern und geringe Handelsmengen legen die Vermutung nahe, dass der Großteil des Gashandels in Deutschland an den virtuellen Handelspunkten oder in bilateralen Geschäften und Verträgen zwischen den Unternehmen stattfindet.

⁵ BGH, Beschluss vom 10.02.2009, Aktenzeichen: KVR 67/07; Bericht 2008 zum deutschen Elektrizitäts- und Gasmarkt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen an die Europäische Kommission gemäß § 63 Abs. 5 EnWG, S. 35 f.

⁶ S. u. Kapitel 3.2.3.4; Bundeskartellamt, Tätigkeitsbericht 2007/2008, Bundestags-Drucksache 16/13500, S. 30, 114 ff.

⁷ S. u. Kapitel 3.1.4.2.

Nach wie vor problematisch ist die Ermittlung eines Großhandelspreises in Deutschland. Die Vielzahl der Handelsplätze und die mangelnde Transparenz in der Preisbildung auf der Mehrzahl dieser Handelsplätze, machen eine Abschätzung weitestgehend unmöglich.

Entwicklungen im Einzelhandelsbereich

Die Ausspeisemenge an Letztverbraucher in den Netzbereichen der VNB in 2008 beträgt 686,64 TWh, die der FNB 292,76 TWh. Dabei wurden für das Berichtsjahr 2008 alle VNB und FNB mit ihrer Ausspeisemenge berücksichtigt, so dass man erstmals von einer vollständigen Erfassung der Ausspeisemenge von 979,4 TWh ausgehen kann.

Zum Stichtag 31.12.2008 bezogen insgesamt 13,5 Mio. Letztverbraucher Gas aus den Versorgungsnetzen der antwortenden VNB und FNB. Davon gehörten 11,84 Mio. Letztverbraucher zur Gruppe der Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG.

Das Volumen der Lieferantenwechsel liegt nach Angaben der VNB und FNB bei 42,57 TWh. Bezogen auf die Gesamtausspeisemenge der VNB und FNB in Höhe von 979 TWh errechnet sich für 2008 eine durchschnittliche Lieferantenwechselquote von 4,35 Prozent. Dieser Wechselquote liegt die Anzahl von 384.138 Wechselfällen zu Grunde.

Bei der Betrachtung des Einzelhandelspreisniveaus lässt sich weiterhin ein Trend zu höheren Gaspreisen beobachten. So liegt im Bereich der Haushaltskunden in der Grundversorgung der durchschnittliche mengengewichtete Gasgesamtpreis zum Stichtag 01.04.2009 bei 7,11 ct/kWh. Bei Haushaltskunden, die außerhalb der Grundversorgung mit Sonderverträgen beliefert werden, liegt der Wert zum Stichtag 01.04.2009 bei 6,6 ct/kWh. Bei Gewerbetunden beträgt der mengengewichtete Gasgesamtpreis 6,24 ct/kWh zum 01.04.2009 und 4,67 ct/kWh bei den Industriekunden.

Über alle Kategorien hinweg lässt sich feststellen, dass die Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb nicht mehr der Hauptkostentreiber sind. Die zum Stichtag 01.04.2009 erhobenen gestiegenen Einzelhandelspreise, sind hauptsächlich auf die im Zusammenspiel mit der Kostenwälzung der Netzbetreiber gestiegenen Netzentgelte zurückzuführen.

1.2.4 Zugang zu Speicheranlagen

Obwohl Deutschland über die viertgrößte Kapazität an Untertage-Gasspeichern weltweit verfügt, war die freie Kapazität im Berichtsjahr 2008 nur sehr gering. Darüber hinaus fand der Drittzugang von nicht mit dem Speicherbetreiber verbundenen Unternehmen nur in geringem Umfang statt. Obwohl das Angebot von Dienstleistungen und die Umsetzung der Veröffentlichungspflichten teilweise noch immer verbesserungsbedürftig sind, deutet eine Zunahme freier Kapazitäten für in näherer Zukunft beginnende Verträge auf eine leichte Verbesserung der Situation hin.

1.2.5 Versorgungssicherheit Gas

Die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Netze ist in Deutschland weiterhin sehr gut. So sind im Berichtsjahr 2008 kaum Ausfälle der Gasversorgung für Letztverbraucher zu verzeichnen gewesen. Obwohl Investitionen in die Infrastruktur weiterhin wichtig, perspektivisch notwendig und auch bereits in Planung sind, bleiben die Themen Kapazitätsvergabe- und Engpassmanagement von großer Bedeutung um die Nutzung bestehender Netze zu verbessern. Insgesamt zeigt jedoch die Analyse der Gaskrise zu Beginn des Jahres 2009, dass die deutschen Netzbetreiber in Zusammenarbeit mit den Gasversorgungsunternehmen die Gasversorgung in Deutschland auch bei Ausfällen von Importmengen über einen relativ langen Zeitraum gewährleisten können. Die bereits angekündigten Speicherneubauten in Deutschland werden die Versorgungssicherheit in Deutschland und Europa darüber hinaus noch verbessern können.

1.3 Wichtige Entwicklungen im Bereich Elektrizität und Gas

1.3.1 Fusionskontrolle

Das Jahr 2008 stand im Zeichen einer Konsolidierung der bereits im letzten Bericht geschilderten restriktiven Linie des Bundeskartellamtes bei der Kontrolle von Zusammenschlüssen zwischen lokalen bzw. regionalen Händlern und Lieferanten (insbesondere Stadtwerken bzw. Regionalversorgern) und ihren marktbeherrschenden Vorversorgern.⁸ Der Bundesgerichtshof hat mit Beschluss vom 11.11.2008 die Beschwerden gegen die Untersagung des Zusammenschlusses „E.ON Mitte AG/Stadtwerke Eschwege“ zurückgewiesen und damit das Duopol aus RWE und E.ON auf den bundesweiten Elektrizitätsmärkten, auf denen neben Energiehändlern und Lieferanten auch große Industrieunternehmen ihre Elektrizität beschaffen, bestätigt.⁹ Mit dieser Entscheidung des BGH ist die Untersagungslinie des Bundeskartellamtes bei Beteiligungserwerben von E.ON und RWE an Weiterverteilern im Elektrizitätsbereich höchstrichterlich anerkannt worden. Freigaben von Beteiligungserwerben an Weiterverteilern durch marktbeherrschende Vorversorger sind allenfalls auf Grundlage der Abwägungsklausel nach § 36 Abs. 1 GWB möglich, wenn durch Veräußerungen von Beteiligungen an anderer Stelle wettbewerbliche Verbesserungen erreicht werden, die die Nachteile i.S.v. § 36 Abs. 1 GWB überwiegen.¹⁰

Mit Auflagen freigegeben hat das Bundeskartellamt den geplanten Erwerb von 26 Prozent der Anteile an der EWE AG durch die Energie Baden-Württemberg AG (EnBW). Die Freigabe erfolgte unter der Auflage, dass sich die Zusammenschlussbeteiligten von wesentlichen Unternehmensbeteiligungen trennen. Die Entscheidung sieht eine alternative Veräußerung der jeweiligen wettbewerblich problematischen Gasbeteiligungen der Zusammenschlussbeteiligten vor. Auf die Abmahnung des Vorhabens durch das Bundeskartellamt im Dezember 2008 hin hatten sich EWE und EnBW gegenüber dem Bundeskartellamt verpflichtet, entweder das EWE-Beteiligungsunternehmen Verbundnetz Gas AG (VNG) oder das EnBW-Beteiligungsunternehmen GESO Beteiligungs- und Beratungs AG (GESO) an Dritte zu veräußern. GESO hält u. a. Beteiligungen an der ENSO Energie Sachsen Ost AG (ENSO) und DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH (DREWAG). Elektrizitätsseitig ergab das Vorhaben keine wettbewerblichen Bedenken, da das Bundeskartellamt eine Zugehörigkeit von EnBW zu dem marktbeherrschenden Oligopol aus RWE und E.ON auf den bundesweiten Elektrizitätsmärkten - gemessen an den vom BGH in Sachen „E.ON Mitte AG/Stadtwerke Eschwege“ bestätigten Kriterien - nicht nachweisen konnte.¹¹

Ob Vattenfall dem marktbeherrschenden Oligopol auf den bundesweiten Elektrizitätsmärkten zuzurechnen ist, war im Berichtszeitraum nicht zu entscheiden. Nachdem die Europäische Kommission in dieser Frage in ihrer vorläufigen Beurteilung im Missbrauchsverfahren gegen E.ON zum deutschen Elektrizitätsgroßhandelsmarkt (COMP/39.388) noch von einem Oligo-

⁸ Bericht 2008 zum deutschen Elektrizitäts- und Gasmarkt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen an die Europäische Kommission gemäß § 63 Abs. 5 EnWG, S. 35 (Kapitel 1.6). Bundeskartellamt, Tätigkeitsbericht 2007/2008, Bundestags-Drucksache 16/13500 vom 22.06.2009, S. 28 f., 105 f., 108.

⁹ Aktenzeichen: KVR 60/07, Vorinstanz: OLG Düsseldorf, Beschluss vom 06.06.2007, Aktenzeichen: VI-2 Kart 7/04 (V).

¹⁰ Bericht 2008 zum deutschen Elektrizitäts- und Gasmarkt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen an die Europäische Kommission gemäß § 63 Abs. 5 EnWG, S. 35 (Kapitel 1.6). Bundeskartellamt, Tätigkeitsbericht 2007/2008, Bundestags-Drucksache 16/13500 vom 22.06.2009, S. 105 ff., 108 f., 111 f.

¹¹ Bericht 2008 zum deutschen Elektrizitäts- und Gasmarkt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen an die Europäische Kommission gemäß § 63 Abs. 5 EnWG, S. 35 (Kapitel 1.6). Bundeskartellamt, Tätigkeitsbericht 2007/2008, Bundestags-Drucksache 16/13500 vom 22.06.2009, S. 106, 109 f.

pol aus RWE, E.ON und Vattenfall auf dem deutschen Elektrizitätsgroßhandelsmarkt ausgegangen war,¹² hat sie in der endgültigen Entscheidung, in der sie von E.ON angebotene Zusagen für verbindlich erklärt hat, offengelassen, ob RWE, E.ON und Vattenfall oder nur RWE und E.ON gemeinsam marktbeherrschend sind.¹³

1.3.2 Entflechtung

Auch im Berichtsjahr 2008 haben sich die Strukturen der Energieversorgungsunternehmen in Deutschland weiter verändert. Kooperationen und Konzentration des Netzgeschäftes sowie Dekonzentration durch Re-Kommunalisierung sind zwei gegenläufige Trends, die sich direkt auf die Anzahl der Unternehmen und die Struktur des deutschen Energiemarktes auswirken. Darüber hinaus ist vielfach eine Restrukturierung der Netzgesellschaften festzustellen. So sollen die Übertragungsnetze von E.ON und Vattenfall (zwei der vier deutschen Transportnetzbetreiber Elektrizität) und das Gasfernleitungsnetz der RWE von den integrierten Energieversorgungsunternehmen verkauft werden.

Die nächsten Jahre werden insbesondere durch die Umsetzung des Dritten Binnenmarktpaketes Energie der Europäischen Union geprägt sein, in dem die Entflechtungsvorschriften noch einmal drastisch verschärft worden sind.

1.3.3 Verbraucherschutz

Eine Steigerung der Verbraucheranfragen und Beschwerden um 45 Prozent auf 5800 im Jahr 2008 ist nicht unbedingt ein Indiz für schlecht funktionierende Energiemärkte sondern zeigt eher, dass Verbraucher zunehmend die Möglichkeiten liberalisierter Endkundenmärkte nutzen, was – unbestrittenerweise – zu den aufgeführten Problemen führen kann. Die Zahlen zeigen auch, dass die Bundesnetzagentur als vermittelnder Partner im Verhältnis zwischen Energieversorgungsunternehmen, Netzbetreibern und den Verbrauchern angenommen wird. Viele Streitfälle konnten durch die Bundesnetzagentur kurzfristig geklärt werden. Hierbei zeigte sich, dass die Bundesnetzagentur in der Regel von allen Beteiligten als vermittelnde Instanz akzeptiert wurde und mit entsprechenden Hinweisen die eine oder andere Seite zum Einlenken bewegen konnte. Allerdings können nicht alle Themen, mit denen Verbraucher in liberalisierten Energiemärkten konfrontiert sind, durch die Bundesnetzagentur abgedeckt werden.

Schwerpunkte der Tätigkeit in diesem Bereich waren u.a. Beschwerden wegen verzögertem Lieferantenwechsel (Gas, Elektrizität) sowie Anfragen in Vertragsangelegenheiten.

Im Berichtsjahr traten überdies einige für die Verbraucher relevante Gesetzesänderungen in Kraft. So sind Netzentgelte nun nicht mehr nur in Strom- sondern auch in Gasrechnungen auszuweisen. Außerdem können Verbraucher von Ihrem Energieversorger nun häufigere Rechnungen verlangen (monatlich, vierteljährlich, halbjährlich). Bei der praktischen Umsetzung ist hier allerdings zu bemängeln, dass für diesen Service gegenwärtig viel zu hohe Entgelte verlangt werden. Aus Verbrauchersicht sind zusätzliche Abrechnungsentgelte zwischen 10 und 20 Euro pro Rechnung inakzeptabel.

¹² Bekanntmachung der Europäischen Kommission gemäß Artikel 27 Abs. 4 VO (EG) Nr. 1/2003 in den Sachen COMP/39.388 und COMP/39.389, ABI. EG Nr. C 146 vom 12.06.2008, S. 34 f.

¹³ Entscheidung der Europäischen Kommission vom 26.11.2008, Rn. 24.

2 Regulierung und Entwicklung auf dem Elektrizitätsmarkt

2.1 Marktabdeckung im Elektrizitätsbereich

An der Monitoringerhebung 2009 haben sich die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) beteiligt. Die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) der ÜNB betrug zum 31.12.2008 in der Höchstspannungsebene 35.092 km und in der Hochspannungsebene 21.975 km. Insgesamt belief sich die Anzahl der Zählpunkte abzüglich sog. virtueller Zählpunkte i.S.d. MeteringCode2006 in den Netzgebieten der vier ÜNB am 31.12.2008 auf 3.127 Zählpunkte. Davon wiesen 2.391 Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung auf. Die gesamte Entnahmemenge der 219 (Stand 31.12.2008) an den Netzen der ÜNB angeschlossenen Letztverbraucher betrug 45,7 TWh in 2008.

	Stichtag			
	22.05.2006	21.06.2007	12.06.2008	29.07.2009
Übertragungsnetzbetreiber	4	4	4	4
Verteilernetzbetreiber	876	877	855	862
Davon Verteilernetzbetreiber mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	799	799	779	787

Tabelle 1: Anzahl Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland

Bei der Bundesnetzagentur sind mit Stand 29.07.2009 insgesamt 862 Verteilernetzbetreiber (VNB) Elektrizität erfasst. Davon haben sich 691 VNB am Monitoring 2009 der Bundesnetzagentur beteiligt, welche eine Entnahmemenge der Letztverbraucher in Höhe von 455,8 TWh aufweisen. Dies entspricht einer Marktabdeckung von rund 97 Prozent an dem deutschen Elektrizitätsverbrauch aus dem Netz der Allgemeinen Versorgung von 518,0 TWh¹⁴ in 2008 abzüglich der Abgabe an Letztverbraucher der ÜNB in Höhe von 45,7 TWh. Mit Stand 31.12.2008 betrug die Anzahl der belieferten Letztverbraucher insgesamt 47.821.788.

Die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) der von den am Monitoring 2009 teilnehmenden 691 VNB betriebenen Netze summierte sich zum 31.12.2008, differenziert nach den einzelnen Netzebenen wie folgt:

- Höchstspannung 299 km
- Hochspannung 54.925 km
- Mittelspannung 499.335 km
- Niederspannung 1.110.057 km

In den Netzgebieten der 691 VNB Elektrizität betrug die Anzahl der Zählpunkte abzüglich sog. virtueller Zählpunkte i.S.d. MeteringCode2006 insgesamt 48.426.606 Zählpunkte zum 31.12.2008. Davon wiesen 316.249 Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung auf und 43.964.860 Zählpunkte sind Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zuzuordnen. Der Marktanteil der größten VNB (ohne Einbeziehung von Beteiligungen) mit einer Mindestentnahmemenge der Letztverbraucher von fünf TWh/a (19 Unternehmen) liegt bei 54 Prozent.

¹⁴ Vorläufige Angabe des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V (BDEW).

Im Bereich der Elektrizitätserzeugung haben sich 201 Unternehmen am Monitoring 2009 der Bundesnetzagentur beteiligt. Die gesamte jährliche Erzeugungsmenge dieser Unternehmen betrug 517,4 TWh in 2008. Dies entspricht einer Marktabdeckung von rund 97 Prozent an der jährlichen deutschen Nettoelektrizitätserzeugung der Kraftwerke der Allgemeinen Versorgung sowie der Industriellen Erzeugung von etwa 534,4 TWh¹⁵ in 2008. Der Marktanteil der größten meldenden Elektrizitätserzeuger (ohne Zusammenfassung von Unternehmen) mit einer Mindesterzeugungsmenge von 1,5 TWh/a (29 Unternehmen) liegt bei ca. 90 Prozent.

Im Bereich der Elektrizitätsgroßhändler und -lieferanten haben sich 745 Unternehmen am Monitoring 2009 der Bundesnetzagentur beteiligt. Von diesen sind 35 Unternehmen ausschließlich als Großhändler tätig und 710 als Lieferanten, welche ebenfalls teilweise auf dem Großhandelsmarkt aktiv sind. Die von den Lieferanten angegebenen Abgabemengen an Letztverbraucher betragen insgesamt 478,1 TWh in 2008. Dies entspricht einer Marktabdeckung von rund 94 Prozent an dem deutschen Elektrizitätsverbrauch aus dem Netz der Allgemeinen Versorgung von 508,0 TWh¹⁶ in 2008. Die größten Elektrizitätslieferanten (ohne Einbeziehung von Beteiligungen) mit einer Mindestabgabemenge an Letztverbraucher von fünf TWh/a (22 Unternehmen) weisen einen Marktanteil von 51 Prozent auf.

2.2 Regulierungsbezogene Themen Elektrizität

2.2.1 Engpassmanagement

2.2.1.1 Übertragungsnetze

Engpassevaluierung

Entsprechend der Empfehlung des Anfang 2008 von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Gutachtens zu methodischen Fragen bei der Bewirtschaftung möglicher innerdeutscher Engpässe, hat die Bundesnetzagentur zu Beginn des Jahres 2009 erstmalig Daten über die von den ÜNB durchgeführten Redispatch-Maßnahmen und Countertrading sowie deren Kosten erhoben. Die Daten dieser Erhebung, die fortwährend halbjährlich erfolgt, umfassen den Zeitraum April bis September 2008.

Zur Vermeidung von Engpässen im deutschen Übertragungsnetz wurden im abgefragten Zeitraum von allen ÜNB Redispatch- und von einem ÜNB auch Countertrade-Maßnahmen durchgeführt. Inwiefern die Dauer/Häufigkeit und die Lokalisierung dieser Maßnahmen darauf hinweisen, dass zukünftig auch strukturelle Engpässe im deutschen Übertragungsnetz zu erwarten sind, kann erst anhand der Auswertung der Daten aus mehreren Abfragen durch die Bundesnetzagentur festgestellt werden. Im Jahr 2008 sind strukturelle Engpässe im deutschen Übertragungsnetz nach Angaben der ÜNB nicht aufgetreten.

¹⁵ Vorläufige Angabe des BDEW.

¹⁶ Vorläufige Angabe des BDEW exklusive der Elektrizitätsbelieferung über Bahnstromnetze und Infrastrukturstromnetze an Bahnhöfen in Höhe von ca. 10 TWh/a (Anhaltswert).

2.2.1.2 Verteilernetze

Vorhandene Engpässe und Methode des Engpassmanagements

Im Verteilernetz sind bisher hauptsächlich vorübergehende Engpässe auf Grund von regenerativen Einspeisungen aufgetreten. Folgende Tabelle zeigt die von den VNB Elektrizität für das Jahr 2008 gemeldeten Engpässe.

Netzebene	Anzahl (Gesamt)	davon innerhalb der Netzebene	davon zur vorgelagerten Netzebene	davon zur nachgelagerten Netzebene	davon zum 31.12.08 nicht mehr bestehend
Höchstspannung	1	0	0	1	0
Hochspannung	34	34	0	0	34
Mittelspannung	4	3	0	1	2
Niederspannung	3	2	1	0	1

Tabelle 2: Engpässe im Elektrizitätsverteilernetz in 2008 (i.S.v. § 15 Abs. 5 i.V.m. § 15 Abs. 2 StromNZV)

In der Hochspannungsebene ist mit 34 Engpässen (zum 31.12.08 nicht mehr bestehend) im Vergleich zu 2007 (fünf) eine Zunahme der vorübergehenden Engpässe im Verteilernetz zu verzeichnen. Datenbasis sind hierbei die Antworten von zwei überregional tätigen VNB Elektrizität. Dabei wurde als Ursache für die Engpässe ein hoher Zuwachs von Erzeugungsleistungen nach dem EEG von den Netzbetreibern genannt. Die betroffenen Netzbetreiber haben ein Netzsicherheitsmanagement entsprechend § 11 Abs. 1 EEG in ihrem Netzgebiet eingeführt. Hierbei wird im Falle eines Engpasses die Stromeinspeisung durch eine gezielte Leistungsreduzierung oder gar Leistungsabschaltung von Erzeugungsanlagen gemindert und somit der Systemverantwortung des Netzbetreibers Rechnung getragen. Dabei ist die Privilegierung von EEG-Anlagen (vorrangige Abnahme-, Übertragungs- und Verteilungspflicht) entsprechend § 2 Nr. 2 EEG zu berücksichtigen.

Maßnahmen zur Vermeidung von Engpässen

Ein vermehrter Zuwachs von EEG-Einspeisung und die gesetzlich vorgegebene Anschluss- und Abnahmepflicht unabhängig von der Aufnahmefähigkeit des Netzes, könnten dazu führen, dass zunehmend vorübergehende/kurzfristige Engpässe im Verteilernetz auftreten. Netzbetreiber sind entsprechend § 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG bzw. § 9 Abs. 1 EEG dazu verpflichtet, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, die Übertragung und die Verteilung von Elektrizität aus Erneuerbaren Energien sicherzustellen. Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht darüber, inwieweit VNB Elektrizität Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Netzausbau durchführen. Zu diesem Themenbereich wurden die VNB Elektrizität im Monitoring 2009 erstmals befragt.

Durchführung von Maßnahmen	Ja	Nein	keine Angabe
zum Netzausbau	189	476	26
zur Netzverstärkung	147	517	27
zur Netzoptimierung	122	537	32

Tabelle 3: Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Netzausbau entsprechend § 9 Abs. 1 EEG (Stand 01.04.2009)

Neben den bereits im Monitoring vorgegebenen Kategorien (Leiterseil-Monitoring, Hochtemperatur-Leiterseile) wurden folgende Maßnahmen zur Verstärkung und Optimierung des Netzes entsprechend § 9 Abs. 1 EEG von den VNB Elektrizität angewendet:

- Erhöhung von Trafoleistungen
- Bau von Parallelsystemen
- Erhöhung des Querschnitts von Leiterseilen
- Regulierung der Seildurchhänge
- Einbau von Messtechnik
- Trennstellenoptimierung
- Einbau von Spannungsreglern

Angewendete Maßnahmen zur Netzverstärkung bzw. -optimierung	Ja	Nein	keine Angabe
Leiterseil-Monitoring	8	219	464
Hochtemperatur-Leiterseile	2	225	464
Sonstiges	151	92	448

Tabelle 4: Überblick über angewendete Maßnahmen zur Netzverstärkung und -optimierung entsprechend § 9 Abs. 1 EEG (Stand 01.04.2009)

2.2.2 Grenzüberschreitender Handel / Grenzkuppelstellen

2.2.2.1 Entwicklung in den Regionen

Zentralwesteuropa (CWE)

In der Region Zentralwesteuropa (Beneluxstaaten, Deutschland, Frankreich) wurde im Jahr 2008 intensiv an der Umsetzung des 2007 unterzeichneten „Memorandum of Understanding“ zur Einführung einer lastflussbasierten Marktkopplung („Market Coupling“) der Region gearbeitet. Die Mitte 2008 von den Projektpartnern vorgelegte Implementierungsstudie hat jedoch verdeutlicht, dass der ursprüngliche Einföhrungstermin zum Januar 2009 nicht realisierbar war. Die Studie legte nahe, dass übergangsweise eine auf einer besser koordinierten, aber nicht lastflussbasierten, impliziten Kapazitätsvergabe basierte Marktkopplung ab März 2010 eingeföhrt werden könne. Die lastflussbasierte implizite Marktkopplung wurde daraufhin auf Ende 2010 verschoben.

Eine deutliche Vereinfachung des grenzüberschreitenden Elektrizitätshandels in der Region Zentralwesteuropa wurde durch die am 01.10.2008 gegründete „Capacity Allocation Service Company for the Central West-European Electricity Market – CASC-CWE S.A.“ erreicht. Diese Servicegesellschaft führt seit dem 28.11.2008 als zentrales Auktionsbüro die expliziten Jahres- und Monatsauktionen der Transportkapazitäten an den Grenzen der fünf Länder durch. Derzeit arbeiten die ÜNB der Region an der Einföhrung harmonisierter Auktionsregeln für die Jahres- und Monatsauktionen in CWE sowie die Tagesauktionen an den deutschen Grenzen über CASC. Diese sollen ab Herbst 2009 die bisher geltenden unterschiedlichen Regelwerke für die verschiedenen Grenzen ersetzen.

Region Zentralosteuropa (CEE)

Im Jahr 2008 hat sich auch hier bestätigt, dass die Einführung lastflussbasierter Methoden zur Zuteilung (Allokation) der begrenzten Übertragungskapazitäten ein sehr komplexes Thema ist, dessen Umsetzung mehr Zeit beansprucht als ursprünglich angenommen. Deshalb konnte das Projekt in der Region Zentralosteuropa (Deutschland, Österreich, Polen, Slowakei, Slowenien, Tschechien, Ungarn) in 2008 nicht abgeschlossen und mit dem Start des lastflussbasierten Allokationsverfahrens gestartet werden. Daher werden im Jahr 2009 zunächst die bisherigen Engpassmanagementverfahren angewandt. Allerdings wurde inzwischen am 12.05.2009 mit etwa 100 Marktteilnehmern ein erster Workshop zur Einführung des lastflussbasierten Verfahrens durchgeführt, der vom neugegründeten zentralen Auktionsbüro CAO (Central Allocation Office GmbH) veranstaltet wurde. Das lastflussbasierte System soll in Zentralosteuropa beginnend mit der Jahresauktion für 2010 angewandt werden.

Region Nordeuropa (NE)

In der Region Nordeuropa (Dänemark, Deutschland, Finnland, Norwegen, Polen und Schweden) wurde im Jahr 2008 sehr intensiv an der Einführung der Marktkopplung für die Grenzkuppelstellen zwischen Deutschland und Dänemark gearbeitet. Mit der Gründung der EMCC (European Market Coupling Company GmbH) in Hamburg im August 2008, nach der Genehmigung durch die EU-Kommission, waren die ersten organisatorischen Schritte unternommen. Dieses Büro wird derzeit von den ÜNB VE-T, E.ON Netz (jetzt transpower¹⁷) und Energinet.dk sowie den Strombörsen Nordpool Spot und der EEX betrieben. Die Aufnahme weiterer Partner ist ausdrücklich möglich und wird derzeit bereits auch verhandelt.

Ende September 2008 wurde die Marktkopplung zwischen dem nordeuropäischen Markt und dem deutschen Markt gestartet. In den ersten acht Betriebstagen stellten sich jedoch unerwartete Ergebnisse ein, die eine Suspendierung im Oktober 2008 erforderlich machten. Es stellte sich heraus, dass die Parameter der Preisbildung im nordischen Markt im Rahmen des Algorithmus für die Marktkopplung nicht detailliert genug abgebildet waren. In den folgenden Monaten wurde und wird derzeit durch alle beteiligten Parteien eine intensive Fehleranalyse betrieben. So wurden verschiedene Anpassungen der IT notwendig, um bestimmte Phänomene abbilden zu können. Außerdem wurde analysiert, ob und inwiefern sich die aufgetretenen Schwierigkeiten aus der Wahl des Kopplungsmechanismus ergaben. Die Wiedereinführung ist für den 09.11.2009 vorgesehen. Derzeit werden als Übergangslösung explizite Tagesauktionen an der Grenze Dänemark West/E.ON Netz (jetzt transpower) und implizite Auktionen für das Kontek Kabel durchgeführt. Zudem wird auch die Einbindung des Baltic Cables in das EMCC Market Coupling diskutiert.

In der Region Nordeuropa wurde darüber hinaus an der Umsetzung eines Transparenzberichtes gearbeitet. Zum Stand der Umsetzung bezüglich der Lastdaten, Verbindungskapazitätsdaten sowie der Regelenergiekosten veröffentlichte die Region im Sommer 2008 einen Bericht. In diesem Bericht war der Stand der Umsetzung in Deutschland nicht zufriedenstellend (siehe Kapitel 2.2.5).

Zentralsüdeuropa (CSE)

Auch in der Region Zentralsüdeuropa (Deutschland, Frankreich, Griechenland, Italien, Österreich, Slowenien) lag der Schwerpunkt der Tätigkeit auf der Verbesserung der Engpassmanagementverfahren. Die Regulierer der Region einigten sich darauf, dass alle ÜNB der Region gemeinsam in einer unabhängigen Gesellschaft, einem sog. „Single Auction Office“, die knappen Übertragungskapazitäten berechnen und vergeben sollen. Den ÜNB sollte jedoch gestattet sein, zunächst für eine Übergangszeit von zwei Jahren einen ÜNB mit der Bewirt-

¹⁷ Der Bereich der Höchstspannung (220/380 kV) wurde von der E.ON Netz GmbH (110 kV) abgespalten. Seit dem 04.05.2009 firmiert der Höchstspannungsbereich als transpower stromübertragungs GmbH.

schaftung zu beauftragen (sog. „TSO Auction Operator“). Diese Lösung sollte aber nur für die Grenzen Italiens und damit nicht für die Nordgrenzen der Schweiz zu Frankreich, Österreich und Deutschland gelten. Zu diesem Vorschlag gab es bisher keine einstimmige Einigung der ÜNB der Region. Die EU-Kommission hat daher die Erarbeitung von Konzepten durch die ÜNB der Region gefordert.

2.2.2.2 Monitoring der Grenzkuppelstellen

Verfügbare Kapazität und Verbundgrad

In der folgenden Abbildung sind die mittleren verfügbaren Übertragungskapazitäten für die einzelnen Grenzkuppelstellen, die für den Markt in den Jahren 2007 und 2008 zur Verfügung standen sowie teilweise auch die zugehörigen Sicherheitsmargen dargestellt. An der Grenze von Deutschland nach Frankreich ist ein Rückgang, für die Grenze Deutschland-Dänemark sind Erhöhungen der verfügbaren Kapazitäten in 2008 gegenüber 2007 in beiden Richtungen zu verzeichnen¹⁸. An der Grenze zur Schweiz gab es in Export-Richtung eine Erhöhung, in Import-Richtung einen Rückgang der verfügbaren Kapazitäten. Die mittleren verfügbaren Übertragungskapazitäten sind an den übrigen Grenzen im Wesentlichen konstant geblieben. Zur Ermittlung der mittleren verfügbaren Übertragungskapazität wurden die Jahresdurchschnittswerte der jeweiligen Net Transfer Capacity (NTC)-Werte herangezogen.

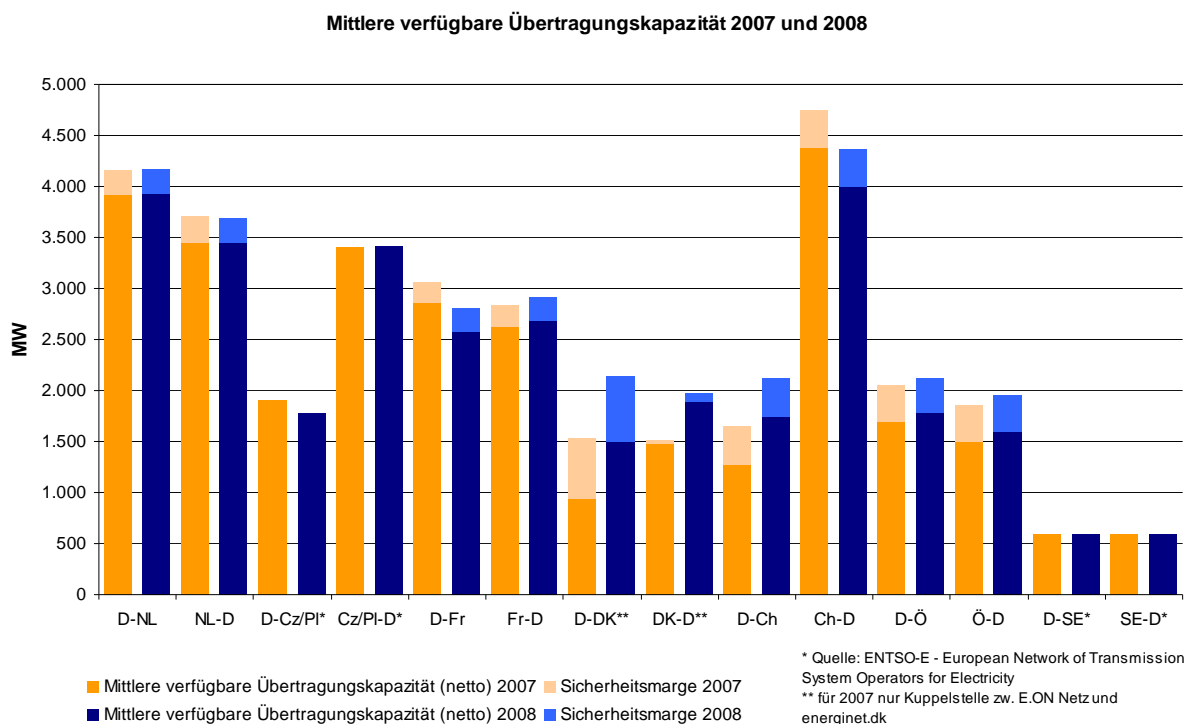


Abbildung 1: Mittlere verfügbare Übertragungskapazität an den deutschen Grenzkuppelstellen in 2007 und 2008

Der Verbundgrad des gesamten deutschen Übertragungsnetzes berechnet sich aus der Importkapazität¹⁹ dividiert durch die insgesamt in Deutschland installierte Kraftwerksleistung. Die Importkapazität stieg von durchschnittlich 17,4 GW in 2007 auf 17,6 GW im Berichtsjahr

¹⁸ Die Erhöhung an der deutsch-dänischen Grenze ist jedoch im Wesentlichen auf die zusätzliche Berücksichtigung des Kontek-Kabels (Dänemark-Ost) zurückzuführen.

¹⁹ Die Importkapazität wurde als Summe der mittleren verfügbaren Übertragungskapazitäten (Import-NTC-Werte) - ohne Luxemburg - ermittelt.

2008²⁰. Als installierte Kraftwerksleistung weist der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) 132,7 GW (2007: 129,2 GW) aus. Auf Grund des geringen Anstieges der Importkapazität und des im Vergleich hierzu größeren Anstiegs der Erzeugungsleistung ist der Verbundgrad Deutschlands von rund 13,5 Prozent in 2007 auf rund 13,3 Prozent im Berichtsjahr 2008 gesunken.

Vergebene Übertragungskapazität

Die vergebene Kapazität an den deutschen Grenzkupplungen, an denen in 2007 und 2008 explizite bzw. implizite (für das Kontek-Kabel, Dänemark-Ost) Auktionen zur Vergabe der grenzüberschreitenden Kapazitäten stattgefunden haben, ist insgesamt leicht zurückgegangen. An der Grenze zur Schweiz ist ein Rückgang der vergebenen Kapazitäten v. a. innerhalb der Tagesauktion, in Import-Richtung auch bei der Jahresauktion zu verzeichnen. Die Grenze Deutschland nach Frankreich weist insgesamt ein Absinken der vergebenen Kapazitäten auf, während die Grenzen Frankreich bzw. Niederlande nach Deutschland einen Anstieg der vergebenen Monats- und Tageskapazitäten aufweisen. Die nachstehende Abbildung stellt die durchschnittlich in 2007 und 2008 an den jeweiligen Grenzen in expliziten oder impliziten Auktionen vergebenen Kapazitäten dar. Nicht genutzte Kapazitäten aus der Jahres- und Monatsauktion können in der Tagesauktion wieder vergeben worden sein. Dadurch kann u. a. eine Differenz zu den zuvor dargestellten verfügbaren Kapazitäten entstehen.

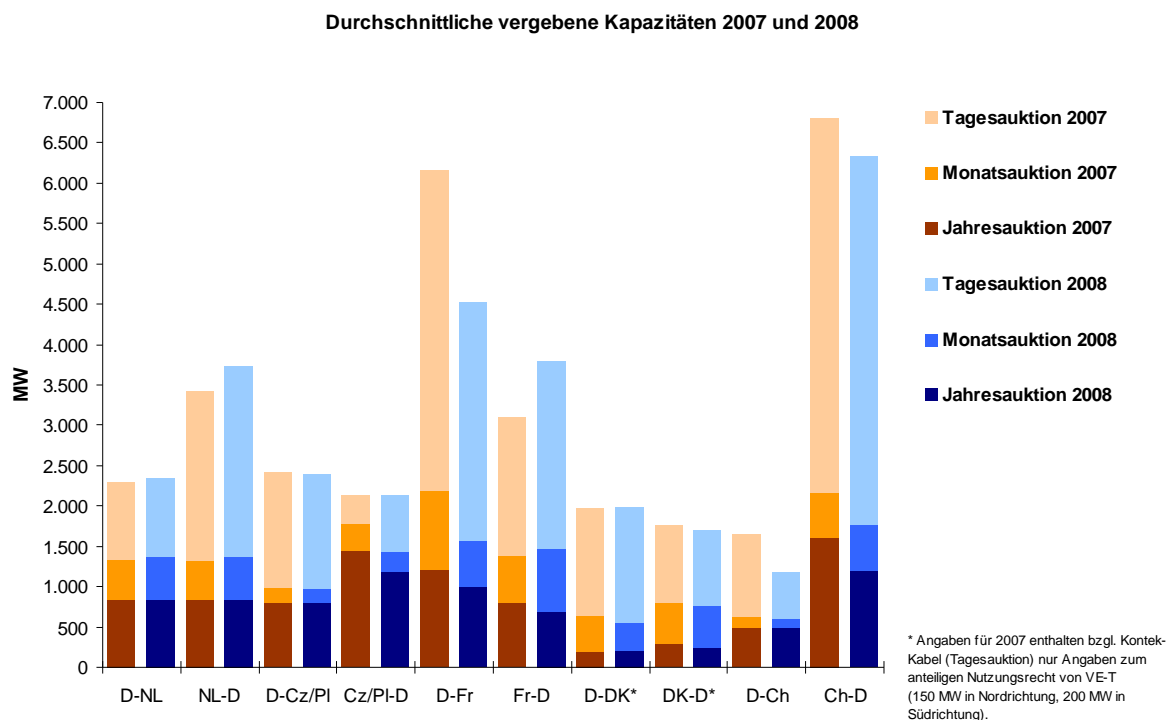


Abbildung 2: Durchschnittliche vergebene Kapazitäten an den deutschen Grenzkupplungen in 2007 und 2008

Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Verbundaustauschfahrpläne

Im Vergleich der grenzüberschreitenden Lastflüsse der Jahre 2007 und 2008 (siehe folgende Abbildung) zeigt sich im Hinblick auf die hauptsächlichen Lastflussrichtungen ein nur geringfügig verändertes Bild. So zählen weiterhin die Niederlande, Österreich und die Schweiz zu den Hauptexportländern. In Importrichtung sind weiterhin Frankreich, Dänemark und das

²⁰ jeweils ohne Luxemburg

Profil Tschechien/Polen die wichtigsten Länder. Beim Import sind mit einer deutlichen Abnahme der Lastflüsse aus Frankreich und einer erneuten Zunahme der Lastflüsse aus Dänemark auch die größten Veränderungen zu beobachten. Mehr als verdoppelt haben sich zudem die Lastflüsse aus Richtung Österreich nach Deutschland. Insgesamt ist die Jahressumme der Lastflüsse in Exportrichtung 2008 nur leicht auf 62,8 TWh (2007: 62,5 TWh) angestiegen. In Importrichtung wurde ein Rückgang auf 39,6 TWh (2007: 41,9 TWh) ermittelt. Damit ergibt sich für die grenzüberschreitenden Lastflüsse ein Exportüberschuss in Höhe von 23,2 TWh im Berichtsjahr 2008 gegenüber 20,6 TWh in 2007.

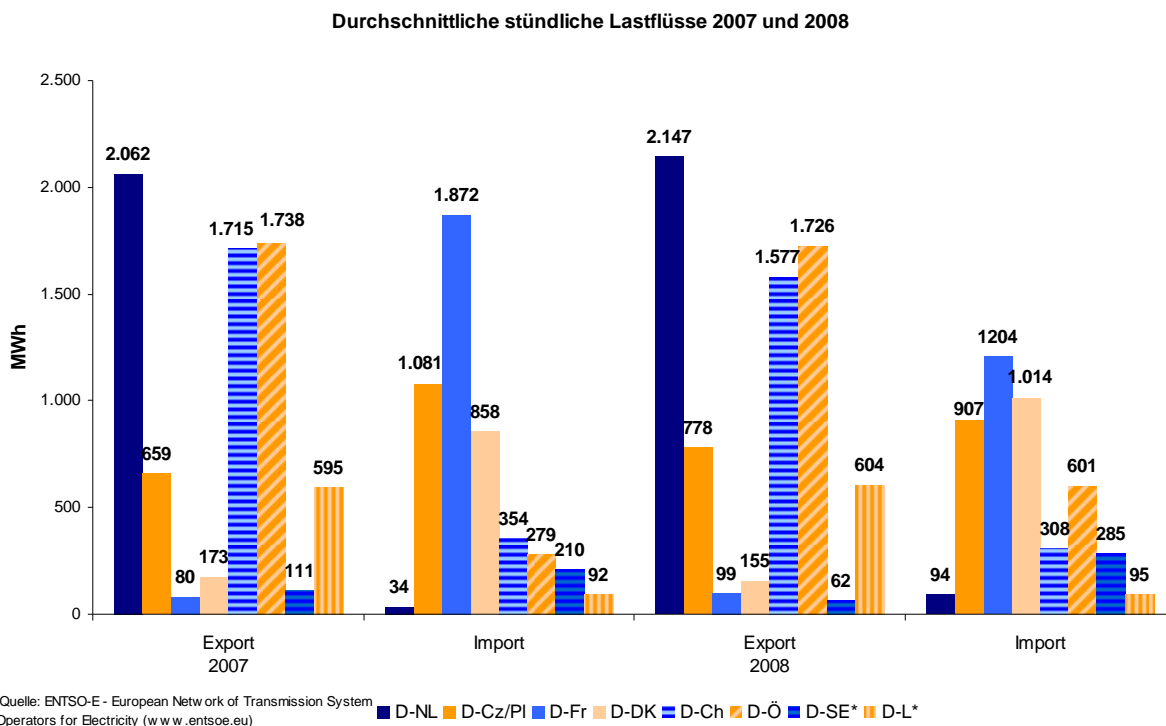


Abbildung 3: Durchschnittliche stündliche Lastflüsse auf grenzüberschreitenden Kuppelleitungen in 2007 u. 2008

Im Vergleich der grenzüberschreitenden Lastflüsse und der jeweiligen Verbundaustauschfahrpläne (siehe folgende Abbildung) des Berichtsjahres 2008 zeigt sich ein sehr uneinheitliches Bild, das auf die in Abhängigkeit der vorherrschenden Lastflusssituation entstehenden Ringflüsse zurückzuführen ist. Zu erkennen ist dies beispielsweise an den Grenzen zu Frankreich und der Schweiz, wo es die größten Abweichungen zwischen den physikalischen Lastflüssen und den kommerziellen Verbundfahrplänen gibt, sowie an der Grenze zu den Niederlanden. Weitergehende Auswertungen der Bewirtschaftung der Grenzkuppelstellen begleitet die Bundesnetzagentur insbesondere in der Region Zentralwesteuropa im Rahmen des so genannten Regional Monitoring.

Die Jahressummen der realisierten Verbundaustauschfahrpläne liegen - ohne die Werte für das Baltic Cable zwischen Schweden und Deutschland sowie Luxemburg - jeweils deutlich unter denen der grenzüberschreitenden Lastflüsse und betragen für den Export 51,8 TWh sowie für den Import 30 TWh. Für das kommerzielle Austauschsaldo Deutschlands ergibt sich somit im Berichtsjahr 2008 ein etwas niedrigerer Exportüberschuss von 21,7 TWh verglichen mit 23,2 TWh für die grenzüberschreitenden Lastflüsse.

Jahressummen der grenzüberschreitenden Lastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne 2008

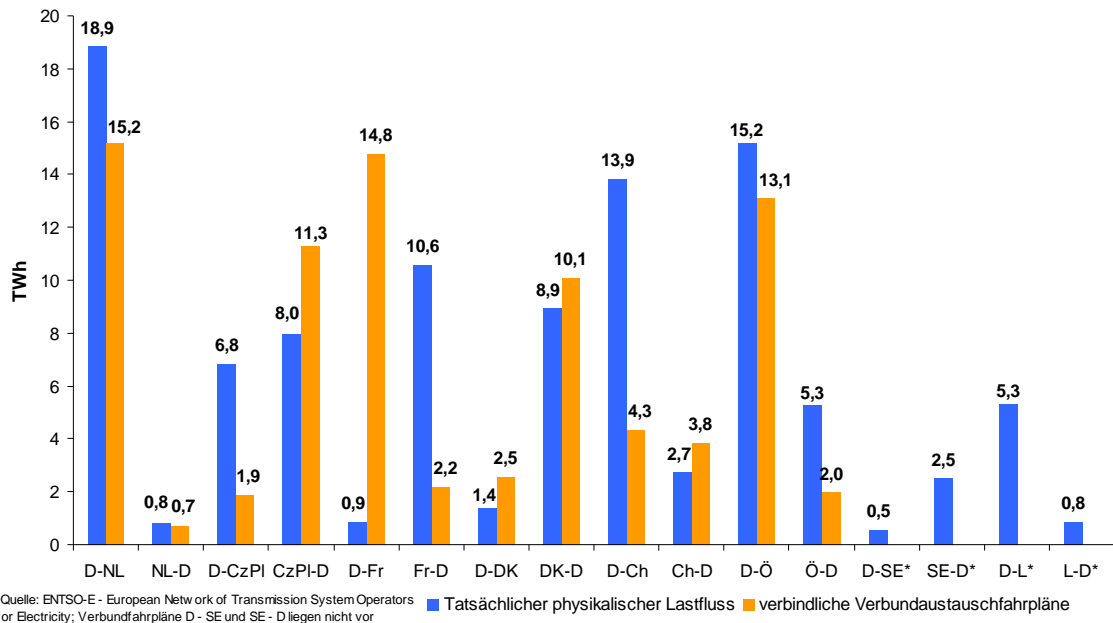


Abbildung 4: Vergleich der Jahressummen der physikalischen Lastflüsse und der realisierten Verbundaustauschfahrpläne in 2008

Einnahmen aus Engpassmanagement

Die Einnahmen aus der Vergabe von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten an den engpassbehafteten deutschen Grenzen beliefen sich auf insgesamt 457 Mio. € in 2008. Im Vergleich zu 2007 sind die Einnahmen aus dem Engpassmanagement im Berichtsjahr 2008 zwar angestiegen, allerdings fehlen in dem für 2007 ermittelten Wert die Importrichtung Frankreich-Deutschland sowie die Verbindung zu Dänemark-Ost (Kontek-Kabel), für die keine Daten bezogen auf 2007 vorliegen. Für Exportkapazitäten wurden im Jahr 2008 ca. 287 Mio. € (2007: ca. 263 Mio. €) Einnahmen erzielt, für Kapazitäten in Importrichtung waren es 2008 ca. 170 Mio. € (2007: ca. 168 Mio. €).

Auktionseinnahmen an allen engpassbehafteten Grenzkuppelstellen in 2008

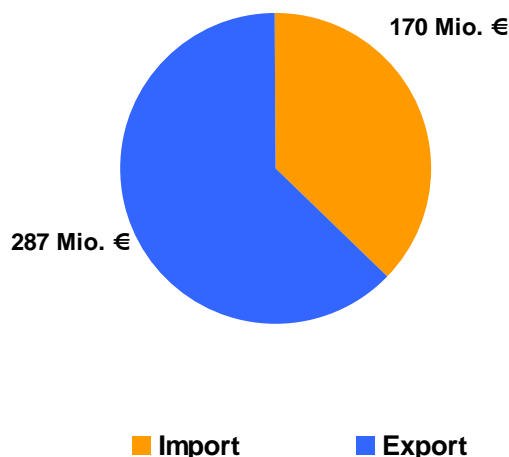


Abbildung 5: Auktionseinnahmen an allen engpassbehafteten Grenzkuppelstellen in 2008

Bei den o. g. und in der vorstehenden Abbildung dargestellten Einnahmen ist noch darauf hinzuweisen, dass diese die Einnahmen für die Kapazitätsvergabe an den jeweiligen Grenzen insgesamt darstellen. Diese werden entsprechend individueller Vereinbarungen zwischen den beteiligten ÜNB aufgeteilt. Die Entwicklung der bei den deutschen ÜNB verbleibenden Auktionserlöse ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Die Einnahmen der deutschen ÜNB aus den Engpassmanagementverfahren sind in 2008 mit insgesamt rund 220 Mio. € im Vergleich zu 2007 (rund 219 Mio. €) leicht angestiegen.

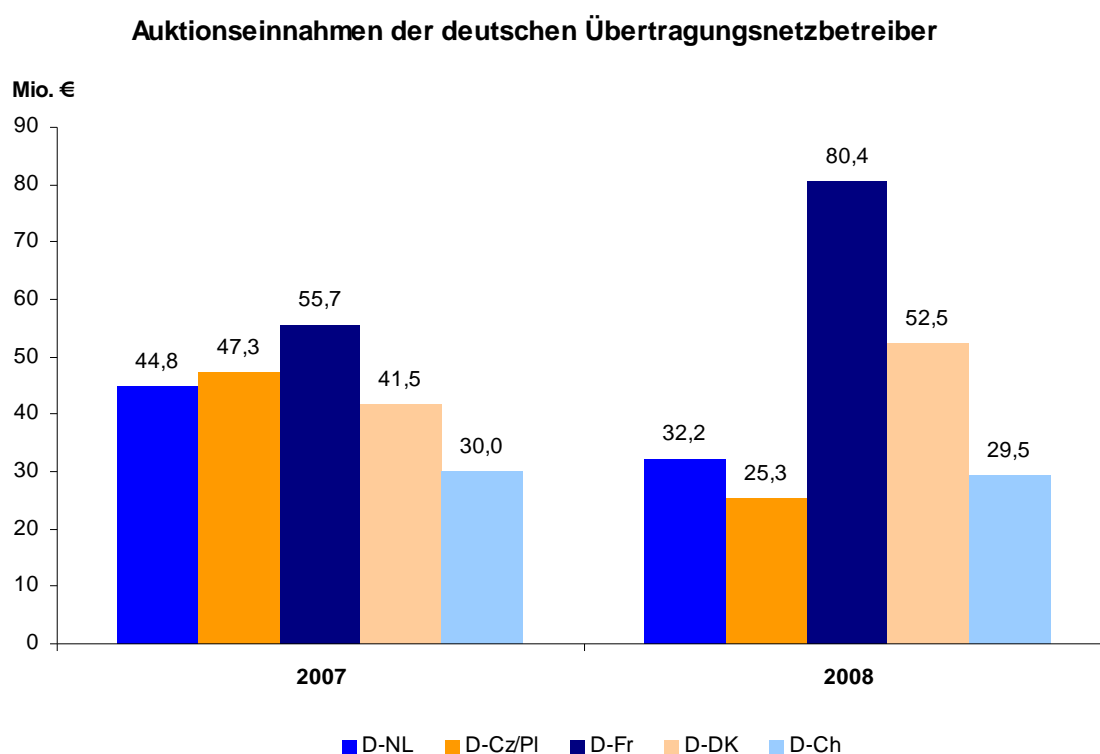


Abbildung 6: Entwicklung der je Grenze bei den deutschen ÜNB verbliebenen Auktionseinnahmen

Die Einnahmen aus der Kapazitätsvergabe sind gemäß Art. 6 Abs. 6 der EG-Verordnung 1228/2003 für einen von drei Zwecken zu verwenden: Gewährleistung der Verfügbarkeit der zugewiesenen Kapazität, Netzinvestitionen zum Erhalt oder Ausbau von Verbindungskapazitäten und / oder als Einkünfte zur Absenkung der Netzentgelte.

Die Einnahmen aus der Vergabe von grenzüberschreitender Übertragungskapazität werden größtenteils zur Absenkung der Netzentgelte verwendet. E.ON Netz (jetzt transpower) hingegen hat die Einnahmen aus den Kapazitätsvergabeverfahren vollständig in den Ausbau von Verbindungskapazitäten investiert (Alternative c) des Art. 6 Abs. 6 EG-Verordnung 1228/2003).

Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse

Nach Artikel 3 Abs. 1 der EG-Verordnung 1228/2003 erhalten die ÜNB einen Ausgleich für die Kosten, die ihnen durch grenzüberschreitende Elektrizitätsflüsse über ihre Netze entstehen.

Aufbauend auf einer Interimslösung²¹ haben die europäischen ÜNB für die Jahre 2008 und 2009 einen Vertrag über den Ausgleichsmechanismus geschlossen. Die vier deutschen ÜNB haben in 2008 einen Gesamtbetrag von ca. 17,8 Mio. € (2007: ca. 21,8 Mio. €) erhalten.

2.2.3 Netzentgelte

2.2.3.1 Netzkostenprüfung und Anreizregulierung

Für das Berichtsjahr 2008 wurden die von den Netzbetreibern beantragten Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen durch die Bundesnetzagentur erneut einer Prüfung unterzogen und genehmigt. Die Netzbetreiber hatten ihre Netzentgelte auf Basis der Kosten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres zu kalkulieren. Die Bundesnetzagentur hat durch Prüfung der Kosten insbesondere bei den Prüfungsschwerpunkten Bewertung des Sachanlagevermögens sowie bei Netzkäufen, bei weiteren kalkulatorischen Kostenpositionen (Eigenkapitalverzinsung, Gewerbesteuer) und bei den Aufwendungen für die Beschaffung der Verlustenergie Kürzungen realisiert. Die anerkannten Netzkosten, der in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur geprüften Netzbetreiber, wurden um durchschnittlich rund fünf Prozent gegenüber der ersten Entgeltgenehmigung gekürzt, so dass durchschnittlich weitere Netzentgeltsenkungen realisiert werden konnten. Die Höhe der Netzentgeltabsenkung für den einzelnen Netzkunden hängt vom jeweiligen Abnahmeverhalten und von der Abnahmestruktur des zuständigen Netzbetreibers ab.

Am 01.01 2009 wurde das System der Anreizregulierung als neues Regulierungsregime in Deutschland eingeführt. Ziel der Anreizregulierung ist es, den Betreibern der Elektrizitätsversorgungsnetze Anreize für eine effizientere Leistungserbringung zu setzen. Dies ist im bisher praktizierten System der Kostenregulierung größtenteils nicht der Fall gewesen, da Kosteneinsparungen sich für die Netzbetreiber nicht in steigenden Renditen niedergeschlagen haben. Die Anreizregulierung soll dem entgegenwirken, indem einerseits den Netzbetreibern ein Senkungspfad bezogen auf die Umsatzerlöse vorgegeben wird und andererseits die regulierten Unternehmen bei Übererfüllung der Vorgaben für die Dauer der jeweiligen Regulierungsperiode die Differenz zwischen den tatsächlichen Kosten und der genehmigten Erlösobergrenze höhere Renditen einbehalten dürfen - so soll ein Anreiz zur Effizienzsteigerung entstehen.

Hierzu ist es erforderlich, Effizienzvergleiche durchzuführen. Durch diese wird ermittelt, wie effizient ein Netzbetreiber im Vergleich zu anderen Netzbetreibern ist. Die unternehmensindividuell ermittelten Effizienzwerte gehen in die Formel zur Festsetzung der Erlösobergrenzen ein.

Für die VNB Elektrizität hat die Bundesnetzagentur einen bundesweiten Effizienzvergleich durchgeführt, in den Daten von 198 Netzen eingegangen sind. Neben den von § 13 Abs. 4 ARegV vorgegebenen Vergleichsparametern (Anzahl der Anschlusspunkte, Fläche des versorgten Gebietes, Leitungslänge und zeitgleiche Jahreshöchstlast) wurden für den Elektrizitätsbereich sieben weitere, mit wissenschaftlichen Methoden ermittelte, Vergleichsparameter im Rahmen des Effizienzvergleichs verwendet. Weiterhin gingen als Aufwandsparameter die Ergebnisse der Kostenprüfung im Rahmen der oben beschriebenen Entgeltgenehmigungsrunde ein. Für die VNB Elektrizität wurden Effizienzwerte in einer Bandbreite von 75,5 bis 100 Prozent ermittelt, die durchschnittliche Effizienz lag bei 92,2 Prozent.

²¹ Gültig im Zeitraum April bis Dezember 2007; Basis war das IMICA-Modell (Improved Modelling for Infrastructure Cost Allocation).

Die geringe Anzahl von vier ÜNB verhindert die Anwendung der Effizienzvergleichsverfahren (DEA und SFA)²² auf ausschließlich nationaler Ebene. Aus diesem Grund sieht die ARegV für die Bestimmung der Effizienzwerte dieser vier Unternehmen einen internationalen Effizienzvergleich vor. Die Vorbereitung und Durchführung dieses internationalen Projektes erfolgte im Rahmen der CEER-Arbeitsgruppe zur Anreizregulierung²³ unter dem Vorsitz der Bundesnetzagentur. In den Effizienzvergleich nach § 22 ARegV sind 20 ÜNB aus insgesamt 15 Ländern einbezogen worden. Auch für diesen Effizienzvergleich war auf Grund der geringen Datenbasis die Anwendung der SFA jedoch nicht vertretbar.

Netzbetreiber, an deren Netz weniger als 30.000 Kunden angeschlossen waren, konnten statt des Effizienzvergleichs die Teilnahme am sogenannten „vereinfachten Verfahren“ wählen. Für die Teilnehmer des vereinfachten Verfahrens beträgt der Effizienzwert in der ersten Regulierungsperiode pauschal 87,5 Prozent. Zudem gelten 45 Prozent der Gesamtkosten als von den Netzbetreibern dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten.

Die Bundesnetzagentur hat im Elektrizitätsbereich 243 Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 und 2 ARegV i.V.m. § 21a Abs. 2 S.1 EnWG von Amts wegen eingeleitet. In 98 Verfahren agiert die Bundesnetzagentur in originärer Bundeszuständigkeit (davon vier Verfahren von ÜNB). In 145 Verfahren übernimmt die Bundesnetzagentur im Rahmen der Organleihe die Bestimmung der Erlösobergrenzen für die Bundesländer Berlin, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Thüringen. Die Möglichkeit, die Teilnahme am vereinfachten Verfahren gemäß § 24 ARegV zu wählen, haben von den in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur fallenden Netzbetreibern 136 VNB Elektrizität in Anspruch genommen.

Bei der Festlegung der Erlösobergrenze ergab sich für die meisten Netzbetreiber eine Erhöhung der Erlösobergrenze gegenüber den anerkannten Netzkosten. Im Elektrizitätsbereich liegt diese Erhöhung durchschnittlich bei rund zwei Prozent. Dies resultiert unter anderem aus dem neu festgelegten Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen in Höhe von 9,29 Prozent vor Steuern statt wie bisher 7,91 Prozent vor Steuern. Für Altanlagen beträgt der neue Eigenkapitalzinssatz im Elektrizitätsbereich 7,56 Prozent vor Steuern. Weiterhin hatten die Netzbetreiber im Regelverfahren die Möglichkeit, einen pauschalierten Investitionszuschlag zu beantragen und eine Übergangsregelung hinsichtlich der Personalzusatzkosten im Rahmen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenbestandteile wahrzunehmen. Hier konnten Personalzusatzkosten von Mitarbeitern als nicht beeinflussbare Kosten ausgewiesen werden, die noch nicht unmittelbar beim Netzbetreiber beschäftigt waren, deren Tätigkeit aber ausschließlich für den jeweiligen Netzbetreiber erfolgte und deren endgültige Überleitung in ein arbeitsvertragliches Beschäftigungsverhältnis beim Netzbetreiber angestrebt wird. Schließlich ging auch die allgemeine Geldwertentwicklung in die Erlösobergrenze mit ein.

Bei den ÜNB sind die teilweise stark gestiegenen Energiebeschaffungskosten für die Systemdienstleistungen hervorzuheben. Diese Kostensteigerungen führten zu einer teilweisen Anerkennung von Härtefallanträgen. Ein Härtefallantrag kann von den Netzbetreibern gestellt werden, wenn im Falle der Beibehaltung der ursprünglich errechneten Erlösobergrenze für das Jahr 2009 eine nicht zumutbare Härte entstehen würde. Nach Prüfung der genannten Härtefallanträge wurden Teilpositionen in den Bereichen Regelenergie, EEG-Veredelung und Redispatch anerkannt. Hier sind insbesondere die Kostensteigerungen der ÜNB für den Zuwachs der bundesweit prognostizierten EEG-Veredelung im Jahr 2009 zu nennen. Aus

²² Data Envelopment Analysis (Dateneinhüllungsanalyse) und Stochastic Frontier Analysis (Stochastische Effizienzgrenzenanalyse).

²³ Workstream Incentive-based Regulation and Efficiency Benchmarking – WS EFB.

diesen Effekten ergibt sich bei den ÜNB ein deutlicher Anstieg der Erlösobergrenzen von 7,6 Prozent bis hin zu 30,2 Prozent.

Die Erhöhungen der Erlösobergrenzen der ÜNB in 2009 werden über das Regulierungskonto der VNB ausgeglichen und verzinst. Hieraus findet eine Wirkung auf die Netzentgelte erst ab 2014 statt. Die deutlichen Kostensteigerungen der Systemdienstleistungen erhöhen aber für die VNB die vorgelagerten Netzkosten in 2010 gegenüber 2009 spürbar. In 2010 können die erhöhten Kosten aus der Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen als ein Bestandteil der Erlösobergrenzenanpassung aufgrund von Änderungen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile von den VNB geltend gemacht werden.

2.2.3.2 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 01.04.2006 bis zum 01.04.2009.²⁴

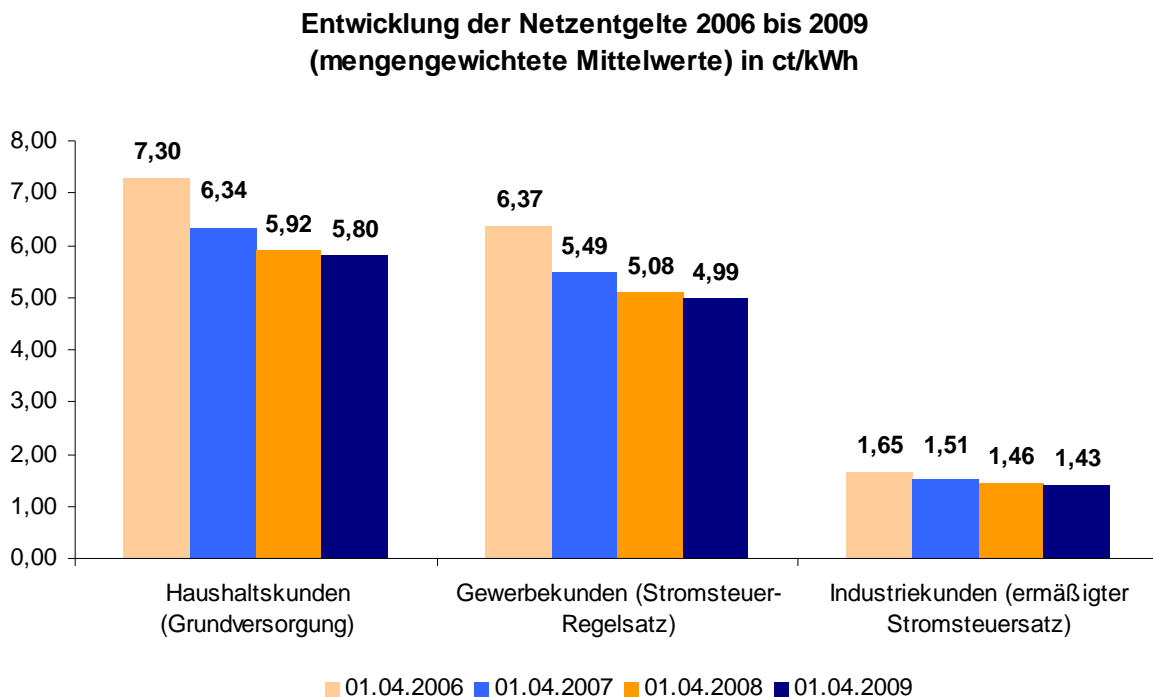


Abbildung 7: Entwicklung der durchschnittlichen, mengengewichteten Netzentgelte

²⁴ Die Darstellungen der Netzentgelte basieren auf den folgenden Abnahmefällen:

- **Haushaltskunden:** Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, darunter 1.300 kWh Nachtstrom (Eine separate Ausweisung des Schwachlaststromes ist für Haushaltskunden in Deutschland eher untypisch.), 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.)
- **Gewerbekunden:** Jahresverbrauch von 50 MWh/Jahr, Jahreshöchstlast von 50 kW und Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV) (Sofern bei Gewerbekunden keine Leistungsmessung erfolgt, war der Wert auf der Basis einer Belieferung ohne Leistungsmessung anzugeben.)
- **Industriekunden:** Jahresverbrauch von 24 GWh/Jahr, Jahreshöchstlast von 4.000 kW und Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden, Versorgung in Mittelspannung (10 oder 20 kV)

Die durchschnittlichen, mengengewichteten Netzentgelte sind im Zeitraum 01.04.2008 bis 01.04.2009 in allen untersuchten Kundenkategorien gesunken. So lässt sich auf dieser Datenbasis bei den Haushaltskunden (Grundversorgung) nach der Senkung zwischen dem 01.04.2006 und dem 01.04.2008 von rund 19 Prozent, eine erneute Reduzierung um gut zwei Prozent feststellen. Im Vergleich 01.04.2009 zu 01.04.2008 wurde bei allen untersuchten Kundenkategorien eine Senkung zwischen 1,8 und 2,1 Prozent realisiert.

Insgesamt zeigt die Darstellung, dass die durchschnittlichen Netzentgelte je nach Kundenkategorie seit 2006 bis zum Ende des Berichtszeitraums in einer Spanne zwischen 0,22 bis 1,50 ct/kWh gesunken sind. Durch die Prüfungen der Regulierungsbehörden ergibt sich für Haushaltskunden (Grundversorgung) eine deutliche Kostenentlastung bei den Netzentgelten in Höhe von durchschnittlich 1,50 ct/kWh. Bezogen auf die durchschnittliche Jahresabnahme in Höhe von 3.500 kWh ergibt sich somit eine jährliche Ersparnis in Höhe von 52,50 € für Haushaltskunden.

Bei den Gewerbe- und Industriekunden konnte ebenfalls eine sichtbare Entlastung erreicht werden. Somit ist die Regulierung der Netze ein wichtiger Beitrag zur Dämpfung des Preisanstieges auf den Elektrizitätsmärkten. Es bleibt jedoch festzustellen, dass die Senkungen der Netzentgelte die gestiegenen Preisbestandteile für Energiebeschaffung und Vertrieb, Steuern und sonstige staatlich veranlasste Preisbestandteile nur teilweise kompensierten und somit letztlich nicht zu einer Elektrizitätspreisreduzierung geführt haben.

Durch die Kürzungen bei den Netzentgelten im Berichtszeitraum und den Preisanstieg auf den Elektrizitätsmärkten ist der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis bei Haushalts- und Gewerbekunden im Berichtszeitraum erneut gesunken. Bei den Industriekunden ist der Gesamtpreis im letzten Jahr stärker zurückgegangen als die Netzentgelte, wodurch sich der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis leicht erhöht hat.

Entwicklung der Netzentgeltanteile am Gesamtelektrizitätspreis 2006 bis 2009 (mengengewichtete Mittelwerte) in Prozent

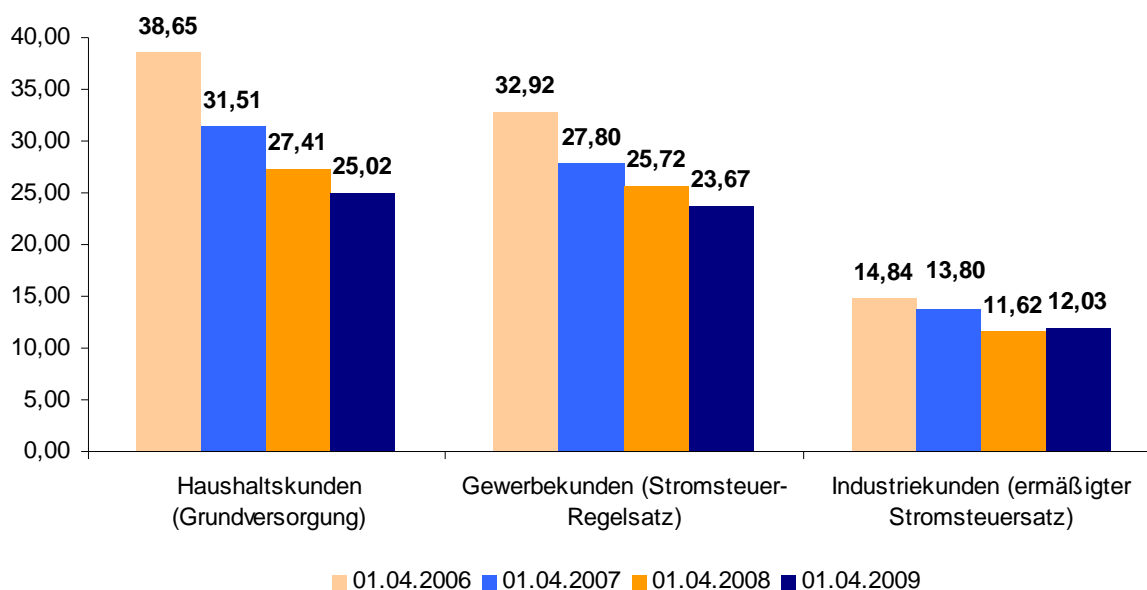


Abbildung 8: Entwicklung der Netzentgeltanteile am Gesamtelektrizitätspreis

Im Zeitraum vom 01.04.2006 (vor Erteilung der ersten Netzentgeltgenehmigung) bis zum 01.04.2009 ist der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis bei Industriekunden um 2,81 Prozentpunkte, bei Gewerbekunden um 9,25 Prozentpunkte und bei Haushaltskunden um 13,63 Prozentpunkte gesunken.

Es ist zu beachten, dass ein bedeutender Teil der Beschlüsse im Rahmen des letzten Genehmigungsverfahrens erst nach der Datenabfrage zum letzten Monitoringbericht ergangen ist, so dass die Entgelte zum 01.04.2008 tendenziell zu hoch ausgewiesen wurden und die Kürzungen der Kostenprüfungsrunde erst zum 01.04.2009 in den diesjährigen Monitoringbericht einfließen konnten. Bei einer aktuellen Betrachtung der Netzentgelte, d. h. unter Einbeziehung aller Bescheide zur Festlegung der Erlösobergrenzen, die sich zudem zum Teil in den oben stehenden Zahlen zum 01.04.2009 noch nicht niedergeschlagen hatten, zeigt sich allerdings eine Erhöhung gegenüber dem Stand der letzten Kostenprüfungsrunde. Diese aktuelle Erhöhung der Netzentgelte fällt in der Regel höher aus als der durchschnittliche Anstieg von zwei Prozent bei den Erlösobergrenzen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass ein Teil der Festlegungen der Erlösobergrenzen erst nach dem 01.01.2009 ergangen ist, so dass die Netzbetreiber in 2009 zunächst noch die bisherigen Netzentgelte beibehalten durften. Ab dem Zeitpunkt der Festlegung der Erlösobergrenze wurden die Netzentgelte für den Restzeitraum des Kalenderjahres so kalkuliert, dass die für das gesamte Kalenderjahr festgelegte Erlösobergrenze noch durch die Entgelte erzielt werden kann. Hieraus entsteht den Netznutzern jedoch kein wirtschaftlicher Nachteil, da die Erlösobergrenze insgesamt nicht überschritten werden darf. Diese Vorgabe wird von der Bundesnetzagentur überwacht. Bei der Bestimmung der aktuellen Netzentgelte sind die Netzbetreiber darüber hinaus auf Grund der derzeitigen Wirtschaftslage von etwas niedrigeren Mengenprognosen ausgegangen. Dies bewirkt bei gegebenen Erlösobergrenzenfestlegungen ebenfalls höhere Netzentgelte. Das System der Anreizregulierung sieht vor, dass die Mengenprognosen nachträglich mit den tatsächlichen Mengen abgeglichen werden.

2.2.4 Systemdienstleistungen

Zu den Systemdienstleistungen der ÜNB zählen die Vorhaltung und der Einsatz der drei Regelleistungsarten Primär- und Sekundärregelung sowie Minutenreserve. Weiterhin wurden Angaben zur Bereitstellung von Verlustenergie, zur Vorhaltung von Blindleistung, zur Bereitstellung der Schwarzstartfähigkeit, zu nationalem und grenzüberschreitendem Redispatch sowie zur EEG-Veredelung²⁵ abgefragt. In der nachfolgenden Abbildung werden jeweils die saldierten Kosten der genannten Systemdienstleistungen und die Kosten der EEG-Veredelung der letzten beiden Jahre verglichen.

²⁵ Als EEG-Veredelung ist die reine Bandlieferung und die Korrekturlieferung des Vorjahres zu verstehen.

Saldierte Kosten der Systemdienstleistungen 2007 und 2008

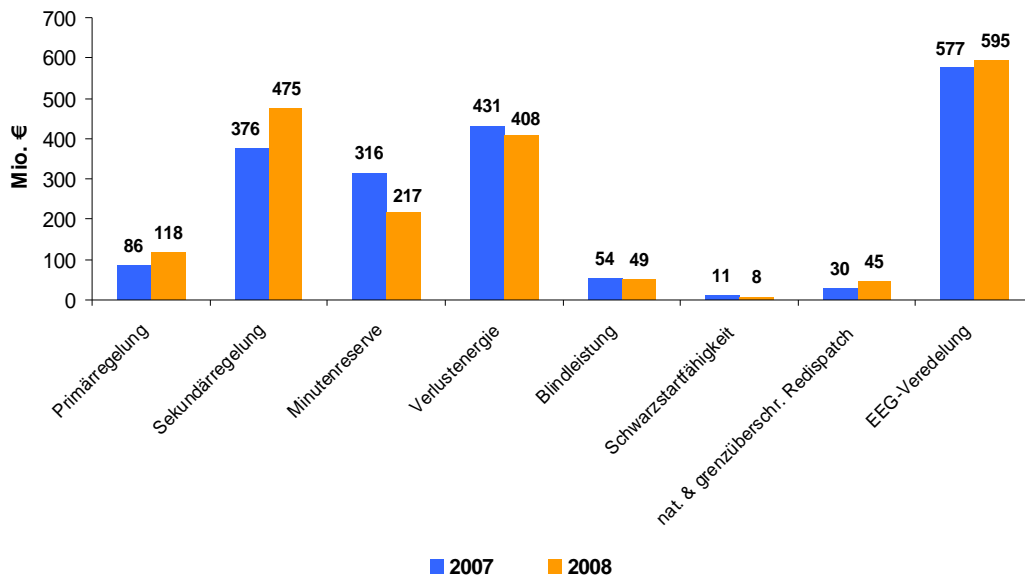


Abbildung 9: Saldierte Kosten (aufwandsgleiche Kosten abzüglich Kosten mindernde Erlöse) der Systemdienstleistungen und Kosten der EEG-Veredelung der deutschen ÜNB in 2007 und 2008

Die Summe der aufwandsgleichen Kosten der Systemdienstleistungen ohne EEG-Veredelung²⁶ ist im Jahr 2008 auf ca. 1.460 Mio. € angestiegen (2007: 1.375 Mio. €). Gleichzeitig wurden jedoch auch höhere Kosten mindernde Erlöse in Höhe von ca. 140 Mio. € erzielt (2007: ca. 72 Mio. €), so dass die saldierten jährlichen Kosten für Systemdienstleistungen in Summe nur geringfügig von 1.303 Mio. € auf 1.320 Mio. € angestiegen sind. Inclusive der Kosten der EEG-Veredelung betragen die Kosten für Systemdienstleistungen damit in 2008 ca. 1.915 Mio. € (2007: 1.880 Mio. €). In Summe verursachte die Regelleistungsvorhaltung mit ca. 810 Mio. € (2007: 777 Mio. €) weiterhin den überwiegenden Teil der Kosten für Systemdienstleistungen.

Wie in den Vorjahren erweist sich das Volumen des Sekundärregelmarkts mit saldierten Kosten von ca. 475 Mio. € als größter Kostenblock innerhalb der drei Kostenblöcke der Regelleistung. Dort hat es in 2008 eine deutliche Verschiebung zugunsten der Sekundärregelung gegeben. Der neben der Regelleistungsvorhaltung größte einzelne Kostenblock der EEG-Veredelung ist 2008 mit drei Prozent nur leicht gestiegen. Bei den übrigen Systemdienstleistungen sind noch der Rückgang bei der Verlustenergie und der mit 52 Prozent stärkste Anstieg beim Redispatch zu nennen.

2.2.4.1 Regelenenergie

Das o. g. Gesamtvolumen aller drei saldierten Kostenpositionen der Regelenenergie in Höhe von ca. 810 Mio. € bezieht sich ausschließlich auf die Kosten für die Regelleistungsvorhaltung. Die vorgehaltenen Regelenenergieleistungen werden mittels Ausschreibungen beschafft, wobei die ÜNB seit Dezember 2007 auch gemeinsame monatliche Ausschreibungen für die Primärregelleistung sowie Sekundärregelleistung durchführen. Bei der Minutenreserve schreiben die ÜNB die Regelleistung bereits seit Dezember 2006 gemeinsam aus. Insgesamt ist gegenüber 2007 ein Anstieg der Kosten für Primär- und Sekundärregelleistung zu

²⁶ Für die EEG-Veredelung wurden ausschließlich Kosten abgefragt.

verzeichnen, die Kosten für die Minutenreserveleistung sind hingegen erkennbar gesunken (siehe vorangegangene Abbildung).

Die deutlichen Veränderungen in den Teilmärkten für Minutenreserve und Sekundärregelung sind nicht auf wesentliche Änderungen der ausgeschriebenen Mengen zurückzuführen. Vielmehr scheint sich in dieser Entwicklung der immer noch eingeschränkte Wettbewerb in den Bereichen Primär- und Sekundärregelung mit insgesamt nur sechs präqualifizierten Anbietern widerzuspiegeln. Im Vergleich dazu sind bei der Minutenreserve insgesamt gegenwärtig 27 Anbieter (Stand: jeweils 31.12.2008) präqualifiziert. Zum 31.12.2007 waren insgesamt fünf Anbieter in den Bereichen Primär- und Sekundärregelung sowie 23 Anbieter für Minutenreserve präqualifiziert. Erschwerend kommt hinzu, dass bei der Sekundärregelung im Gegensatz zur Minutenreserve und Primärregelung im Jahr 2008 nach wie vor für jede Regelzone, in der neben der Anschlussregelzone Sekundärregelung angeboten werden soll, eine zusätzliche Online-Anbindung an den jeweiligen ÜNB notwendig war. Zum 31.12.2008 waren zudem nur für die Regelzone RWE TSO bereits alle sechs Anbieter von Sekundärregelung per Online-Anbindung verbunden und damit für die Teilnahme präqualifiziert. Da es innerhalb der Regelzonen nie mehr als zwei direkt angeschlossene Anbieter (d. h. die Kraftwerke des Anbieters befinden sich auch innerhalb der jeweiligen Regelzone) gibt, herrschen in den übrigen Regelzonen bis zur Durchführung der Online-Anbindung aller übrigen Anbieter v. a. bei der Sekundärregelung weiterhin Teilmärkte mit einer beschränkten Zahl möglicher Anbieter vor, die durch die jeweilige Regelzone begrenzt sind.

Die im Jahr 2008 jeweils ausgeschriebenen Mengen können der nachstehenden Tabelle entnommen werden.

	Primärregelung	Sekundärregelung		Minutenreserve	
	pos. / neg.	pos.	neg.	pos.	neg.
EnBW TNG	71	720	390	2668 - 3440	1559 - 2090
E.ON Netz	169 - 170	500	500		
RWE TSO	284	1060-1250	870-1000		
VE-T	136	580	580		

Tabelle 5: Übersicht über die im Jahr 2008 von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung in MW²⁷

Bei der Ausschreibung der Minutenreserve werden von den ÜNB nur aggregierte Werte veröffentlicht. Die angegebenen Leistungsspannen sind auf regelmäßige Anpassungen der benötigten und folglich auch ausgeschriebenen Regelleistung zurückzuführen. Bei RWE TSO kann als Besonderheit ergänzt werden, dass auf Grund der Ergebnisse des von der Bundesnetzagentur in Auftrag gegebenen und 2008 veröffentlichten Gutachtens zur Höhe des Regelenergiebedarfes²⁸, die Ausschreibungsmenge für Sekundärregelung bereits im Oktober angepasst wurde. Seit diesem Zeitpunkt gelten daher für RWE TSO die niedrigeren Werte der in der vorangegangenen Tabelle angegebenen Leistungsspannen.

Einsatz der vorgehaltenen Sekundärregelung (SRL)

Im Vergleich zu 2007 wurde nur geringfügig weniger SRL von den ÜNB abgerufen. Die in den vier Regelzonen eingesetzte positive SRL je Viertelstunde belief sich im Durchschnitt auf 321 MW (2007: 345 MW). Die je Viertelstunde abgerufene negative SRL betrug 522 MW (2007: 540 MW). Aus der nachstehenden Abbildung ergibt sich der durchschnittliche Einsatz

²⁷ Nach Internetveröffentlichung der ÜNB unter www.regelleistung.net.

²⁸ siehe unter www.bundesnetzagentur.de.

von SRL im Jahr 2008 im Vergleich zu 2007. Der Anteil der negativen SRL an der insgesamt eingesetzten SRL betrug 62 Prozent (2007: 61 Prozent).

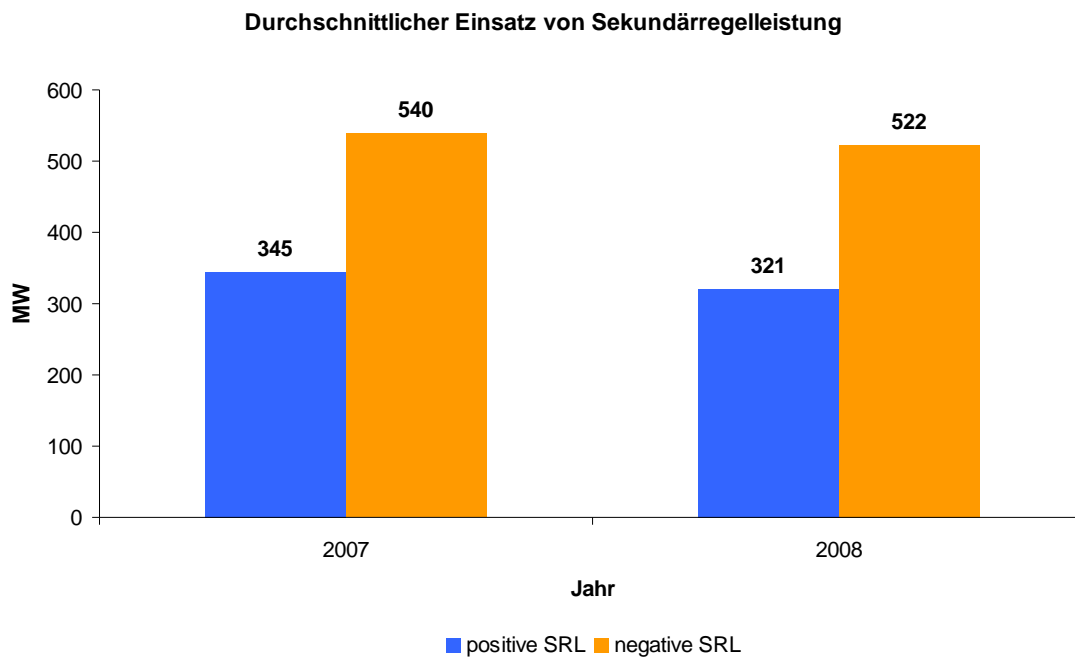


Abbildung 10: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung (SRL) je Viertelstunde in 2007 und 2008

Aus der vorstehend genannten durchschnittlich abgerufenen Leistung resultiert eine insgesamt eingesetzte Energiemenge von rund 2.819 GWh für positive und 4.589 GWh für negative SRL.

Einsatz der vorgehaltenen Minutenreserve

Die Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MR) in 2008 ist im Vergleich zu 2007 nochmals auf insgesamt 6.014 Abrufe (2007: 4.888 Abrufe, 2006: 3.940, 2005: 6.456, 2004: 12.737 Abrufe) gestiegen. Bei der positiven MR wurde im Berichtsjahr 2008 mit 2.116 Abrufen (2007: 1.631 Abrufe, 2006: 2.210) wieder nahezu das Niveau von 2006 erreicht. Die Einsatzhäufigkeit der negativen MR ist im Berichtsjahr 2008 deutlich auf 3.898 Abrufe gestiegen (2007: 3.257 Abrufe, 2006: 1.730 Abrufe). Jedoch ist die Einsatzhäufigkeit der MR noch immer als vergleichsweise niedrig, gegenüber dem bisher erfassten Maximalwert von 12.737 Abrufen in 2004 einzustufen. In der untenstehenden Abbildung wird der Vergleich zwischen 2007 und 2008 dargestellt.

Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve

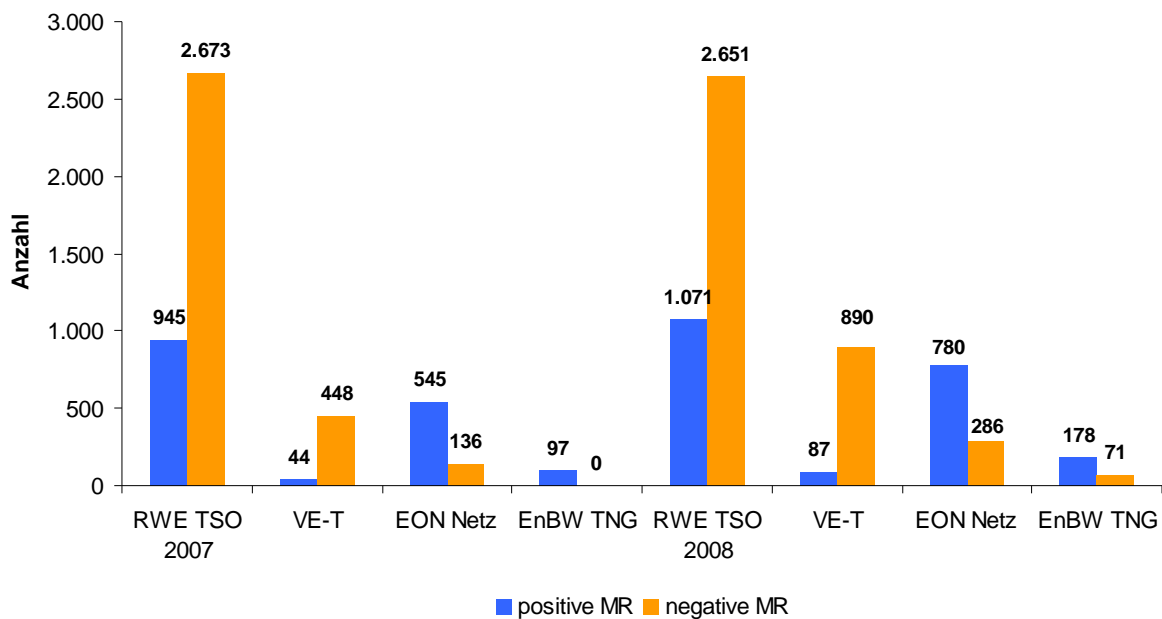


Abbildung 11: Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MR) innerhalb der vier deutschen Regelzonen in 2007 und 2008

Aus der Darstellung ist erkennbar, dass in den Regelzonen von VE-T und E.ON Netz ungefähr eine Verdoppelung des Abrufes von negativer Minutenreserve zu verzeichnen ist. Ebenso weist E.ON Netz eine deutliche Erhöhung der Abrufhäufigkeit auch bei der positiven Minutenreserveleistung auf. Der insgesamt noch immer überwiegende Einsatz negativer Minutenreserve ist, wie auch im Vorjahr, auf die Regelzone des RWE TSO zurückzuführen. Zu erwähnen bleibt auch die Tatsache, dass in der Regelzone EnBW TNG erstmalig seit dem Jahr 2004 überhaupt negative Minutenreserve eingesetzt wurde.

Insgesamt wurde im Jahr 2008 für negative MR eine Energiemenge in Höhe von 351 GWh (2007: 235 GWh) eingesetzt, für positive MR in Höhe von 148 GWh (2007: 126 GWh). Beide Werte verzeichnen eine Steigerung der durchschnittlich eingesetzten Energiemenge in 2008 gegenüber 2007. Auf Grundlage der insgesamt abgerufenen Leistung und der vorstehend dargestellten Zahl der Abrufe ergibt sich damit ein Durchschnitt von ca. 280 MW positiver und 360 MW negativer Minutenreserveleistung (MRL) pro Abruf. Aus der folgenden Übersicht ergibt sich, dass die durchschnittlich abgerufene MRL bei RWE TSO insgesamt am höchsten ist, wobei die negative MRL in 2008 gegenüber 2007 eine deutliche Zunahme aufweist und den insgesamt höchsten Wert ausmacht. Gründe hierfür dürften v. a. in der Verteilung und der Höhe der Regelzonensalden liegen (vgl. hierzu „Histogramm der Regelzonensalden 2008“, Kapitel 2.2.4.2, Abb. 14).

Entwicklung der durchschnittlich abgerufenen Minutenreserveleistung

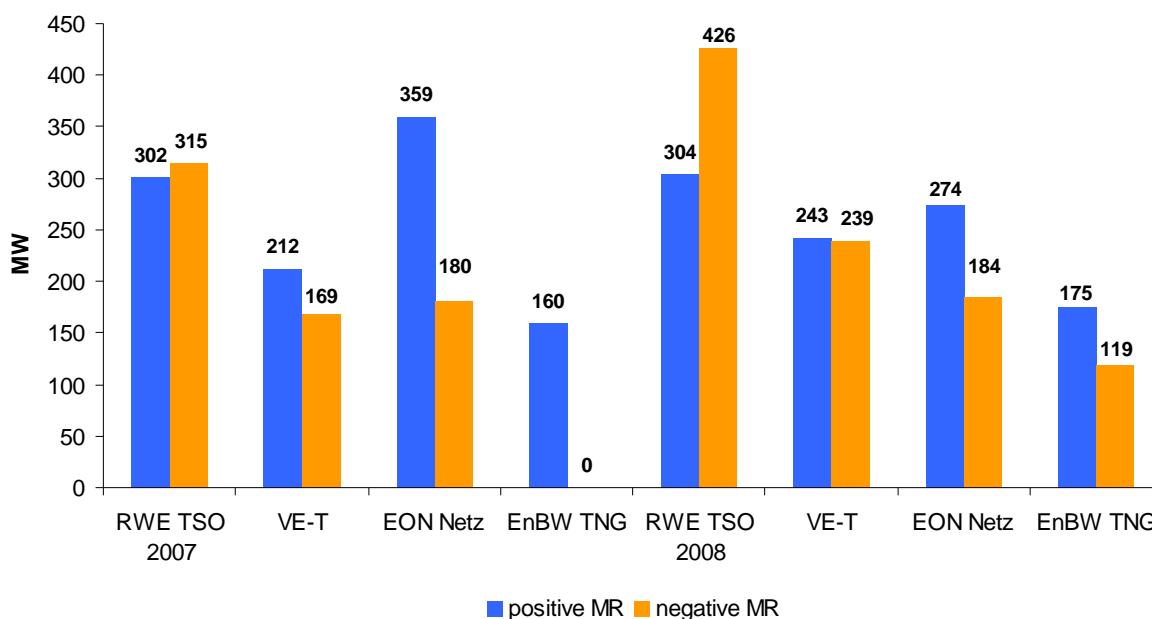


Abbildung 12: Entwicklung der Durchschnittswerte der in 2007 und 2008 von den ÜNB abgerufenen Minutenreserve (MR)²⁹

2.2.4.2 Ausgleichsenergie

Bei der Ausgleichsenergie handelt es sich um die Energie, die von Bilanzkreisverantwortlichen zum Ausgleich z. B. von Abweichungen der tatsächlichen von der prognostizierten Last im Rahmen der Bewirtschaftung ihrer Bilanzkreise in Anspruch genommen wird. Gleichzeitig auftretende positive und negative Abweichungen von Bilanzkreisen einer Regelzone gleichen sich z. T. bereits gegenseitig aus, so dass der ÜNB nur noch das verbleibende Ungleichgewicht seiner Regelzone (den so genannten Regelzonensaldo) ausgleichen muss. Hierzu setzt der ÜNB die speziell für diesen Zweck vorgehaltene Regelenergie ein. Die Kosten für den Einsatz der Regelenergie (die so genannte Regelarbeit) im Verhältnis zur eingesetzten Regelenergiemenge, d. h. der eingesetzten Regelarbeit, bilden den Ausgleichsenergiepreis. Die Berechnung der Ausgleichsenergiepreise erfolgt in dem in der Elektrizitätswirtschaft üblichen 15-Minuten-Zeitraaster.

Die Ausgleichsenergiepreise werden durch die Arbeitspreise der eingesetzten Sekundär- und Minutenreserveleistung bestimmt. Bei einem überspeisten Bilanzkreis erhält ein Bilanzkreisverantwortlicher i. d. R. eine Vergütung i. H. d. Ausgleichsenergiepreises (multipliziert mit der überspeisten Elektrizitätsmenge in kWh). Bei einem unterspeisten Bilanzkreis entstehen dem Bilanzkreisverantwortlichen i. d. R. Kosten i. H. d. Ausgleichsenergiepreises (multipliziert mit der unterspeisten Elektrizitätsmenge in kWh).

Da bei der Regelenergie ab dem Jahr 2009 eine Preisstellung mit negativen Arbeitspreisen und damit auch negative Ausgleichsenergiepreise möglich sind, können sich folglich auch die Zahlungsmittelflüsse umkehren.

²⁹ Nach Internetveröffentlichung auf den Internetseiten der jeweiligen ÜNB.

Während die Maxima der zu zahlenden Ausgleichsenergiepreise in den Regelzonen RWE TSO³⁰ und E.ON Netz in 2008 zurückgegangen sind (siehe folgende Tabelle), lagen sie in den Regelzonen EnBW TNG und VE-T im Vergleich zu 2007 deutlich höher. Alle Maximalwerte des Jahres 2008 stehen in Zusammenhang mit dem zusätzlichen Einsatz von Minutenreserve in der betreffenden Viertelstunde. Die jeweiligen Maxima sind zudem an unterschiedlichen Tagen und damit unabhängig voneinander aufgetreten.

	RWE TSO in ct/kWh	EnBW TNG in ct/kWh	E.ON Netz in ct/kWh	VE-T in ct/kWh
2007	73,9	28,0	42,8	15,3
2008	59,9	47,5	32,2	50,1

Tabelle 6: Maxima der Ausgleichsenergiepreise in 2007 und 2008

Der durchschnittliche viertelstündliche Preis für Ausgleichsenergie über alle vier Regelzonen ist 2008 auf 4,9 ct/kWh gestiegen (2007: 3,8 ct/kWh). Dabei ist der Anstieg ausschließlich auf die in allen Regelzonen gestiegenen durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise bei positivem Regelzonensaldo (unterspeiste Regelzone) zurückzuführen, die 2008 zwischen 9,83 ct/kWh und 15,12 ct/kWh lagen. Bei negativem Regelzonensaldo (überspeiste Regelzone) sind die Ausgleichsenergiepreise dagegen mit Werten zwischen 0,07 ct/kWh und 0,91 ct/kWh im Durchschnitt in allen Regelzonen geringer ausgefallen. Die Werte der einzelnen Regelzonen und die Entwicklung seit 2007 sind in der folgenden Abbildung dargestellt.

Im Bereich der Ausgleichsenergie findet seit 01.12.2008 eine so genannte Online-Saldierung der Unter- bzw. Überspeisungen der Regelzonen EnBW TNG, E.ON Netz und VE-T vor dem Einsatz der Sekundärregelleistung statt. Zweck dieser Saldierung ist die Vermeidung des Gegeneinanderregelns zur Reduzierung des Einsatzes von Regelarbeit. Auf Grund des vergleichsweise kurzen Zeitraums der Online-Saldierung nur im Monat Dezember ist davon auszugehen, dass die Auswirkungen auf die vorgenannten und nachfolgenden für das gesamte Jahr 2008 geltenden Größen vernachlässigbar sind.

³⁰ Ab 01.07.2009 wird das Höchstspannungsnetz der RWE direkt im Ressort des Vorstandsvorsitzenden geführt. Ab 01.09.2009 wird das Unternehmen den Namen „Amprion“ führen.

Entwicklung der durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise je Regelzone

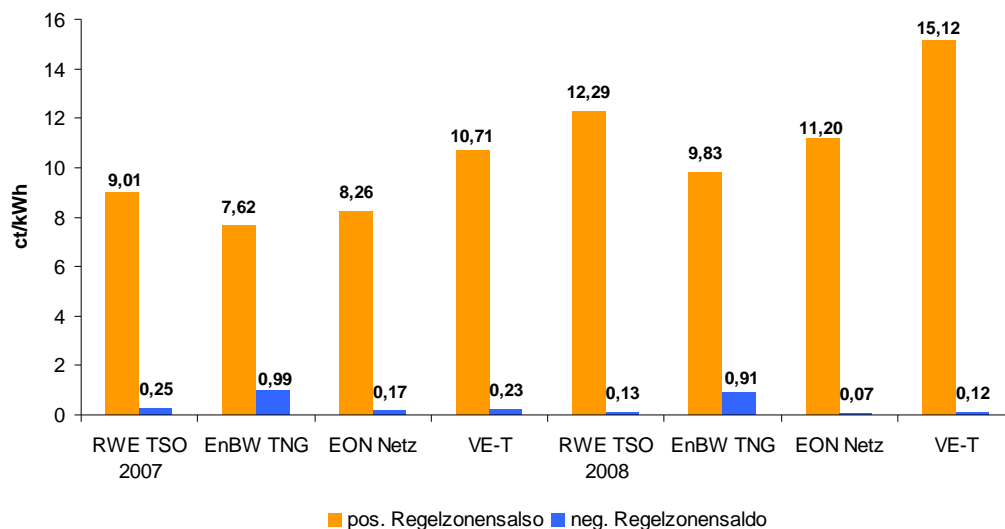


Abbildung 13: Entwicklung der durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise seit 2007

Die Verteilung der Höhe und der Häufigkeit der in den jeweiligen Regelzonen aufgetretenen Regelzonensalden in 2008 kann dem nachfolgenden Histogramm entnommen werden. Gut zu erkennen ist, dass die Regelzonen von E.ON Netz und VE-T häufiger überspeist und die der Regelzone EnBW TNG häufiger unterspeist ist. Lediglich bei der Regelzone RWE TSO kann annähernd von einer Normalverteilung gesprochen werden. Allerdings können hier häufiger größere Ungleichgewichte beobachtet werden.

Während die Anzahl der Viertelstunden mit negativem Regelzonensaldo bei E.ON Netz im Berichtsjahr 2008 deutlich auf rund 24.430 Viertelstunden gestiegen ist (2007: rund 20.350), lag sie in den übrigen Regelzonen gegenüber 2007 auf vergleichbarem, aber niedrigerem Niveau. Dieses entspricht für das Berichtsjahr 2008 rund 15.880 Viertelstunden bei EnBW TNG, rund 23.610 bei VE-T und 20.610 Viertelstunden bei RWE TSO. Dementsprechend ist die Regelzone EnBW TNG mit rund 19.260 Viertelstunden positiven Regelzonensaldos die am häufigsten unterspeiste Regelzone.

Histogramm der Regelzonensalden für 2008

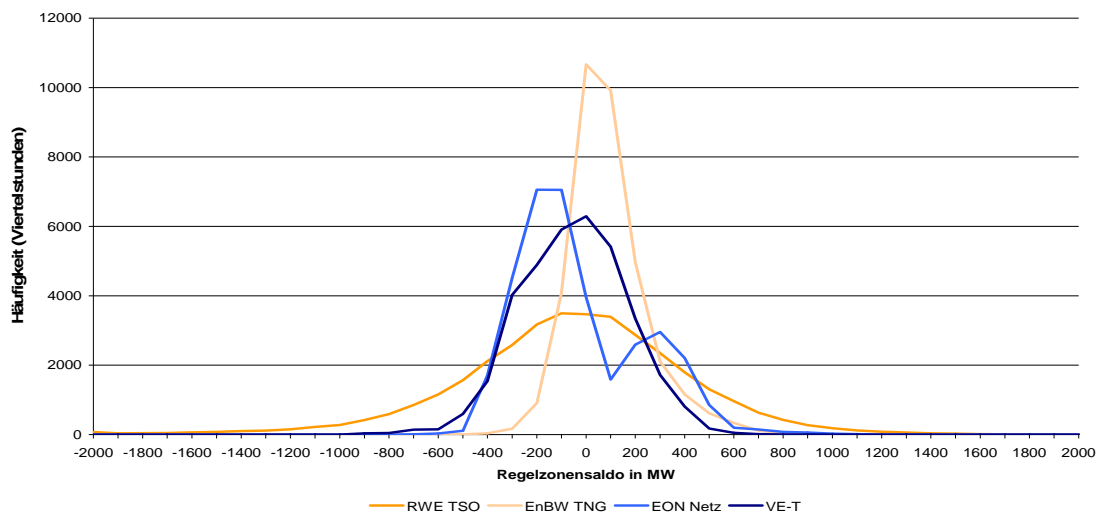


Abbildung 14: Histogramm der Regelzonensalden 2008 in Klassen zu 100 MW

Die Summe des jährlichen finanziellen Volumens für den Bilanzausgleich ist in 2008 mit ca. 379 Mio. € deutlich gestiegen (2007: ca. 307 Mio. €) und hat damit wieder nahezu das Niveau von 2006 erreicht. Die Vorgehensweise zur Ermittlung der nachfolgend detailliert dargestellten finanziellen Volumina entspricht der des Vorjahres, d. h. die jeweils eingesetzte Regelenergieart und -menge wurde mit dem korrespondierenden Ausgleichsenergiepreis der Viertelstunde multipliziert und für alle Regelzonen aufaddiert. Anzumerken bleibt jedoch weiterhin auch, 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. Der größte Anteil des finanziellen Aufkommens für den Bilanzausgleich liegt weiterhin bei der positiven Sekundärregelleistung, die auch den größten Teil zum Anstieg gegenüber dem Vorjahr beigetragen hat.

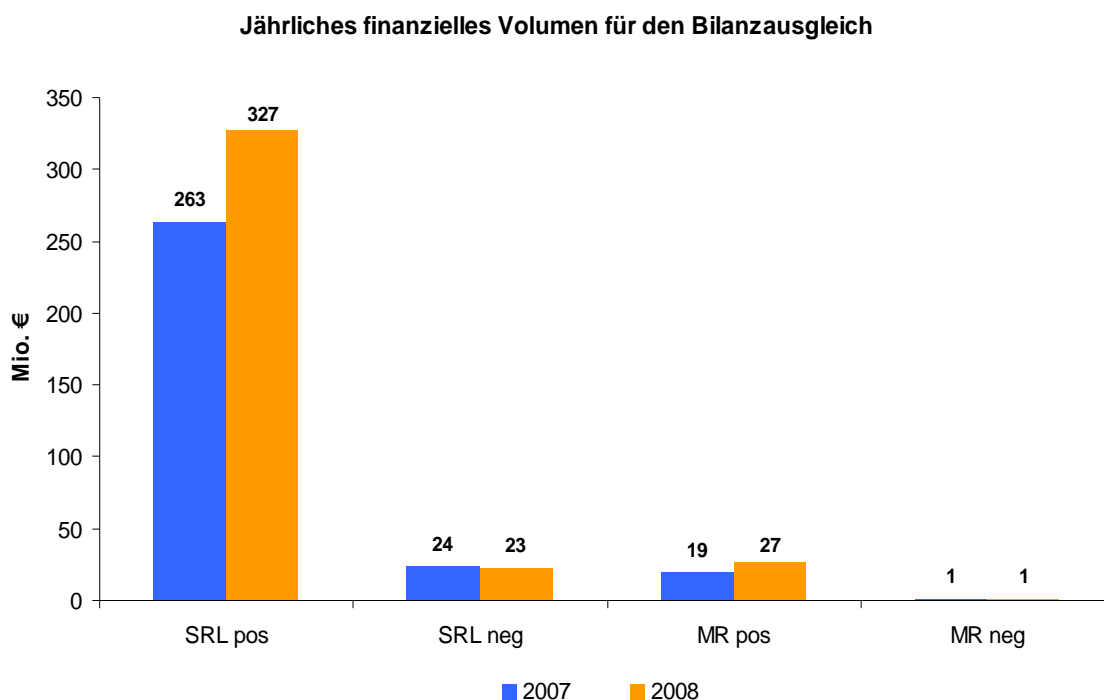


Abbildung 15: Jährliches finanzielles Volumen für den Bilanzausgleich nach Regelenergieart in 2007 und 2008

Da die durchschnittlichen Abrufgrößen und damit auch die insgesamt eingesetzten Energiemengen bei der Sekundärregelleistung jeweils leicht zurückgegangen sind (siehe folgende Abbildung), ist das höhere finanzielle Volumen für Sekundärregelleistung auf höhere Arbeitspreise zurückzuführen. Bei der Minutenreserve ist dagegen neben dem Anstieg des finanziellen Volumens auch eine Steigerung der eingesetzten Energiemengen zu erkennen.

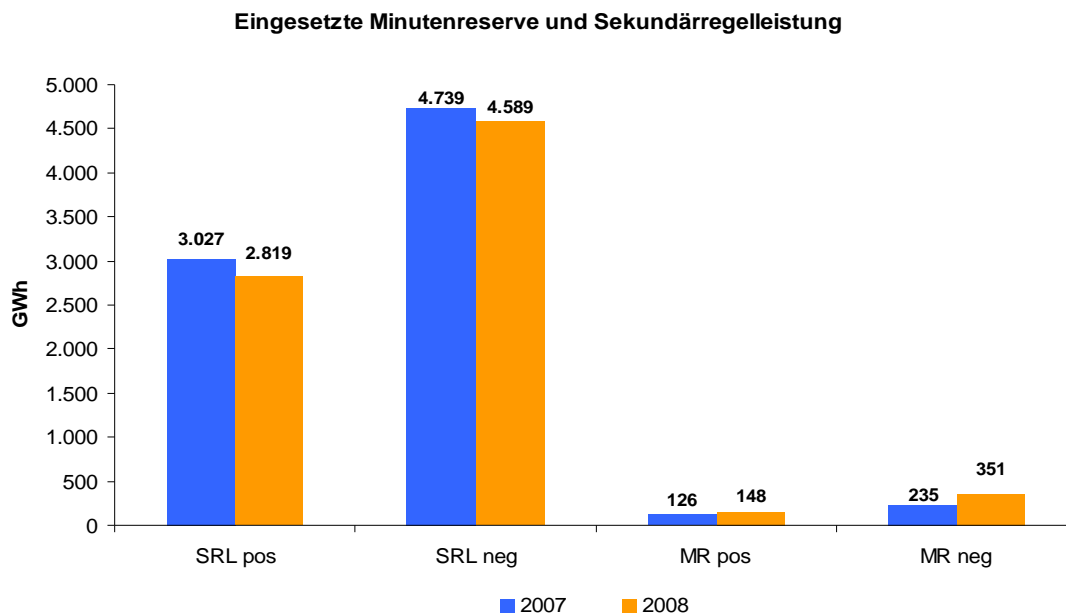


Abbildung 16: Eingesetzte Energiemengen in den Bereichen Minutenreserve und Sekundärregelleistung in 2007 und 2008

2.2.4.3 Ausgleich der nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderten Elektrizitätseinspeisungen

Gemäß § 14 Abs. 1 EEG 2004 sind die ÜNB verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang und den zeitlichen Verlauf der nach § 5 Abs. 2 EEG vergüteten Energiemengen sowie die Vergütungszahlungen zu erfassen und die Energiemengen unverzüglich untereinander vorläufig auszugleichen. Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Elektrizität an Letztverbraucher liefern, haben gemäß § 14 Abs. 3 EEG 2004 die von dem für sie regelzonenverantwortlichen ÜNB abgenommene Elektrizität anteilig nach der Maßgabe eines rechtzeitig bekannt gegebenen, der tatsächlichen Elektrizitätsabnahme angenäherten Profils abzunehmen und zu vergüten. Aus diesen Verpflichtungen ergibt sich für die ÜNB die auch als EEG-Veredelung bezeichnete Aufgabe, die fluktuierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in eine Profillieferung, derzeit ein Monatsband, umzuwandeln.

Auf Grund der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) vom 17.07.2009 wird die physikalische Weitergabe des EEG-Stroms von den ÜNB an die Elektrizitätslieferanten ab dem 01.01.2010 entfallen und lediglich eine finanzielle Wälzung stattfinden. Durch den Wegfall der physischen Wälzung und der damit verbundenen EEG-Veredelung wird eine kostengünstigere und für die Elektrizitätslieferanten weniger risikoreiche rein finanzielle Abwicklung der EEG-Wälzung erzielt. Die Elektrizitätslieferanten sind damit nicht mehr verpflichtet, die Elektrizität von den ÜNB abzunehmen. Stattdessen wird der EEG-Strom von den ÜNB direkt an der Börse verkauft. Der dadurch erzielte Erlös wird voraussichtlich unter der durchschnittlichen EEG-Vergütung liegen, die die Netzbetreiber an die Anlagenbetreibenden zahlen müssen. Die Differenz zwischen den erzielten Einnahmen und den Ausgaben kann von den ÜNB an die Elektrizitätslieferanten in Form der EEG-Umlage weitergegeben werden.

Die Kosten für den EEG-Ausgleich der vier ÜNB insgesamt sind von 577 Mio. € in 2007 auf 595 Mio. € in 2008 und damit leicht um drei Prozent angestiegen.³¹ Die Kosten der einzelnen ÜNB haben sich allerdings unterschiedlich entwickelt, sie sind beispielsweise bei einem ÜNB um 25 Prozent gestiegen, während sie bei einem anderen ÜNB um 22 Prozent gesunken sind.

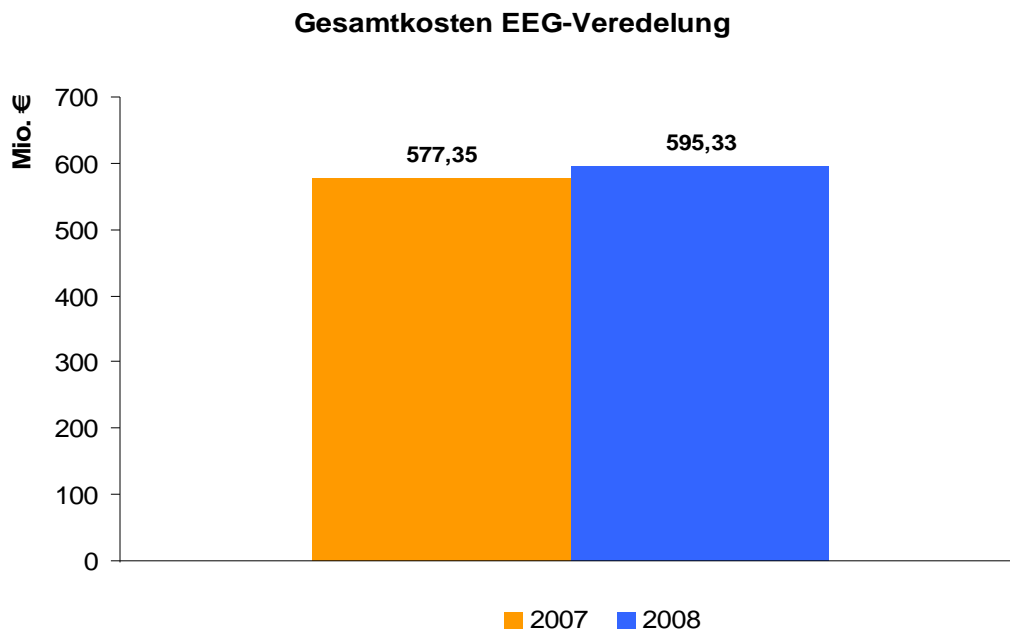


Abbildung 17: Gesamtkosten der EEG-Veredelung

EEG-Reserveleistung

Die Kosten der EEG-Reserveleistung (Kosten für die Reservevorhaltung und den Einsatz der Reserve) stellen einen Teil der Kosten der EEG-Veredelung dar. Eine separate Reserveleistung für die Ausregelung von Schwankungen der Einspeisung aus EEG-Anlagen wird nur von zwei ÜNB im Wege einer Ausschreibung beschafft. Diese Kosten sind von 68,5 Mio. € in 2007 auf 75,8 Mio. € in 2008 leicht angestiegen.

2.2.4.4 Untertägige Fahrplanänderungen

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

³¹ Zusätzlich zur Abfrage der Gesamtkosten des EEG-Ausgleichs für die Jahre 2007 und 2008 wurde erstmalig auch eine detaillierte Abfrage einzelner Aufwands- und Erlöspositionen (u. a. über Daten zu den einzelnen Positionen der Veredelung – wie langfristige und kurzfristige Beschaffung, unterjährige Korrekturlieferungen und zur vorgehaltenen Reserve) durchgeführt. Da diese Daten jedoch nur drei der vier ÜNB umfassen und die Zahlen nicht ausreichend plausibilisiert werden konnten, wird auf eine Darstellung dieser Zahlen verzichtet.

nach § 5 Abs. 3 StromNZV sehen weiterhin vor, dass Fahrplanänderungen regelzonenintern auch bis 16 Uhr des Folgetages möglich sind.

Die Entwicklung der Anzahl und des Volumens der untertäglichen Fahrplanänderungen zeigt nachfolgende Abbildung. Berücksichtigt sind hierbei alle untertäglichen Fahrplanänderungen mit Ausnahme der nachträglichen Fahrplanänderungen. Insgesamt wurden knapp 132.000 untertägliche Fahrplanänderungen mit einem Gesamtvolumen von 20,5 TWh vorgenommen. Fahrplanänderungen auf Grund von Kraftwerksausfällen machen hiervon ein Volumen von 0,6 TWh bei einer Anzahl von fast 1.600 Fahrplanänderungen aus. Fahrplanänderungen auf Grund von Kraftwerksausfällen sind in den letzten beiden Jahren gesunken. Zu Beginn des Monitorings der Fahrplanänderungen in 2006 waren es noch 2.600 Fahrplanänderungen mit einem jährlichen Gesamtvolumen von 0,8 TWh.

Insgesamt gesehen ist aber im Jahresverlauf sowohl in Bezug auf die Anzahl als auch auf das Volumen der untertäglichen Fahrplanänderungen eine steigende Tendenz zu beobachten. Auch gegenüber 2006 und 2007 ist ein Anstieg der Anzahl und des Volumens der untertäglichen Fahrplanänderungen zu verzeichnen. Im Jahre 2006 waren es noch knapp 40.000 Fahrplanänderungen mit einem Gesamtvolumen von 10,4 TWh.

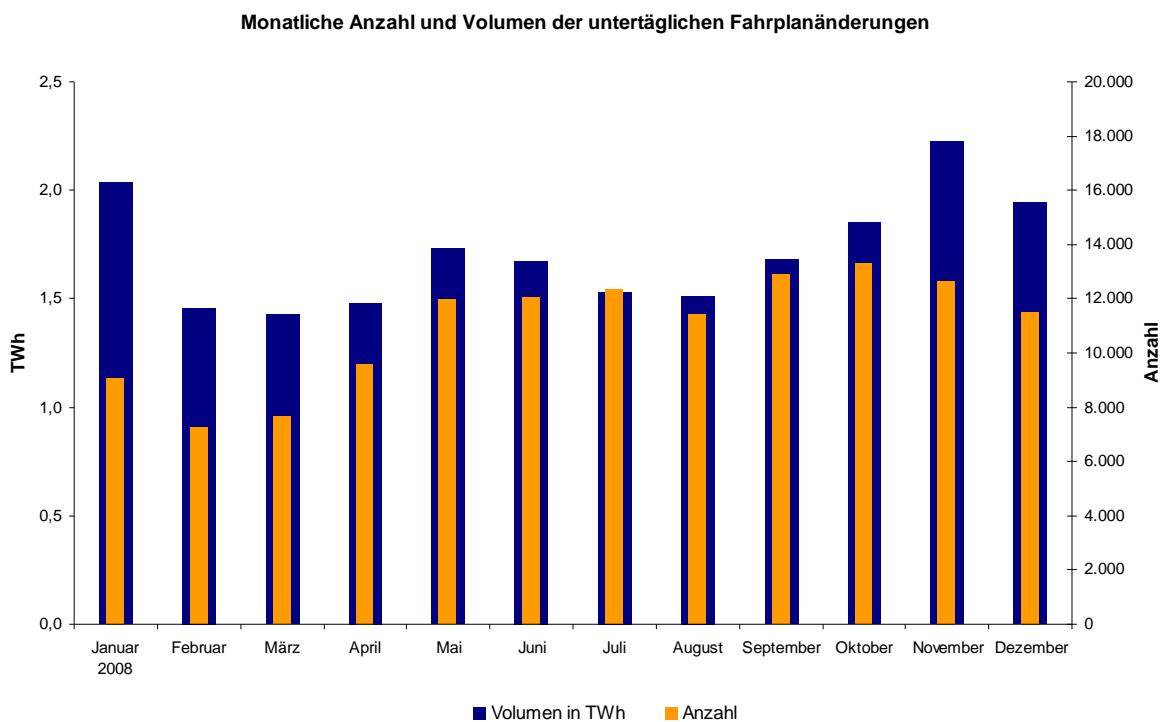


Abbildung 18: Entwicklung der monatlichen Anzahl und des monatlichen Volumens der untertäglichen Fahrplanänderungen (nachträgliche Fahrplanänderungen sind nicht berücksichtigt) in 2008

2.2.5 Transparenz und Veröffentlichungspflichten

2.2.5.1 Übertragungsnetze

Im Februar 2009 wurde nun auch in der letzten Regionalen Initiative Strom mit deutscher Beteiligung ein Transparenzbericht erstellt. Mit der Veröffentlichung dieses Transparenzberichts für die Region Zentralsüdeuropa (Deutschland, Frankreich, Griechenland, Italien, Österreich, Slowenien) hat die Bundesnetzagentur wesentlich dazu beigetragen,

dass in ganz Zentraleuropa weitgehend harmonisierte Transparenzvorschriften gelten. Im Übrigen lag der Schwerpunkt der Tätigkeit der Regulierungsbehörden in den Regionen auf der Überwachung der Umsetzung der Transparenzvorschriften durch die ÜNB. In der Region Nordeuropa (Dänemark, Deutschland, Finnland, Polen, Schweden) wurde im Juli 2008 der erste Monitoringbericht veröffentlicht, in 2009 soll der zweite Monitoringbericht veröffentlicht werden mit dem Schwerpunkt auf Erzeugungsdaten. In der Region Zentralwesteuropa (Beneluxstaaten, Deutschland und Frankreich) wird ein erster Bericht zur Umsetzung der Transparenzvorschriften für die ÜNB der Region voraussichtlich im Herbst 2009 veröffentlicht. Während in der Region Zentralosteuropa (Deutschland, Österreich, Polen, Slowakei, Slowenien, Tschechische Republik, Ungarn) ebenfalls eine Einschätzung der Umsetzung der Transparenzvorschriften geplant ist, läuft die Umsetzungsfrist in Zentralsüdeuropa für die ÜNB noch bis zum 01.01.2010 bzw. 01.07.2010.

Es hat sich gezeigt, dass in Deutschland bisher relativ wenige Daten zur Erzeugung auf den Internetseiten der ÜNB zu finden sind. Auf der Internetseite der EEX gibt es allerdings seit einiger Zeit Daten zur Erzeugung, die von einer Reihe von Erzeugern selbst gemeldet werden. Dazu gehören insb. Daten zur installierten Leistung und zur verfügbaren Kapazität, beides aufgeschlüsselt nach Energieträgern. Auch veröffentlicht die EEX die Liste der meldenden Unternehmen und der Kraftwerke, für die Daten vorliegen. Jedoch entspricht die Veröffentlichung nicht vollständig den Transparenzvorgaben der Engpassmanagement-Leitlinien, wie sie von den europäischen Regulierungsbehörden in den Transparenzberichten ausgelegt wurden. Außerdem sind auch nicht alle Erzeuger beteiligt. Zur Verbesserung dieser Situation haben sich im Jahr 2008 in der Transparenz-Initiative des Bundeswirtschaftsministeriums die relevanten deutschen Verbände BDEW, VKU und VIK und die deutschen ÜNB darauf geeinigt, Erzeugungsdaten auf einer zentralen Internetplattform zu veröffentlichen.³² Die Bundesnetzagentur hat diesen Prozess unterstützt. Die Plattform wird bei der EEX eingerichtet und soll ihren Betrieb voraussichtlich im vierten Quartal 2009 aufnehmen.

2.2.5.2 Verteilernetze

Umsetzung der nationalen Veröffentlichungspflichten

In der Monitoringerhebung für das Berichtsjahr 2008 wurden die VNB Elektrizität u. a. danach befragt, ob sie ihren Veröffentlichungspflichten entsprechend EnWG und den darauf basierenden Verordnungen (z.B. StromNZV, StromNEV, NAV) mit Stand zum 01.04.2009 nachkommen. Von insgesamt 691 Unternehmen haben 602 mit „Ja“ geantwortet, 86 haben die Veröffentlichungspflichten nach eigenen Angaben nur „teilweise“ erfüllt und drei Unternehmen haben keine Angabe gemacht. Des Weiteren wurden die Unternehmen danach befragt, ob sie die Umsetzung der Veröffentlichungspflichten nach dem „Leitfaden der Bundesnetzagentur für die Internet-Veröffentlichungspflichten der Stromnetzbetreiber“ ausrichten. Hierbei haben von den insgesamt 691 Unternehmen 426 mit „Ja“ geantwortet, 250 mit „teilweise“ und 15 Unternehmen mit „Nein“ bzw. „keine Antwort“. Daraus ergibt sich, dass rund 98 Prozent aller VNB Elektrizität die Umsetzung ihrer Veröffentlichungspflichten teilweise bzw. ganz an dem Leitfaden der Bundesnetzagentur ausrichten.

Des Weiteren hat die Bundesnetzagentur in 2008 die Prüfung der Internetveröffentlichungen der Elektrizitätsnetzbetreiber fortgeführt. Diese Prüfung zeigte gegenüber dem Vorjahr 2007 eine positive Entwicklung hinsichtlich Auffindbarkeit, Vollständigkeit und standardisierter Darstellung der Veröffentlichungen. Jedoch sind bei einzelnen Veröffentlichungspflichten nach wie vor Defizite in der Umsetzung (insbesondere mit Blick auf den Leitfaden der Bundesnetzagentur zu diesem Bericht) vorhanden. So gibt es insbesondere bei der Ver-

³² Liste der Veröffentlichungspflichten auf www.bundesnetzagentur.de / Sachgebiete / Elektrizität/Gas / Sonderthemen / Veröffentlichung von Erzeugungsdaten / Transparenz im Strommarkt

öffentlichung von Daten nach § 12 Abs. 3 StromNZV (Ergebnisse der Differenzbilanzierung), § 13 Abs. 3 StromNZV (Preise für Jahresmehr- bzw. Jahresminderungen) oder nach § 17 Abs. 2 StromNZV (speziell die Darstellung von Lastgängen) nach wie vor Verbesserungsbedarf bezüglich der Umsetzung auf Seiten der Elektrizitätsnetzbetreiber.

Veröffentlichungspflicht gemäß	Veröffentlichungspflicht wurde umgesetzt (in Prozent)	Veröffentlichungspflicht wurde entsprechend dem Leitfaden umgesetzt (in Prozent)
§ 19 Abs. 1 EnWG	92	91
§ 20 Abs. 1 EnWG	90	78
§ 12 Abs. 3 StromNZV	51	37
§ 13 Abs. 3 StromNZV	77	61
§ 15 Abs. 5 StromNZV	76	76
§ 17 Abs. 2 Nr. 1 StromNZV	86	42
§ 17 Abs. 2 Nr. 2 StromNZV	85	66
§ 17 Abs. 2 Nr. 3 StromNZV	77	49
§ 17 Abs. 2 Nr. 4 StromNZV	59	43
§ 17 Abs. 2 Nr. 5 StromNZV	69	38
§ 17 Abs. 2 Nr. 6 StromNZV	43	24
§ 17 Abs. 2 Nr. 7 StromNZV	87	85
§ 10 Abs. 2 StromNEV	82	76
§ 27 Abs. 1 StromNEV	98	79
§ 27 Abs. 2 Nr. 1 StromNEV	93	91
§ 27 Abs. 2 Nr. 2 StromNEV	93	92
§ 27 Abs. 2 Nr. 3 StromNEV	90	87
§ 27 Abs. 2 Nr. 4 StromNEV	92	90
§ 27 Abs. 2 Nr. 5 StromNEV	93	91
§ 27 Abs. 2 Nr. 6 StromNEV	93	91
§ 27 Abs. 2 Nr. 7 StromNEV	91	89
§ 4 Abs. 2 NAV	94	83
§ 29 Abs. 1 NAV	75	74

Tabelle 7: Erfüllung der Veröffentlichungspflichten zum 01.04.2009³³

2.2.6 Zähl- und Messwesen

Die am 23.10.2008 in Kraft getretene Messzugangsverordnung (MessZV) und die Novellierung des EnWG öffnen den Markt nun auch für die Messdienstleistung. In der MessZV werden der Bundesnetzagentur bestimmte Kompetenzen zugeschrieben, die im Wesentlichen a) Festlegungen (§ 13 MessZV) zu Verträgen, technischen Mindestanforderungen, Geschäftsprozessen, bundeseinheitlichen Regelungen zum Datenaustausch sowie b) ein Monitoring über die Ergebnisse der Marktöffnung (§ 35 Abs. 1 Nr. 12 EnWG) umfassen.

Zur Festlegung bundesweit einheitlicher Geschäftsprozesse und Standardverträge für Messstellenbetrieb und Messdienstleistungen im Elektrizitäts- und Gassektor hat die Bundesnetzagentur am 11.03.2009 entsprechende förmliche Verfahren eröffnet. Ziel ist, die Festlegungen für die Sparten Elektrizität und Gas möglichst wortlaut- und regelungsidentisch zu gestalten, soweit nicht branchenspezifische Besonderheiten im Einzelfall abweichende Regelungen erfordern. Zudem hat die Bundesnetzagentur Leitlinien zu ihrem weiteren Vorgehen im Bereich des Zähl- und Messwesens im Internet veröffentlicht. In insgesamt 14 Einzelpunkten bezieht die Bundesnetzagentur hierin Stellung zu wesentlichen Fragen aus dem Themenkomplex Zähl- und Messwesen.

2.2.6.1 Messstellenbetrieb und Messdienstleistung

Gemäß § 21b Abs. 1 und 2 EnWG kann die Durchführung des Messstellenbetriebs und / oder der Messung auf Wunsch des Anschlussnutzers auch durch einen Dritten wahrgenommen werden. Die neuen Marktteilnehmer sind der Messstellenbetreiber sowie der Messdienstleister. Der Messstellenbetrieb umfasst Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen (§ 3 Nr. 26b EnWG). Diese Aufgaben werden vom Messstellenbetreiber (§ 3 Nr. 26a EnWG) wahrgenommen. Gemäß § 9 Abs. 1 MessZV führt der Messstellenbetreiber auch die Messung durch.

Einem Messdienstleister kann diese Aufgabe nur übertragen werden, wenn der Anschlussnutzer wünscht, dass die Messung durch einen anderen als den Messstellenbetreiber durchgeführt wird und die Messeinrichtung nicht elektronisch ausgelesen wird (§ 9 Abs. 2 MessZV). Als elektronisch ausgelesen gelten nach § 9 Abs. 2 MessZV auch Messeinrichtungen, die elektronisch vor Ort ausgelesen werden.

Im Rahmen des Monitoring 2009 wurden die Netzbetreiber zum Tätigwerden / Tätigsein von Dritten Messstellenbetreibern / Messdienstleistern in ihrem Netzgebiet befragt. Hierbei wurde zwischen Anträgen auf Durchführung des Messstellenbetriebs und Anträgen auf Durchführung der Messung unterschieden. Die bei den Netzbetreibern im Berichtsjahr 2008 vorliegende Anzahl der eingegangenen Anträge auf Durchführung des Messstellenbetriebs durch Dritte sowie die Anzahl der Zählpunkte, für die der Messstellenbetrieb zum 31.12.2008 von einem Dritten in ihrem Netzgebiet durchgeführt wird, wird durch folgende Tabelle veranschaulicht und mit den Werten für 2007 (bzw. 31.12.2007) verglichen. Dabei kann ein Antrag mehrere Zählpunkte umfassen. Die Angabe der Anzahl der Zählpunkte bezieht sich auf Zählpunkte, für die tatsächlich der Messstellenbetrieb durch einen Dritten durchgeführt wird.

³³ Quelle: Vorläufiges Ergebnis einer Auswertung der Internetauftritte zum Stichtag 01.04.2009 von insgesamt 232 VNB Elektrizität (Originäre Zuständigkeit und Organleihe) durch die Bundesnetzagentur.

	Im Sinne des EnWG			Im Sinne des EEG			Im Sinne des KWKG		
	2007	2008	Veränderung in Prozent	2007	2008	Veränderung in Prozent	2007	2008	Veränderung in Prozent
Anträge auf Durchführung des Messstellenbetriebes durch Dritte (Angaben bezogen auf das jeweilige Kalenderjahr)	1.642	2.392	46	23.102	17.684	-23	95	36	-62
Zählpunkte, für die der Messstellenbetrieb von einem Dritten durchgeführt wird (Angaben zum Stichtag 31.12. des jeweiligen Jahres)	1.622	3.399	110	86.100	112.594	31	333	213	-36

Tabelle 8: Menge der Anträge und Zählpunkte bezogen auf die Durchführung des Messstellenbetriebes durch Dritte gemäß Monitoringabfrage 2009

Die Anzahl der bei den Netzbetreibern eingegangenen Anträge auf Durchführung der Messung durch Dritte beläuft sich im Zeitraum bis 31.12.2008 auf 321. Die Messung durch Dritte erfolgte zum 31.12.2008 an 4.350 Zählpunkten.

Im Berichtsjahr 2008 erfolgten insgesamt 366 Ablehnungen von Anträgen auf Messstellenbetrieb im Sinne des EnWG durch die Netzbetreiber, davon zwei Ablehnungen auf Grund Nichteinhaltung der eichrechtlichen Vorschriften, sechs Ablehnungen wegen Nichteinhaltung technischer Mindestanforderungen des Netzbetreibers, 17 wegen Nichteinhaltung der Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang, zwei wegen Nichteinhaltung der Mindestanforderungen in Bezug auf Datenqualität sowie 339 Ablehnungen auf Grund sonstiger Gründe. Unter die sonstigen Gründe fielen als Schwerpunkte fehlende Vollmachten des Kunden sowie fehlende Vertragsabschlüsse.

Des Weiteren wurden im Berichtsjahr 2008 insgesamt 274 Anträge auf Durchführung der Messung durch die Netzbetreiber abgelehnt, davon ein Antrag wegen Nichteinhaltung eichrechtlicher Vorschriften, zehn wegen Nichtgewährleistung der fristgerechten und vollständigen Datenweitergabe für die Abrechnung sowie 263 wegen sonstiger Gründe. Schwerpunktmäßig handelte es sich auch hier bei den sonstigen Gründen um fehlende Vollmachten des Kunden sowie fehlende Vertragsabschlüsse.

Den Angaben zufolge wurden 40 Rahmenverträge für das Tätigwerden als Messstellenbetreiber sowie 30 Rahmenverträge für das Tätigwerden als Messdienstleister bis zum 31.12.2008 geschlossen.

Gemäß der Monitoringerhebung 2009 gaben 85,5 Prozent der Netzbetreiber technische Mindestanforderungen, 79,5 Prozent Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang sowie 78,4 Prozent in Bezug auf Datenqualität (§ 21b Abs. 3 Satz 2 Nr. 2 EnWG) für Messstellenbetreiber vor. Bezogen auf den niedrigsten Wert von 78,4 Prozent ist dies eine Zunahme um 18,8 Prozentpunkte gegenüber 59,6 Prozent im Monitoring 2008, wo eine zusammengefasste Abfrage der Erfüllung der drei genannten Kriterien erfolgte.

2.2.6.2 Zähl- und Messeinrichtungen

Zur Erfassung der im Berichtsjahr 2008 bei den Messstellenbetreibern vorliegenden Zähl- und Messtechnik erfolgte die Abfrage bei Netzbetreibern, Lieferanten sowie Messstellenbetreibern getrennt nach Kunden mit registrierender Leistungsmessung (rLM-Kunden) und Kunden mit Standardlastprofil (SLP-Kunden).³⁴ Bei Kunden, deren Elektrizitätsentnahme 100.000 kWh im Jahr überschreitet, erfolgt die Messung vorrangig durch eine viertelstündige registrierende Leistungsmessung (§ 18 Abs. 1 StromNZV).

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die dabei eingesetzte Technik.

Verwendete Zähl- und Messeinrichtungen bei rLM-Kunden	Anzahl der Netzbetreiber, die diese Technik anwenden	Anzahl der Zählpunkte, auf die diese Technik Anwendung findet
Lastgangzähler mit Fernauslesung	622	306.997
Zähler mit bidirektionaler Datenübertragung	23	10.445
Lastgangzähler, die manuell (MDE) ausgelesen werden	3	435
Summe Zählpunkte		317.877

Tabelle 9: Anzahl der Zähl- und Messeinrichtungen für leistungsgemessene Kunden

Die Übertragung der Messwerte erfolgt bei diesen Kunden zum großen Teil leitungsgebunden, es kommen aber auch vereinzelt Anlagen vor, bei denen manuell ausgelesen werden muss.

Im Gegensatz zur registrierenden Leistungsmessung wird bei Letztverbrauchern, die bis zu 100.000 kWh jährlich entnehmen, die vereinfachte Methode der standardisierten Lastprofile (§ 12 Abs. 1 StromNZV) angewendet. Die Ablesung erfolgt dabei überwiegend einmal jährlich und manuell. Bei den Messeinrichtungen im Haushaltsbereich herrschen Dreh- bzw. Wechselstromzähler nach Ferraris - Prinzip (mechanisch-analog) vor. Ungefähr 98 Prozent aller Zählpunkte sind mit Ferrariszählern (als Ein- oder Mehrtarifzähler) ausgestattet. Bei den verbleibenden Zählpunkten wird elektronische Zähl- und Messtechnik mit folgender Aufteilung verwendet:

³⁴ Die Angaben in den Kapiteln 2.2.6.2 und 2.2.6.3 basieren auf der Auswertung von 640 eingegangenen Fragebögen an Messstellenbetreiber und Messdienstleister Elektrizität im Monitoring 2009.

Zähl- und Messeinrichtungen im Haushaltskundenbereich

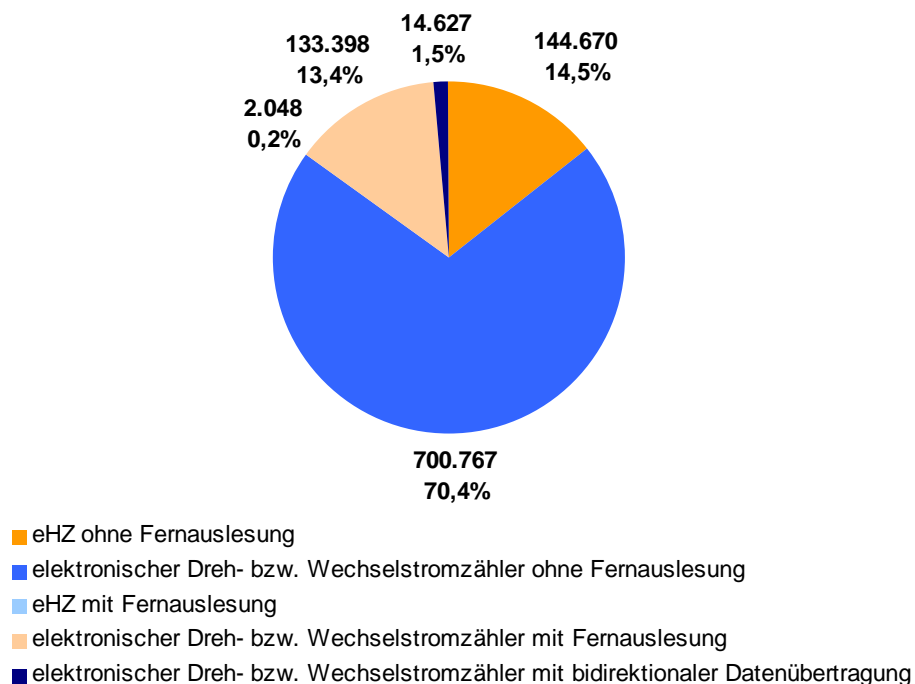


Abbildung 19: Anzahl und Anteile von Varianten elektronischer Zähl- und Messeinrichtungen im Haushaltskundenbereich

2.2.6.3 Ausblick 2009

Ferner wurden im Rahmen des Monitoring die Netzbetreiber, Lieferanten und Messstellenbetreiber bzw. Messdienstleister nach ihren Planungen für das Jahr 2009 befragt. 76 Prozent der antwortenden Unternehmen schließen für das Jahr 2009 einen Auftritt am Markt ausschließlich in der Tätigkeit als Messstellenbetreiber und / oder Messdienstleister aus. Elf Prozent planen eine solche Tätigkeit ein und 13 Prozent enthielten sich einer Aussage.

Es zeigt sich, dass die neuen Geschäftsfelder bisher wohl eher in Kombination mit einer weiteren Marktrolle gesehen werden. 25 Prozent der befragten Unternehmen führten Gründe an, warum sie als Messstellenbetreiber und / oder Messdienstleister nicht aktiv werden wollen oder können. Die Hauptargumente sind in der folgenden Abbildung dargestellt.

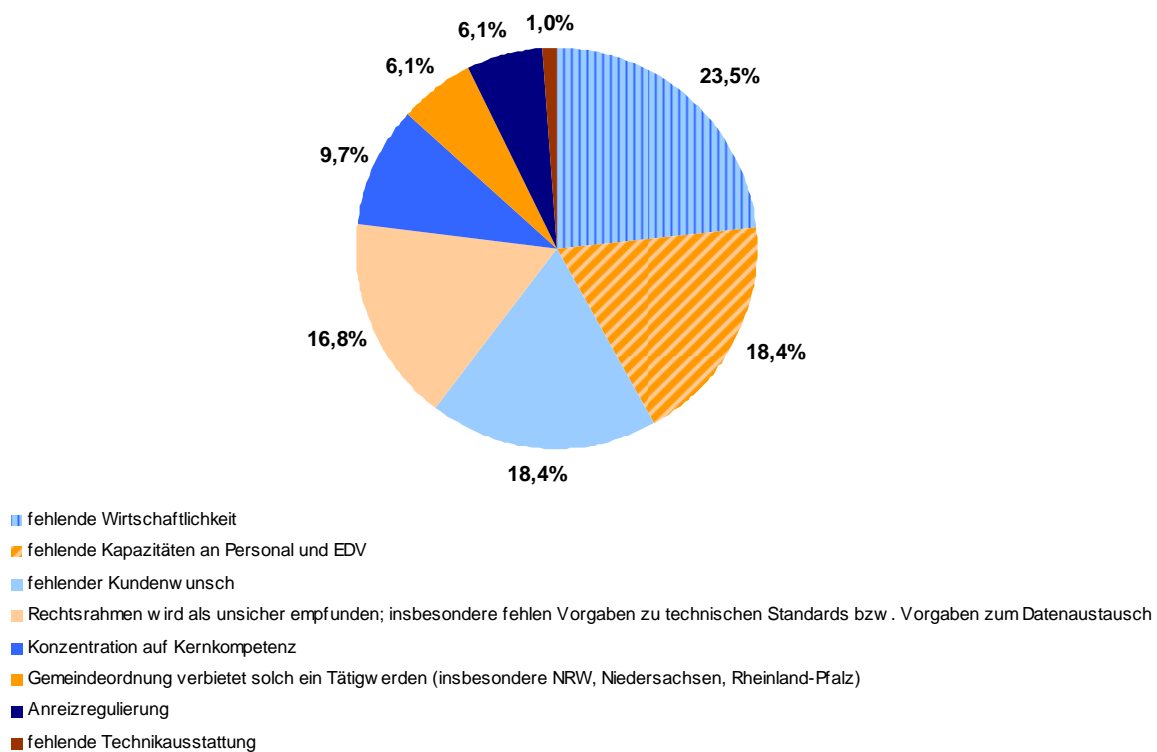


Abbildung 20: Argumente für ein Nicht-Tätigwerden als Messstellenbetreiber

2.2.7 Erneuerbare Energien

2.2.7.1 Statistikbericht Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Im Rahmen ihrer Überwachungstätigkeit nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erhebt die Bundesnetzagentur jährlich Daten bei VNB, ÜNB und Elektrizitätslieferanten (EVU). Im Jahr 2008 waren etwa 860 VNB und ca. 1050 Elektrizitätslieferanten, sowie die vier im Bundesgebiet agierenden ÜNB aufgefordert, ihre EEG-Daten für das Abrechnungsjahr 2007 an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Die EEG-Datenerhebung durch die Bundesnetzagentur fand 2008 zum zweiten Mal statt. Auf Grund der dabei erstmalig anlagenscharf durchgeführten Datenabfrage bei den VNB (Angabe von eingespeister Jahresarbeit und Mindestvergütung gekoppelt an die Anlagenstammdaten) war eine Zuordnung der gemeldeten Daten zu Bundesland und Spannungsebene möglich.³⁵

Zum Zeitpunkt der Erstellung des Monitoringberichtes 2009 konnte die Erhebung und der Abgleich der von der Bundesnetzagentur erhobenen EEG-Daten der unterschiedlichen Marktteilnehmer für das Abrechnungsjahr 2008 noch nicht vollständig abgeschlossen werden, da der vollumfängliche Abgleich erst nach der Datenmeldung der ÜNB, welche eine gesetzliche Frist bis zum 31.07.2009 hatten, beginnen konnte. Daher werden im folgenden Abschnitt lediglich Ergebnisse aus dem „EEG-Statistikbericht Jahresendabrechnung 2007“ dargestellt. Bei der Direktvermarktung von Erzeugungsmengen aus Erneuerbaren Energien können im darauffolgenden Abschnitt allerdings erste Tendenzen für das Jahr 2008 aufgezeigt werden.

³⁵ Detaillierte Ergebnisse sind in einem Bericht der Bundesnetzagentur (→ www.bundesnetzagentur.de → Sachgebiete → Elektrizität/Gas → Sonderthemen → EEG-Statistikbericht) zu finden.

Zum 31.12.2007 belief sich die gesamte installierte Leistung der nach EEG vergüteten Anlagen in Deutschland auf ca. 31 GW. Die installierte Leistung aller nach EEG vergüteten Anlagen ist damit in der Zeit vom 31.12.2002 bis zum 31.12.2007 um ca. 17 GW angestiegen. Die Zuwachsrate ist in diesem Zeitraum allerdings rückläufig. Betrug diese vom Jahr 2002 zum Jahr 2003 noch ca. 23 Prozent, lag die Zubaurate vom Jahr 2006 zum Jahr 2007 bei nur noch rund 12 Prozent.

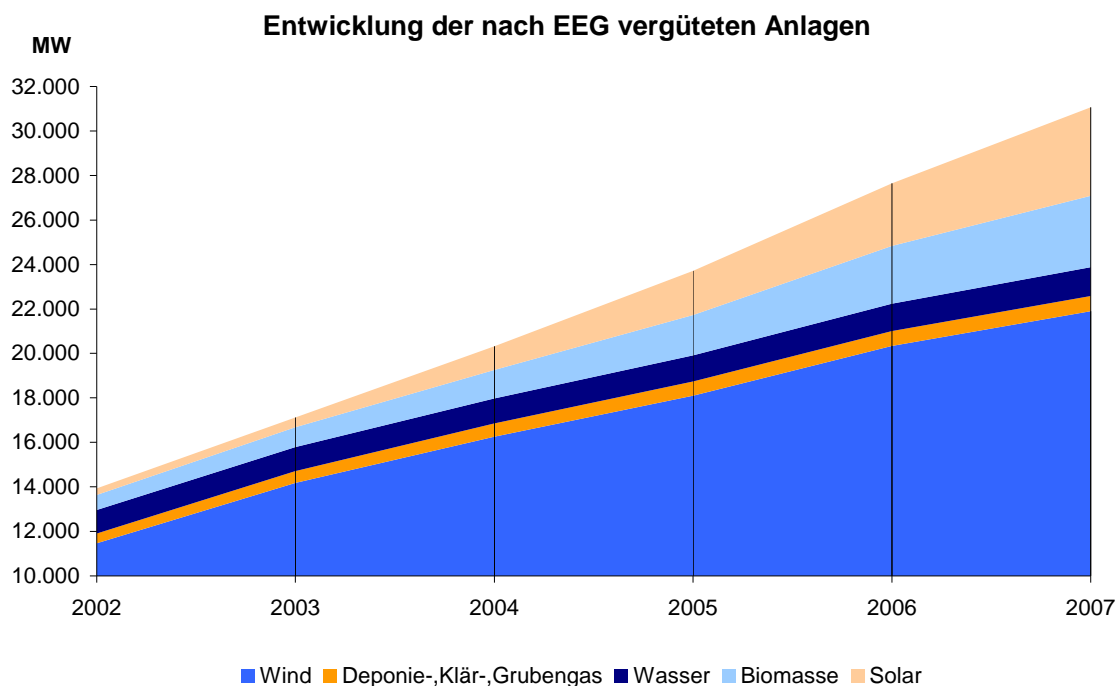


Abbildung 21: Entwicklung der nach EEG vergüteten Anlagen (kumuliert) gemäß EEG-Datenerhebung

Bei den Energieträgern Biomasse und Solar waren 2007 relativ hohe Zuwächse der installierten Leistung zu verbuchen. Die installierte Leistung stieg bei Biomasseanlagen um knapp ein Viertel an (Neuinstallationen von ca. 600 MW). Die Zuwachsrate berücksichtigt dabei nicht die im Jahr 2007 außer Betrieb genommenen Anlagen, da diese Daten nicht explizit erhoben wurden. Bei Solaranlagen belief sich die Steigerungsrate auf 41 Prozent (Neuinstallationen von ca. 1.100 MW). Zwar wurde 2007 absolut immer noch am meisten Windleistung zugebaut (ca. 1.500 MW), dies bedeutet aber für den Energieträger Wind selbst nur eine Zubaurate von acht Prozent.

Die auffallend hohe Zuwachsrate bei Geothermie ist darauf zurückzuführen, dass im Jahr 2006 nur eine nach EEG vergütete Geothermieanlage mit einer installierten Leistung von 300 kW in Rheinland-Pfalz ins öffentliche Netz Strom eingespeist hatte. Im Berichtsjahr 2007 wurden in Rheinland-Pfalz drei MW zugebaut.

	Wasser in MW	Bio- masse in MW	Deponie-, Klär-, Grubengas in MW	Geo- thermie in MW	Wind in MW	Solar in MW	Summe in MW
Niedersachsen	56	608	42	0	5.597	256	6.560
Nordrhein-Westfalen	153	381	350	0	2.532	405	3.823
Brandenburg	4	244	40	0	3.339	40	3.667
Bayern	569	658	58	0	327	1.632	3.244
Sachsen-Anhalt	21	120	14	0	2.742	48	2.945
Schleswig-Holstein	4	95	22	0	2.430	104	2.656
Baden-Württemberg	266	382	39	0	369	834	1.890
Mecklenburg- Vorpommern	3	169	16	0	1.308	27	1.524
Rheinland-Pfalz	41	132	19	3	1.069	226	1.488
Sachsen	82	149	19	0	846	96	1.193
Thüringen	32	143	7	0	685	53	920
Hessen	50	78	29	0	468	203	828
Saarland	11	11	2	0	97	36	156
Hamburg	0	28	8	0	34	5	75
Bremen	0	0	3	0	65	3	71
Berlin	0	22	0	0	0	8	31
Summe 2007	1.294	3.220	669	3	21.907	3.977	31.071
entspricht einem Zuwachs gegenüber 2006 von	5%	24%	2%	1000%	8%	41%	12 %

Tabelle 10: Installierte Leistung von nach EEG vergüteten Anlagen in MW (31.12.2007) je Energieträger und Bundesland

Am 31.12.2007 stand bei der gesamten installierten Leistung der nach EEG vergüteten Anlagen das Bundesland Niedersachsen an erster Stelle. Dessen ca. 6.500 MW installierte Leistung basiert zu 85 Prozent auf dem Betrieb von Windenergieanlagen. Andere küstennahe Bundesländer wie Schleswig-Holstein, Bremen, Brandenburg, aber auch Sachsen-Anhalt, hatten Wind-Anteile von über 90 Prozent. In Nordrhein-Westfalen entfielen 66 Prozent der installierten EEG-Leistung auf Windenergieanlagen. In den südlichen Bundesländern lag der Schwerpunkt der installierten Leistung im Solarbereich (Bayern mit 50 Prozent, Baden-Württemberg mit 44 Prozent).

Auf Grund der anlagenscharfen Abfrage für 2007 ist auch eine Verteilung der installierten Leistung, der nach dem EEG vergüteten Anlagen, auf die Spannungsebenen möglich. Bei den Energieträgern Wasser, Biomasse sowie Deponie-, Klär- und Grubengas war die installierte Leistung überwiegend an der Netzebene Mittelspannung (MS) angeschlossen. Bei Windenergieanlagen spielten neben der Netzebene MS, an welche knapp die Hälfte der installierten Windenergieleistung angeschlossen ist, auch die Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung (HS/MS) und die Hochspannungsebene (HS) als Anschlussebenen eine größere Rolle. Solaranlagen dagegen waren zu 84 Prozent an die Niederspannungsebene angeschlossen.

	Wasser	Biomasse	Deponie-, Klär-, Grubengas	Geo- thermie	Wind	Solar	Summe
	in MW	in MW	in MW	in MW	in MW	in MW	in MW
HöS	4	21	0	0	867	0	893
HöS/HS	0	5	1	0	0	0	6
HS	79	253	86	0	6.785	20	7.222
HS/MS	75	204	23	3	3.344	25	3.674
MS	866	2.261	510	0	10.762	548	14.948
MS/NS	36	111	14	0	80	48	290
NS	234	365	35	0	68	3.336	4.038
Summe	1.294	3.220	669	3	21.907	3.977	31.071

Tabelle 11: Installierte Leistung der nach EEG vergüteten Anlagen in MW (31.12.2007) je Spannungsebene und Energieträger

Im Rahmen der Monitoringabfrage für das Berichtsjahr 2008 wurden die VNB und ÜNB über Daten von in 2008 angeschlossenen Erzeugungsanlagen mit einer Nettonennleistung kleiner 100 MW befragt (vgl. Kapitel 2.3.1.2). Die Marktabdeckung des Monitoring liegt in diesem Bereich, bezogen auf die Entnahmemengen, bei rund 97 Prozent. Trotz der unterschiedlichen Datenbasis (die EEG-Datenerhebung erfasst ausschließlich die Erzeugungsanlagen, die nach dem EEG vergütet werden und sich auf das Abrechnungsjahr 2007 beziehen) lässt sich aus den Monitoring-Ergebnissen eine erste Tendenz für die Entwicklung in 2008 ableiten.

Insgesamt wurden im Jahr 2008 Anlagen (Netto-Nennleistung kleiner 100 MW) mit einer Netto-Nennleistung in Höhe von etwa drei GW neu an die Elektrizitätsnetze angeschlossen, welche mit erneuerbaren Energieträgern betrieben und zum überwiegenden Teil nach dem EEG vergütet werden. Bezogen auf die im „Statistikbericht EEG“ erhobene insgesamt installierte Leistung zum 31.12.2007 von gut 31 GW entsprechen die in 2008 zugebauten drei GW einer weiterhin rückläufigen Zuwachsrate von Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern in Höhe von ca. 9,7 Prozent. Nach der Monitoringabfrage hat mit rund 1,7 GW der Zubau von Solarer Strahlungsenergie hierbei den größten Anteil. Windenergie verzeichnet nach der Erhebung einen Zubau von rund 0,8 GW. Hierbei ist allerdings darauf zu achten, dass kein Zubau von Offshore- Windenergieanlagen im Berichtsjahr 2008 erfolgte. Anlagen mit dem Energieträger Biomasse einschließlich Klär-, Deponie-, Gruben- und Biogas wurden mit einer Höhe von rund 0,4 GW neu an die Elektrizitätsnetze angeschlossen. Lauf- und Speicherwasseranlagen kamen auf ca. 0,03 GW und Geothermieanlagen auf 802 kW.

Der von den Anlagenbetreibern regenerativ erzeugte Strom wird bei der Einspeisung ins öffentliche Stromnetz von den VNB mit einem gesetzlich festgelegten Satz vergütet. Nach der EEG-Datenerhebung betrug im Jahr 2007 die insgesamt eingespeiste Jahresarbeit 66.787 GWh und die an Anlagenbetreiber ausgezahlte Mindestvergütung in Summe 7.837 Mio. €. Damit ist die Einspeisung um 30 Prozent und die Gesamtvergütung um 35 Prozent gegenüber dem Jahr 2006 angestiegen.

Energieträger	Summe 2007		Veränderung gegenüber 2006 in Prozent
Wasser	GWh	5.422	+ 10
	Mio. €	409	+ 12
Biomasse	GWh	15.873	+ 46
	Mio. €	2.152	+ 61
Gas	GWh	2.745	- 2
	Mio. €	192	- 2
Wind	GWh	39.714	+ 29
	Mio. €	3.508	+ 28
Solar	GWh	3.032	+ 37
	Mio. €	1.575	+ 34
Summe	GWh	66.787	+ 30
	Mio. €	7.837	+ 35

Tabelle 12: Eingespeiste Jahresarbeit und an Anlagenbetreiber ausgezahlte Mindestvergütung je Energieträger in 2007

Die Entwicklung des Einspeiseverhaltens im Vergleich zum Jahr 2006 ist bei den einzelnen Energieträgern unterschiedlich. Windenergieanlagen haben 29 Prozent mehr Jahresarbeit im Jahr 2007 eingespeist als im Jahr 2006. Dem stand ein Zuwachs an installierter Leistung von nur acht Prozent gegenüber. Die deutliche Zunahme bei der Einspeisung ist darauf zurückzuführen, dass es sich 2007 um ein sehr windstarkes Jahr handelte.

Im Solarbereich entsprach 2007 die Zunahme der installierten Leistung in etwa der Zunahme an eingespeister Jahresarbeit (plus 37 Prozent). Auf Grund der im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energieträgern bei Solaranlagen gesetzlich festgelegten hohen Degression bei der Mindestvergütung (Degressionssatz von 2006 auf 2007: 6,5 Prozent), fiel dort der Anstieg etwas geringer aus (plus 34 Prozent).

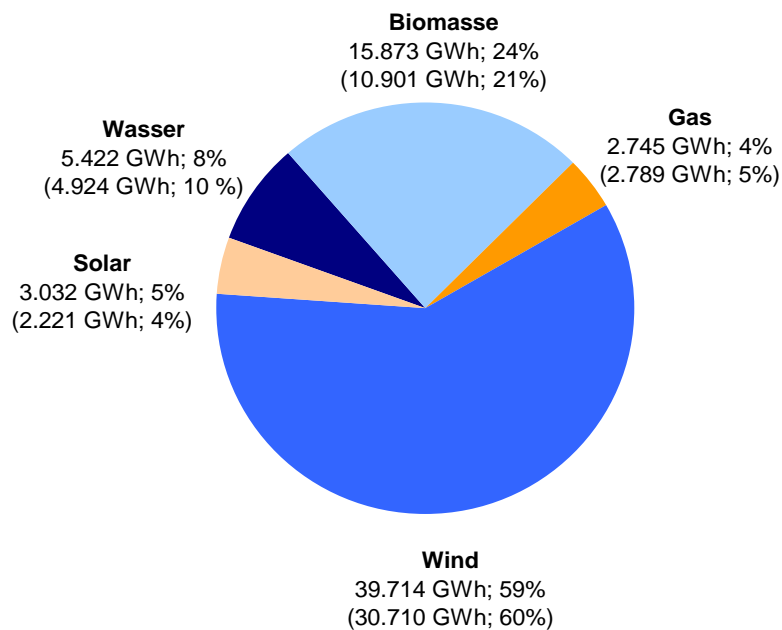


Abbildung 22: Eingespeiste Jahresarbeit in 2007 je Energieträger, absolut und anteilig (in Klammern Werte aus 2006)

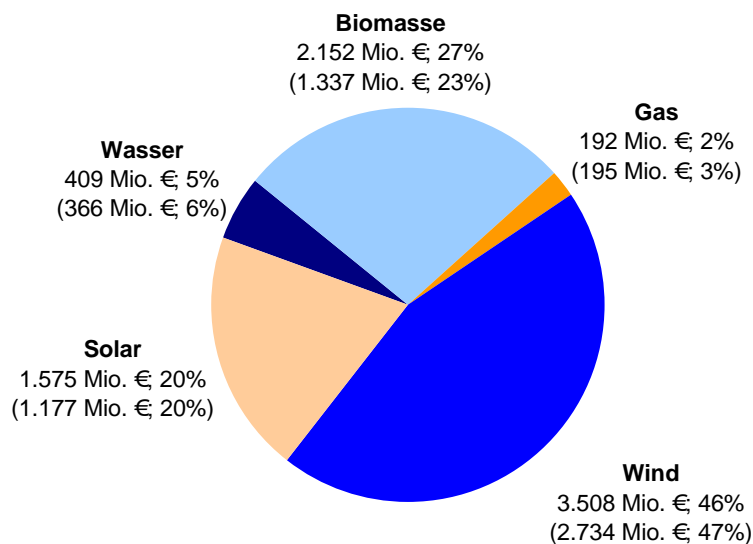


Abbildung 23: Summe Einspeisevergütung in 2007 je Energieträger, absolut und anteilig (in Klammern Werte aus 2006)

Im Rahmen des horizontalen Belastungsausgleichs (HoBA) zwischen den ÜNB wird die gesamte EEG-Einspeisung in Abhängigkeit vom dortigen Letztverbraucherabsatz auf die Regelzonen verteilt. Dadurch werden die geographisch bedingten unterschiedlich hohen Einspeisungen und die damit verbundenen Vergütungszahlungen gleichmäßig über alle

Bundesländer verteilt. Ohne den HoBA würden die Letztverbraucher in den Regelzonen E.ON Netz und VE-T durch die dortige hohe EEG-Einspeisung überproportional hoch belastet. Als Ausgleichsmaßnahme wurden 2007 von E.ON Netz und VE-T insgesamt etwa 15.000 GWh physikalisch (saldiert nach Jahresendabrechnung) in die Regelzonen EnBW TNG und RWE TSO exportiert. Entsprechend sind als Ausgleichszahlungen knapp 1,5 Mrd. € geflossen.

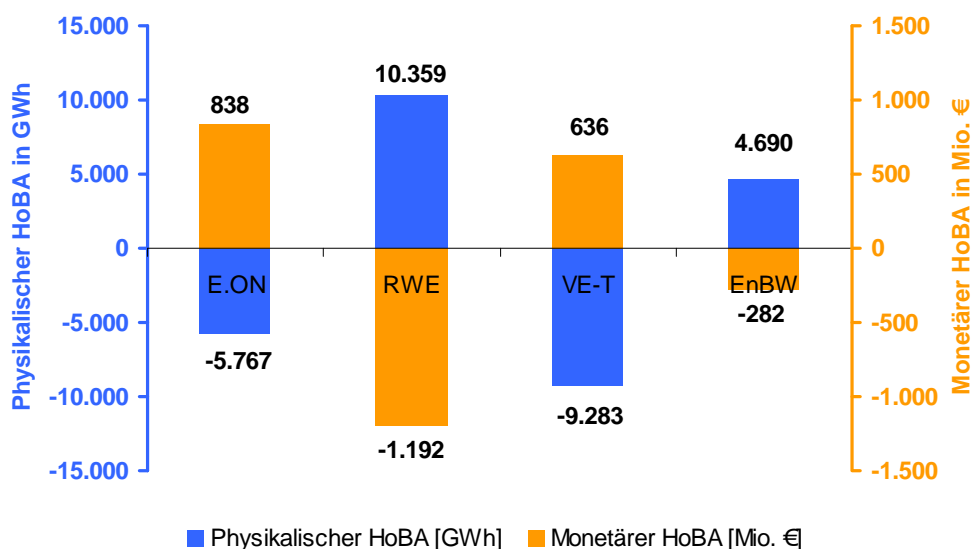


Abbildung 24: Horizontaler Belastungsausgleich (HoBA) 2007 je Regelzone (negative Werte = abgegebene Mengen, positive Werte = empfangene Mengen)

2.2.7.2 Direktvermarktung von Erzeugungsmengen aus Erneuerbaren Energien

Mit der EEG-Datenerhebung zur Überwachung des Wälzungsmechanismus für das Abrechnungsjahr 2008 erhielt die Bundesnetzagentur erste Einblicke in die Direktvermarktung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Einspeisung ohne Inanspruchnahme von Vergütungszahlungen nach dem EEG). Bedingt durch die noch nicht vollständig abgeschlossene Datenerhebung für das Abrechnungsjahr 2008, kann an dieser Stelle nur eine erste Tendenz bezüglich der Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien aufgezeigt werden. Hinzu kommt, dass die Marktteilnehmer erstmals aufgefordert waren, Angaben zu direkt vermarkteten Mengen zu machen. Die Daten sind entsprechend mit Unsicherheiten behaftet.

Bei den Elektrizitätslieferanten war eine geringe Anzahl der zur EEG-Datenmeldung verpflichteten Unternehmen, weniger als ein Prozent, von der Pflichtabnahme von nach EEG vergüteter Elektrizität befreit (§14 Abs. 3 S. 2 EEG 2004). Diese Befreiung haben die Unternehmen dadurch erreicht, dass sie mehr als 50 Prozent ihres Letztverbraucherabsatzes durch direkt vermarktete Elektrizität im Sinne der §§ 6 bis 11 EEG 2004, die nicht nach EEG vergütet wurde, decken konnten. In der Regel lag der durch Direktvermarktung gedeckte Anteil am Letztverbraucherabsatz dieser Unternehmen über 60 Prozent. Die „50 Prozent-Befreiung“ nutzen vor allem Unternehmen mit geringem Letztverbraucherabsatz (< 10 GWh), da die direkt zu beschaffenden absoluten Elektrizitätsmengen entsprechend gering sind.

Direkt vermarktet wurde in erster Linie Elektrizität aus Wasserkraft-, Biomasse-, Gas- und Windenergieanlagen. Bei den betroffenen Windenergieanlagen handelte es sich fast aus-

schließlich um Anlagen, die älter als zehn Jahre sind. Bei den anderen Energieträgern wurde Strom aus Anlagen unterschiedlicher Größe und unterschiedlichen Alters direkt vermarktet.

Anlagenbetreiber praktizieren sowohl vollständige als auch teilweise Direktvermarktung von EEG-Strom. Bei teilweiser Direktvermarktung kann es sich dabei sowohl um eine zeitliche Ausgliederung aus der EEG-Vergütung handeln als auch um eine Direktvermarktung von nur einer Teilleistung der Anlagen. Wenn im Jahr 2008 Strom aus Windenergieanlagen direkt vermarktet wurde, dann zum überwiegenden Teil zu 100 Prozent. Der Ausgliederungsanteil bei den anderen Energieträgern variierte stark. Wurde nicht zu 100 Prozent direkt vermarktet, lag der ausgegliederte Anteil in der Regel deutlich unter 50 Prozent. Weitere Informationen über die Vermarktung von Ökostromprodukten sind im Kapitel 2.3.3.5 aufgeführt.

2.3 Wettbewerbliche Themen Elektrizität

2.3.1 Erzeugung

2.3.1.1 Struktur des Erzeugungsbereiches

Die Erzeugungsstufe umfasst alle Energieversorgungsunternehmen, die über eigene Erzeugungskapazitäten verfügen. Hierzu zählen die vier großen vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall sowie alle sonstigen Unternehmen - beispielsweise Stadtwerke oder unabhängige Kraftwerksbetreiber, die über eigene Erzeugungskapazitäten verfügen. Die Erzeugungsunternehmen unterscheiden sich deutlich hinsichtlich der Größe des Kraftwerksparks und der eingesetzten Technologien. Zusätzlich umfasst die Erzeugungsstufe weitere, dem deutschen Markt zur Verfügung stehende Elektrizitätsmengen, die aus dem Ausland in den deutschen Markt importiert werden. Hierbei ist auf den Nettoimport abzustellen, um die durch Exporte dem deutschen Markt nicht zur Verfügung stehenden Elektrizitätsmengen entsprechend abzuziehen.

Die im Rahmen der Monitoringabfrage der Bundesnetzagentur erfasste Netto-Engpassleistung³⁶ von Kraftwerken der Allgemeinen Versorgung hat sich im Berichtszeitraum im Vergleich zum Vorjahreswert leicht erhöht und liegt bei ca. 102.118 MW (Stand 31.12.2008). Hiervon entfallen unter Anwendung der Dominanzmethode³⁷ insgesamt ca. 86.515 MW, d. h. 84,7 Prozent der Netto-Engpassleistung auf die vier vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen. Neben diesen vier Unternehmen gibt es kein weiteres Energieversorgungsunternehmen, das einen Anteil von fünf Prozent oder höher an der Netto-Engpassleistung von Kraftwerken der Allgemeinen Versorgung hält.

³⁶ Netto-Leistung ist 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. Engpassleistung ist diejenige 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. (vgl. BDEW)

³⁷ 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.

Auch bei der im Berichtszeitraum erzeugten Nettostrommenge zeigt sich eine ähnliche Verteilung der Anteile auf geringfügig höherem Niveau. In der Monitoringabfrage 2009 der Bundesnetzagentur wurde für das Jahr 2008 eine gesamte Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge von 517,5 TWh erfasst, von der 490,2 TWh in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist worden sind. Die nach der Dominanzmethode ermittelte Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge der vier vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen, die in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist wurde, beläuft sich auf 423,3 TWh, was einem Anteil von 86,3 Prozent entspricht. Wie bei der Netto-Engpassleistung gibt es auch bei der Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge neben den vier vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen kein weiteres Unternehmen, das über einen Anteil von mindestens fünf Prozent an der Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge verfügt.

Aktueller Erzeugungsmix

Gemäß (vorläufigen) BDEW-Angaben ist die Netto-Elektrizitätserzeugung der gesamten Elektrizitätswirtschaft im Berichtsjahr 2008 gegenüber 2007 um 0,4 TWh auf 599,3 TWh leicht angestiegen. Während die Erzeugungsmengen der Kraftwerke der Allgemeinen Versorgung (minus 0,6 TWh) und der Industrie (minus 3,3 TWh) gesunken sind, stieg die private Erzeugung um 4,3 TWh an.

Erzeugungsbereich	2007 Netto- Elektrizitäts- erzeugung in TWh	2008 Netto- Elektrizitäts- erzeugung in TWh	Verände- rung in TWh	Verände- rung in Prozent
Kraftwerke der Allgemeinen Versorgung	489,3	488,7	- 0,6	- 0,12
Private Erzeugung	60,5	64,8	+ 4,3	+ 7,11
Industrielle Erzeugung	49,0	45,7	- 3,3	- 6,73
Summe (Gesamte Elektrizitätswirtschaft)³⁸	598,9	599,3	+ 0,4	+ 0,07

Tabelle 13: Netto-Elektrizitätserzeugung der gesamten Elektrizitätswirtschaft (vorläufig)³⁹

Im Vergleich zu 2007 sind im Berichtsjahr 2008 die Steigerungen der Elektrizitätserzeugung auf Basis von Erdgas (plus 9,8 TWh), Kernenergie (plus 7,5 TWh) sowie Biomasse (plus 3,2 TWh) hervorzuheben. Die Elektrizitätserzeugung mit Steinkohle verringerte sich demgegenüber um 16,4 TWh und bei der Braunkohle ist eine Senkung um vier TWh zu verzeichnen.

³⁸ Die Summe der Einzelwerte entspricht auf Grund von Rundungsdifferenzen nicht dem Gesamtwert.

³⁹ Vorläufige Angaben des BDEW.

Energieträger	2008 (2007) Netto-Elektrizitäts- erzeugung Allgemeine Versorgung in TWh	in Prozent	2008 (2007) Netto-Elektrizitäts- erzeugung gesamt in TWh	in Prozent
Kernenergie	140,7 (133,2)	28,79	140,7 (133,2)	23,48
Braunkohle	135,7 (139,6)	27,77	138,3 (142,3)	23,08
Steinkohle	105,7 (119,1)	21,63	114,4 (130,8)	19,09
Erdgas	66,9 (57,2)	13,69	83,2 (73,4)	13,88
Mineralölprodukte	2,6 (2,5)	0,53	8,9 (8,6)	1,49
Pumpspeicher	5,8 (6,7)	1,19	5,8 (6,7)	0,97
Lauf- und Speicherwasser	17,0 (17,2)	3,48	20,5 (20,9)	3,42
Wind	0,5 (0,4)	0,10	40,4 (39,7)	6,74
Biomasse ¹	6,4 (5,6)	1,31	25,6 (22,4)	4,27
Solare Strahlungsenergie	0,015 (0,015)	0,00	4,4 (3,1)	0,73
Sonstige regenerative Energien	0,012 (0)	0,00	0,033 (0)	0,01
Übrige	7,4 (7,7)	1,51	17,0 (17,7)	2,84
Insgesamt⁴⁰	488,7 (489,3)	100	599,3 (598,9)	100

Tabelle 14: Netto-Elektrizitätserzeugung der Allgemeinen Versorgung und der gesamten Elektrizitätswirtschaft nach Energieträgern (vorläufig)⁴¹

Die gesamte Erzeugungsmenge auf Basis Erneuerbarer Energien (Wind, Biomasse, Lauf- und Speicherwasser, Solare Strahlungsenergie, sonstige regenerative Energien) betrug 90,9 TWh im Berichtsjahr 2008 gegenüber 86,1 TWh in 2007. Durch den Anstieg um 4,8 TWh erhöhte sich der Anteil der Erneuerbaren Energien an der gesamten Netto-Elektrizitätserzeugung von 14,4 Prozent (2007) auf 15,2 Prozent (2008). Die gesamte Erzeugungsmenge auf Basis Erneuerbarer Energien (2007: 86,1 TWh) übersteigt die in Kapitel 2.2.7.1 aufgeführte EEG-Einspeisung (2007: 66,8 TWh), da ein Teil der regenerativen Erzeugung nicht nach dem EEG vergütet wird.

Erzeugungsbereich	2007 Netto- Engpass- leistung in GW	2008 Netto- Engpass- leistung in GW	Verände- rung in GW	Verände- rung in Prozent
Kraftwerke der Allgemeinen Versorgung	104,4	104,5	0,1	0,10
Private Erzeugung	29,7	32,6	2,9	9,76
Industrielle Erzeugung	10,2	10,0	-0,2	-1,96
Summe (Gesamte Elektrizitätswirtschaft)	144,3	147,1	2,8	1,94

Tabelle 15: Netto-Engpassleistung der gesamten Elektrizitätswirtschaft (vorläufig)⁴²

⁴⁰ Die Summe der Einzelwerte entspricht auf Grund von Rundungsdifferenzen teilweise nicht dem Gesamtwert.

⁴¹ Vorläufige Angaben des BDEW, Werte für 2007 in Klammern.

Im Berichtsjahr 2008 ist die Netto-Engpassleistung der gesamten Elektrizitätswirtschaft um 2,8 GW von 144,3 GW auf 147,1 GW angestiegen. Dieser Anstieg basierte auf einer Zunahme der Kapazitäten im Bereich der Privaten Erzeugung um 2,9 GW, während die Kapazitäten von Kraftwerken der Allgemeinen Versorgung (plus 0,1 GW) sowie der Industrie (minus 0,2 GW) nahezu konstant geblieben sind.

Kapazitäten	2008		2007	
	Allgemeine Versorgung in MW	Gesamte Elektrizitätswirtschaft in MW	Allgemeine Versorgung in MW	Gesamte Elektrizitätswirtschaft in MW
Netto-Engpassleistung	104.467	147.089	104.388	144.269
davon:				
Kernenergie	20.470	20.470	20.470	20.470
Braunkohle	19.860	20.516	19.860	20.516
Steinkohle	25.305	27.405	25.305	27.596
Erdgas	19.300	23.394	19.300	23.394
Mineralölprodukte	5.650	6.190	5.700	6.258
Pumpspeicher	5.710	5.710	5.710	5.710
Lauf- und Speicherwasser	4.310	5.205	4.300	5.166
Wind	230	23.903	215	22.289
Biomasse ⁴³	484	3.814	407	3.387
Solare Strahlungsenergie	25	4.825	20	3.870
Sonstige regenerative Energien	3	7	1	3
Übrige	3.120	5.650	3.100	5.610

Tabelle 16: Netto-Engpassleistung der Allgemeinen Versorgung und der gesamten Elektrizitätswirtschaft nach Energieträgern (vorläufig)⁴⁴

2.3.1.2 Anschluss Elektrizitätserzeuger bei Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern

Kraftwerks-Netzanschlussverordnung

Erstmals im April 2008 wurde entsprechend § 9 KraftNAV ein Register mit allen Erzeugungsanlagen mit einer elektrischen Leistung ≥ 100 MW durch den BDEW erstellt. Folgende Informationen können aus dem Kraftwerksanschluss-Register entnommen werden:

Das Kraftwerksanschluss-Register weist mit Stand April 2009 eine installierte Kraftwerksleistung von insgesamt mehr als 91 GW für Erzeugungsanlagen mit einer installierten Kraft-

⁴² Vorläufige Angaben des BDEW.

⁴³ Einschließlich Klär-, Deponie- und Biogas.

⁴⁴ Vorläufige Angaben des BDEW.

werksleistung von mindestens 100 MW auf. Dabei entfällt ein Großteil der Elektrizitätserzeugung auf die Primärenergieträger Braunkohle, Steinkohle und Erdgas sowie auf die Kernkraft. Eine Auswertung der räumlichen Lage der installierten Kraftwerksleistung ≥ 100 MW nach Bundesländern zeigt auf, dass sich der größte Anteil der installierten Leistung mit 32,2 Prozent (29,3 GW) in Nordrhein-Westfalen befindet.

Des Weiteren haben Baden Württemberg mit 12,8 Prozent (11,6 GW) und Bayern mit 12,0 Prozent (10,9 GW) einen hohen Anteil an der installierten Kraftwerksleistung ≥ 100 MW. Darüber hinaus liegen in Niedersachsen (9,6 Prozent bzw. 8,8 GW), Hessen (6,4 Prozent bzw. 5,8 GW), Brandenburg (5,7 Prozent bzw. 5,2 GW) und Sachsen (5,7 Prozent bzw. 5,2 GW) die installierten Leistungen jeweils über fünf GW. Diese Verteilung kann der Abbildung 30 (s. Kapitel 2.3.1.3) entnommen werden.

Der Anteil der erneuerbaren Energien ist in der Leistungsklasse ≥ 100 MW vergleichsweise gering. Dies kann sich jedoch mit der Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen ändern, wofür Anschlussbegehren in Höhe von insgesamt knapp 16 GW vorliegen.

Neben den Bestandsanlagen enthält das Kraftwerksanschluss-Register auch Informationen über geplante Kraftwerksprojekte. Derzeit gibt es in Deutschland 47 Kraftwerksprojekte (ca. 35 GW) mit einer Netzanschlusszusage vom Netzbetreiber. Des Weiteren wurden 64 Netzanschlussbegehren (ca. 27 GW) an die jeweiligen Netzbetreiber gerichtet. 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 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.

Angeschlossene Erzeugungsanlagen und Anschlussbegehren⁴⁵

Im Monitoring 2009 wurden Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber nach den an ihrem Netz angeschlossenen Elektrizitätserzeugern, spezifiziert nach den eingesetzten Energieträgern, mit einer Erzeugungsleistung < 100 MW (Netto-Nennleistung) befragt.

Gemäß der im Monitoring 2009 erfassten Werte sind Erzeugungsanlagen mit einer Erzeugungsleistung von jeweils weniger als 100 MW (Netto-Nennleistung) in Höhe von insgesamt 4,8 GW an das Übertragungsnetz bzw. 45,5 GW an das Verteilernetz angeschlossen (Stand 31.12.2008).

Den größten Anteil der vor 2008 an das Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugungsleistung < 100 MW hat dabei mit 2.424 MW die Windenergie (Onshore-Anlagen) und die Lauf- und Speicherwasserkraftwerke (1.450 MW). Vergleichsweise gering fällt dazu mit 276 MW der Anteil an Erdgas aus.

⁴⁵ Bei der Monitoringerhebung wurden ergänzende Definitionen für einzelne Energieträger vorgegeben: 1) Lauf- und Speicherwasser einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie; 2) Biomasse einschließlich Biogas und dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie, ohne Klär- und Deponiegas; 3) Bei Solaranlagen ist die Peak-Leistung, die maximal mögliche Leistung eines Solargenerators bei Standardtestbedingungen, anzugeben.

Vor 2008 an das Übertragungsnetz angeschlossene Erzeugungsanlagen mit einer Erzeugungsleistung < 100 MW

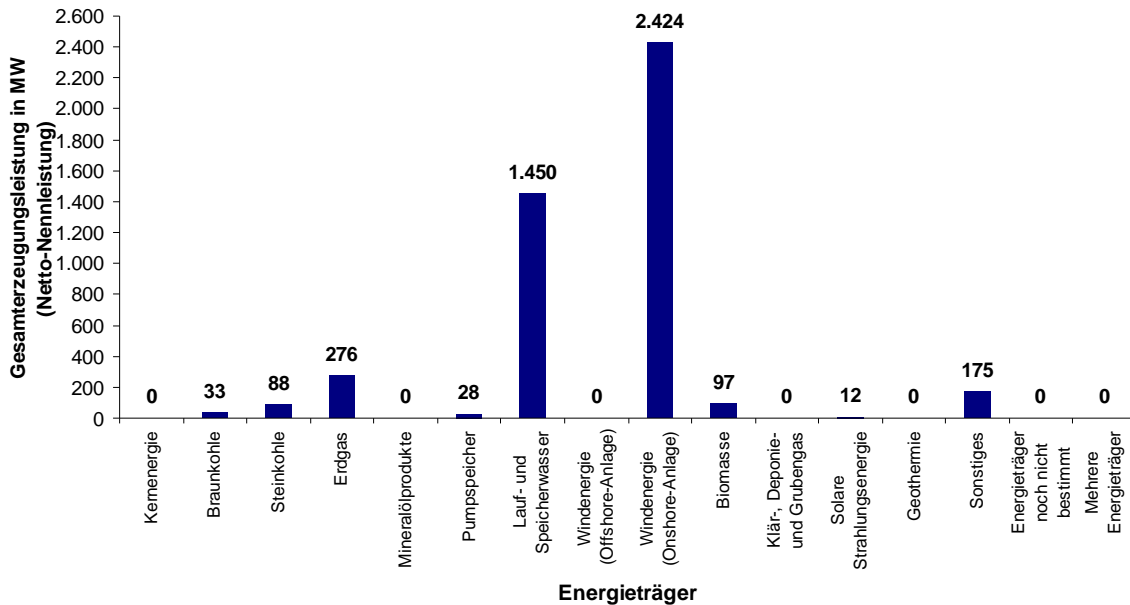


Abbildung 25: Vor 2008 an das Übertragungsnetz angeschlossene Erzeugungsanlagen mit einer Erzeugungsleistung < 100 MW (Netto-Nennleistung)

In 2008 betrug der Zuwachs von Wind-Erzeugungsleistung (Onshore-Anlagen) im Übertragungsnetz ca. 177 MW, von Biomasse 61 MW und von Lauf- und Speicherwasser fünf MW. Es wurden zudem keine an das Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugungskapazitäten <100 MW im Berichtsjahr 2008 endgültig stillgelegt.

In 2008 an das Übertragungsnetz angeschlossene Erzeugungsanlagen mit einer Erzeugungsleistung < 100 MW

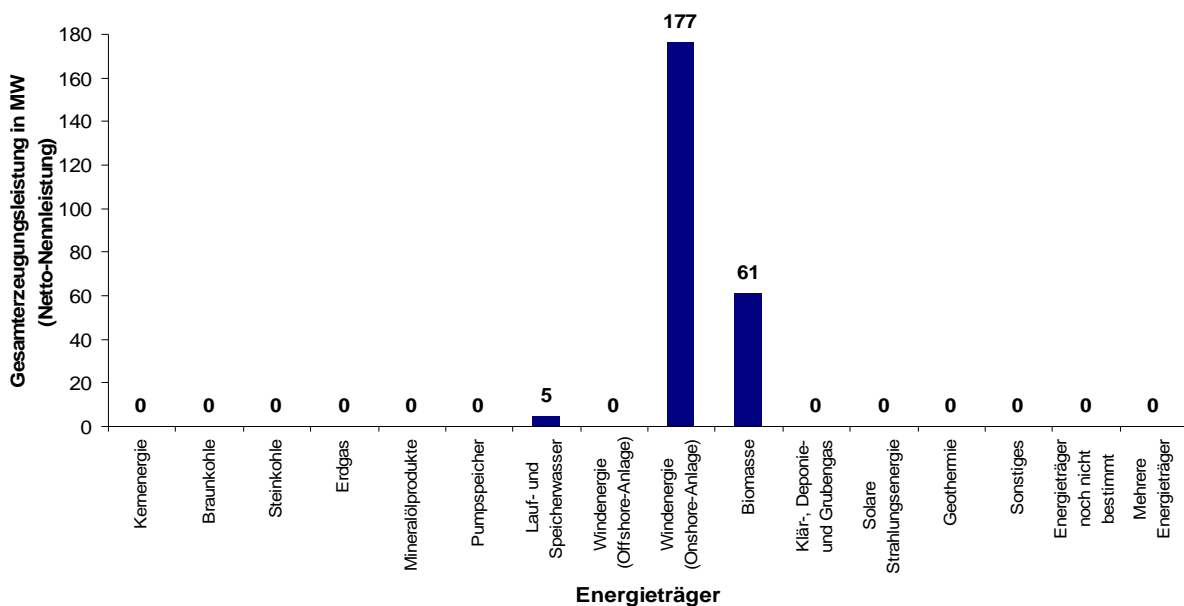


Abbildung 26: In 2008 an das Übertragungsnetz angeschlossene Erzeugungsanlagen mit einer Erzeugungsleistung < 100 MW (Netto-Nennleistung)

Des Weiteren lagen in 2008 für 1.329 MW Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung) neue Anschlussbegehren an die Netze der ÜNB vor. Hierbei entfallen 1.120 MW auf Windenergieanlagen (Offshore) und 74 MW auf Windenergieanlagen (Onshore). Die restlichen 135 MW Erzeugungsleistung sind der Solaren Strahlungsenergie zuzuordnen.

Den größten Anteil der vor 2008 an das Verteilernetz angeschlossenen Erzeugungsleistung <100 MW hat mit 20.199 MW die Windenergie (Onshore-Anlagen). Aber auch die Energieträger Erdgas (5.756 MW), Biomasse (4.082 MW), Solare Strahlungsenergie (3.961 MW), Lauf- und Speicherwasser (2.585 MW) und Mineralölprodukte (1.580 MW) haben einen nennenswerten Anteil an den vor 2008 an das Verteilernetz angeschlossenen Erzeugungskapazitäten <100 MW.

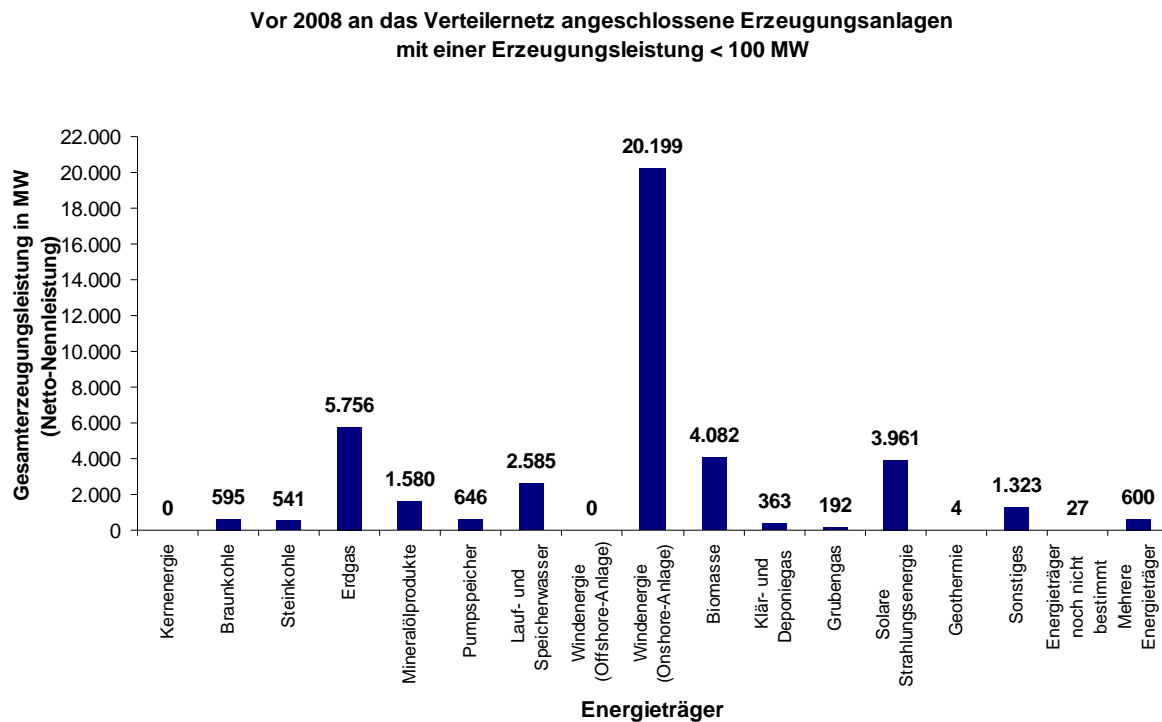


Abbildung 27: Vor 2008 an das Verteilernetz angeschlossene Erzeugungsanlagen mit einer Erzeugungsleistung < 100 MW (Netto-Nennleistung)

Bei den in 2008 an das Verteilernetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen entfällt mit 1.746 MW erneut ein hoher Zuwachs auf Solare Strahlungsenergie. Des Weiteren haben die Energieträger Windenergie (Onshore-Anlagen) mit 583 MW, Biomasse mit 358 MW und Erdgas mit 211 MW ebenfalls nennenswerte Zuwächse zu verzeichnen.

**In 2008 an das Verteilernetz angeschlossene Erzeugungsanlagen
mit einer Erzeugungsleistung < 100 MW**

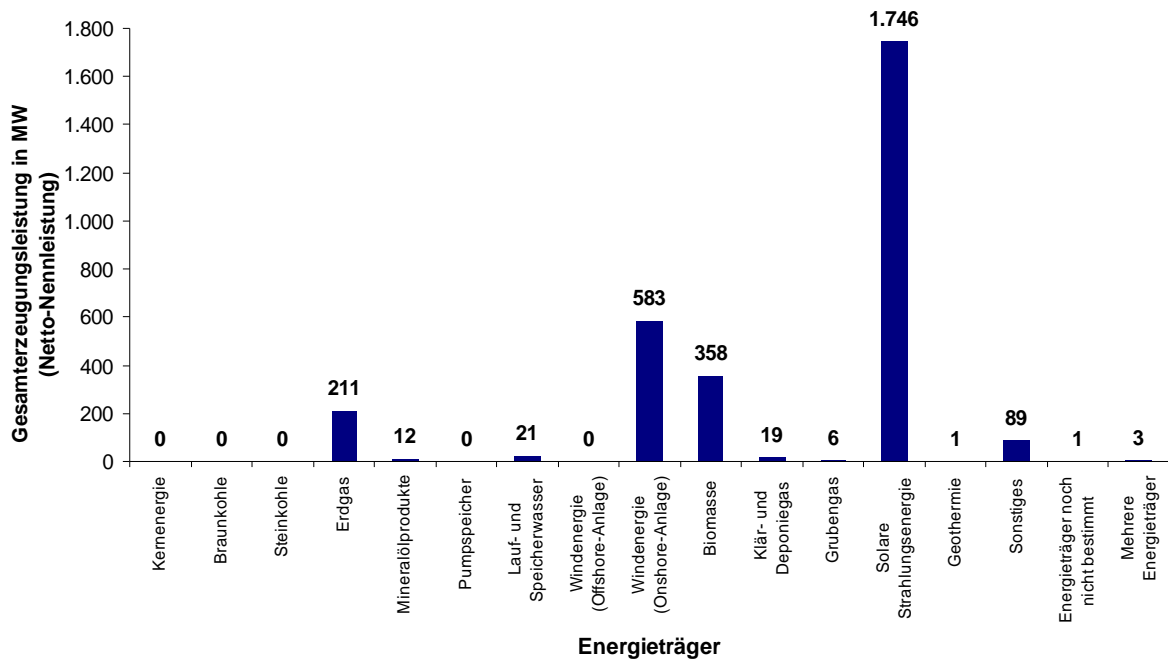


Abbildung 28: In 2008 an das Verteilernetz angeschlossene Erzeugungsanlagen mit einer Erzeugungsleistung < 100 MW (Netto-Nennleistung)

In 2008 wurden im Verteilernetz in Summe 192 MW Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung) endgültig aufgegeben und für insgesamt 5.400 MW Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung) lagen neue Anschlussbegehren vor. Ein Großteil der neuen Anschlussbegehren in 2008 betrifft dabei mit 2.910 MW Windenergie (Onshore-Anlagen), mit 1797 MW Solare Strahlungsenergie und mit 417 MW Biomasse.

Energieträger	In 2008		
	endgültig aufgegebene Erzeugungs- anlagen in MW	beantragte (neue) Anschlussbegehren für Erzeugungs- anlagen in MW	abgelehnte Anschlussbegehren für Erzeugungs- anlagen in MW
Kernenergie	--	--	--
Braunkohle	11,0	--	--
Steinkohle	--	--	--
Erdgas	69,2	47,5	--
Mineralölprodukte	12,4	4,3	--
Pumpspeicher	--	--	--
Lauf- und Speicherwasser	2,9	7,3	--
Windenergie (Offshore- Anlage)	--	--	--
Windenergie (Onshore- Anlage)	32,9	2.909,9	--
Biomasse	33,8	417,1	1,6
Klär- und Deponiegas	7,0	16,4	--
Grubengas	9,3	0,3	--
Solare Strahlungsenergie	12,3	1.796,9	1,9
Geothermie	--	0,6	--
Sonstiges	0,7	119,1	0,7
Energieträger noch nicht bestimmt	--	80,4	--
Mehrere Energieträger	--	--	--
Summe	191,6	5.399,9	4,1

Tabelle 17: In 2008 endgültig aufgegebene Erzeugungsanlagen in MW, beantragte Anschlussbegehren und abgelehnte Anschlussbegehren für Erzeugungsanlagen in MW im Verteilernetz

Offshore-Windparks

Im Berichtsjahr ist mit dem Bau der Netzanschlüsse bei zwei in der Nordsee gelegenen Offshore-Windparks (OWP) begonnen worden. In der Ostsee ist der Bau eines ersten OWP für 2009 geplant. Die Bundesnetzagentur hat die Realisierung der verschiedenen Projekte mit vielen intensiven Gesprächen begleitet. Um zukünftig die Anbindung von Offshore-Windparks zu erleichtern, hat die Bundesnetzagentur Konkretisierungen der Anbindungspflicht des § 17 Abs. 2a EnWG und des daraus resultierenden Rechtsverhältnisses formuliert. Das hieraus resultierende Positionspapier beruht im Wesentlichen auf Erkenntnissen aus dem am 06.03.2009 stattgefundenen Workshop der Bundesnetzagentur mit Offshore-Windpark-Betreibern und -Entwicklern.

2.3.1.3 Erzeugungskapazitäten; Investitionen und endgültige Aufgabe

Investitionen in Erzeugungskapazitäten

Im Monitoring 2009 befragte die Bundesnetzagentur Erzeuger, die über Kraftwerke mit einer Netto-Engpassleistung⁴⁶ von mindestens 5 MW verfügen bzw. Investitionen in solche Kraftwerke planen und / oder bereits durchführen.

Die Anzahl der Erzeuger, die sich am Monitoring 2009 beteiligt haben, ist von 164 auf 201 Unternehmen angestiegen. Die teilnehmenden Erzeuger können dem Bereich Allgemeine Versorgung und dem Bereich Industrielle Erzeugung zugerechnet werden. Der Zuwachs auf 201 Unternehmen basiert auf einer verbesserten Beteiligung im Bereich der Industriellen Erzeugung sowie bei kleineren Erzeugern der Allgemeinen Versorgung. Darüber hinaus haben sich weitere Unternehmen aus dem Bereich Erneuerbare Energien und ausländische Unternehmen erstmalig an der Abfrage beteiligt. 59 Unternehmen gaben an, Investitionen in insgesamt 116 Projekte geplant zu haben. Davon haben 62 Projekte eine Kapazität von mindestens 100 MW. Tatsächlich im Bau befinden sich gegenwärtig 46 Projekte.

Diese 201 Unternehmen haben in 2008 eine Netto-Elektrizitätsmenge von insgesamt 517,4 TWh erzeugt und hiervon 490,2 TWh in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist. Nach vorläufigen BDEW-Angaben lag die Netto-Elektrizitätserzeugung der Kraftwerke der Allgemeinen Versorgung in 2008 bei 488,7 TWh. Zusätzlich betrug die Netto-Elektrizitätserzeugung aus Anlagen der Industrie 45,7 TWh gemäß vorläufiger BDEW-Angaben. Bezieht man den Wert von 517,4 TWh gemäß der Monitoringerhebung 2009 auf die vorläufigen BDEW-Angaben von 534,4 TWh für Kraftwerke der Allgemeinen Versorgung sowie Industrielle Erzeugung, so errechnet sich ein erfasster Marktanteil im Monitoring 2009 von etwa 97 Prozent.

Die antwortenden Erzeuger verfügten am 31.12.2008 über eine gesamte Netto-Engpassleistung von 102,1 GW, die der Allgemeinen Versorgung zugeordnet werden kann, sowie über 4,9 GW industrielle Erzeugungskapazitäten. Diese Zahlen decken sich bei den Kraftwerkskapazitäten der Allgemeinen Versorgung ungefähr mit den vorläufigen Angaben des BDEW für 2008 (104,5 GW), im Bereich der Industriekraftwerke geht der BDEW hingegen für 2008 von 10,0 GW aus.

Die Entwicklung der Monitoringerhebungen 2005 bis 2008 nach Umfang und Ergebnissen zum Themenbereich Erzeugung im Vergleich zu Gesamtmarktdaten des BDEW wird in der folgenden Tabelle dargestellt.

⁴⁶ Netto-Leistung ist 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. Engpassleistung ist diejenige 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 (vgl. BDEW).

Gesamtwerte Kraftwerke der Allgemeinen Versorgung und Industrie gemäß BDEW	Berichtsjahr				
	2004	2005	2006	2007	2008
Netto-Erzeugungsmenge in TWh	543,5	543,8	551,8	539,4	534,4
Netto-Engpassleistung in GW	110,3	111,2	112	113,5	114,5
Zuwachs Netto-Engpassleistung in GW	--	0,9	0,8	1,5	1,0

Gesamtwerte gemäß Monitoringerhebung	Berichtsjahr			
	2005	2006	2007	2008
Anzahl teilnehmende Erzeuger	84	99	164	201
Netto-Erzeugungsmenge in TWh	475	489,5	513,5	517,4
Netto-Engpassleistung in GW	Wert nicht erhoben	95,7	101	107
Zuwachs Netto-Engpassleistung in GW	1,7	0,6	1,3	1,1

Gesamtwerte gemäß Monitoringerhebung	Monitoringerhebung			
	2006	2007	2008	2009
Geplante bzw. durchgeführte Investitionen in GW	23,2	27,3	39,7	46,6
Davon im Bau befindliche Projekte in GW	3,9	5,1	12,3	12,8
Geplante endgültige Aufgabe in GW	Wert nicht erhoben	Wert nicht valide	30,5	29,9

Tabelle 18: Entwicklungen im Erzeugungsbereich seit 2005 (Angaben des BDEW teilweise vorläufig)

Für den Zeitraum 2009 - 2012 wurden Investitionsvorhaben mit einer Kapazität von insgesamt 21,5 GW und für die Jahre 2013 - 2018 von insgesamt 25,2 GW gemeldet. Die Summe der gemeldeten Investitionsvorhaben in Erzeugungskapazitäten auf Basis aller Energieträger für den gesamten Zeitraum 2009 - 2018 beträgt damit 46,6 GW zum 01.04.2009. Hierbei ist eine Steigerung um rund 7 GW bzw. 17,5 Prozent gegenüber dem im Monitoring 2008 gemeldeten Gesamtwert der geplanten bzw. durchgeführten Investitionen von 39,7 GW festzustellen. Es erfolgte bei diesen Angaben keine Prüfung auf die Realisierungswahrscheinlichkeit der gemeldeten Investitionsvorhaben. Auf Erzeugungsanlagen mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens 100 MW entfallen 45,3 GW (97,2 Prozent) der insgesamt gemeldeten Projekte.

Der größte Anteil der geplanten bzw. derzeit durchgeführten Investitionen im Gesamtzeitraum 2009 - 2018 entfällt mit 17 GW auf den Energieträger Steinkohle. Dieser Wert ist um 3,2 GW niedriger als die in der letztjährigen Monitoringerhebung erfassten Investitionsvorhaben von 20,2 GW für den Energieträger Steinkohle. Weitere größere Anteile an den gesamten Investitionsvorhaben zum Berichtszeitpunkt 01.04.2009 weisen die Energieträger Erdgas (12,2 GW), Braunkohle (5,8 GW) sowie Offshore-Windenergieanlagen (4,2 GW) auf.

Dabei sind für Erdgas (plus 4,0 GW) und Offshore-Windenergieanlagen (plus 2,5 GW) die gemeldeten Investitionsvorhaben gegenüber Braunkohle (plus 0,3 GW) deutlicher angestiegen.

Voraussichtliche Aufnahme der Elektrizitätseinspeisung 2009 - 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
Kernenergie				
Braunkohle	2.818,0	2.818,0		
Steinkohle	7.961,8	6.129,0		1.818,6
Erdgas	6.098,3	2.563,6	868,0	1.843,1
Mineralölprodukte	26,0		26,0	
Pumpspeicher				
Lauf- und Speicherwasser ⁴⁷	175,2	131,5	38,0	
Windenergie (Offshore-Anlage)	3.372,0	460,0	1.266,0	1.646,0
Windenergie (Onshore-Anlage)	118,9	88,0	30,9	
Biomasse ⁴⁸	56,2	45,7	5,5	
Klär- und Deponiegas				
Grubengas				
Solare Strahlungsenergie				
Geothermie	7,5	7,5		
Sonstiges	350,3	332,8		
Energieträger noch nicht bestimmt				
Mehrere Energieträger	492,3	223,3	13,0	91,0
Summe aller Energieträger 2009 - 2012	21.476,5	12.799,4	2.247,4	5.398,7
Kraft-Wärme-Kopplung (von Summe aller Energieträger 2009 - 2012)	6.856,2	4.114,1	13,5	2.523,5

Tabelle 19: Geplante bzw. derzeit durchgeführte Investitionen in Erzeugungskapazitäten 2009 – 2012 (Netto-Engpassleistungen, Stand 01.04.2009)

⁴⁷ einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie.

⁴⁸ einschl. Biogas und dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie; ohne Klär- und Deponiegas.

Voraussichtliche Aufnahme der Elektrizitätseinspeisung 2013 - 2018				
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
Kernenergie				
Braunkohle	3.010,0			602,0
Steinkohle	9.069,0			6.739,0
Erdgas	6.065,0			3.045,0
Mineralölprodukte				
Pumpspeicher	1.400,0			1.400,0
Lauf- und Speicherwasser ¹				
Windenergie (Offshore-Anlage)	800,0		800,0	
Windenergie (Onshore-Anlage)				
Biomasse ²	40,0			
Klär- und Deponiegas				
Grubengas				
Solare Strahlungsenergie				
Geothermie				
Sonstiges	100,0			
Energieträger noch nicht bestimmt				
Mehrere Energieträger	4.672,0			2.972,0
Summe aller Energieträger 2013 - 2018	25.156,0	0,0	800,0	14.758,0
Kraft-Wärme-Kopplung (von Summe aller Energieträger 2013 - 2018)	7.903,0	0,0	0,0	6.163,0

Tabelle 20: Geplante bzw. derzeit durchgeführte Investitionen in Erzeugungskapazitäten 2013 – 2018 (Netto-Engpassleistungen, Stand 01.04.2009)

Der Gesamtwert von 4,2 GW für Investitionsvorhaben in Offshore-Windenergieanlagen basiert auf den Angaben von sieben Unternehmen für insgesamt zwölf Projekte. Demgegenüber beinhaltet die Liste nach der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV-Liste, Stand: 09.04.2009) insgesamt 39 Anschlussbegehren für Offshore-Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von knapp 16 GW. Ein Vergleich mit den Anschlussbegehren gemäß der KraftNAV-Liste weist auf die verhältnismäßig niedrige Marktabdeckung der Monitorin-

gerhebung in diesem Bereich hin. Es ist hierbei zu beachten, dass eine Reihe von Unternehmen, die Offshore-Windenergieanlagen planen, nicht am Monitoring 2009 der Bundesnetzagentur teilgenommen haben.

Der prozentuale Anteil der drei Energieträger (Steinkohle, Erdgas und Braunkohle) an den insgesamt geplanten bzw. derzeit durchgeführten Investitionen zum Berichtszeitpunkt 01.04.2009 sank im Vergleich zur Monitoringerhebung 2008 von rund 85 auf 75 Prozent. Diese Entwicklung kann u. a. auf den Zuwachs bei den gemeldeten Investitionsvorhaben in Offshore-Windenergieanlagen zurückgeführt werden.

	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

Tabelle 21: Geplante bzw. derzeit durchgeführte Investitionen in Erzeugungskapazitäten 2009 – 2018 (Netto-Engpassleistungen, Stand 01.04.2009)

Von den insgesamt (über alle Energieträger) geplanten Investitionen für den Zeitraum 2009 - 2012 befinden sich zum Berichtszeitpunkt 01.04.2009 bereits Kraftwerkskapazitäten von 12,8 GW im Bau. Dabei ist eine Steigerung um 0,5 GW gegenüber den im Bau befindlichen Projekten gemäß der Monitoringerhebung 2008 (12,3 GW) zu verzeichnen. Auf die drei Energieträger Steinkohle, Braunkohle und Erdgas entfallen 11,5 GW (89,9 Prozent), wobei der größte Anteil von den im Bau befindlichen Projekten auf Steinkohle (6,1 GW) basiert. Bemerkenswert ist die Tatsache, dass keine der geplanten Investitionen für den Zeitraum 2013 - 2018 sich derzeit im Bau befinden, so die Rückmeldungen zum Monitoring 2009.

Nach der Dominanzmethode⁴⁹ verfügen die vier großen vertikal integrierten Versorgungsunternehmen (E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall) über einen Anteil von insgesamt 9,5 GW (74,1 Prozent) an den bereits im Bau befindlichen Kraftwerksprojekten. Dieser Wert liegt unterhalb des Anteils von 83,3 Prozent (89,1 GW), den diese vier Unternehmen gemäß der Dominanzmethode zum 31.12.2008 an den insgesamt im Zuge des Monitoring gemeldeten Erzeugungskapazitäten von 107 GW aufweisen.

⁴⁹ 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.

Neben den im Bau befindlichen Projekten (12,8 GW) gibt es von den insgesamt geplanten Investitionsvorhaben (46,6 GW) weitere behördlich genehmigte Projekte⁵⁰ in der Größenordnung von drei GW. Von den bereits behördlich genehmigten Projekten für den Zeitraum 2009 – 2012 (2.247 MW) sind jedoch Investitionen im Wert von 1.796 MW unternehmensintern noch nicht genehmigt. Ebenso ist das Genehmigungsverfahren für Investitionen von 800 MW (zwei Projekte) im Zeitraum 2013 – 2018 bereits abgeschlossen, dennoch sind hiervon 400 MW (ein Projekt) unternehmensintern noch nicht genehmigt.

Darüber hinaus sind Projekte mit einem Gesamtwert von 20,2 GW gegenwärtig im behördlichen Genehmigungsverfahren. Für weitere Kraftwerksprojekte mit einer gesamten Netto-Engpassleistung von 10,6 GW wurde bisher noch kein behördliches Genehmigungsverfahren eingeleitet.

Von den für den Zeitraum 2009 – 2012 insgesamt geplanten bzw. derzeit durchgeführten Investitionen (21,5 GW) ist Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bei Kraftwerken mit einer Gesamtleistung von 6,9 GW vorgesehen. Davon befinden sich Kraftwerkskapazitäten in Höhe von 4,1 GW bereits im Bau. Bei den geplanten bzw. derzeit durchgeführten Investitionen (25,2 GW) im Zeitraum 2013 - 2018 ist KWK für Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 7,9 GW vorgesehen.

Eine Auswertung der räumlichen Lage der gemeldeten Investitionsvorhaben von 46,6 GW für den Zeitraum 2009 – 2018 nach Bundesländern zeigt auf, dass sich der weitaus größte Anteil der Projekte mit 29,3 Prozent (13,7 GW) in Nordrhein-Westfalen befindet. Ein weiterer bedeutender Anteil der geplanten bzw. derzeit durchgeführten Investitionen in Erzeugungskapazitäten liegt in Niedersachsen mit 16,2 Prozent (7,5 GW). Darüber hinaus übersteigen in Baden-Württemberg (8,3 Prozent bzw. 3,9 GW) und Mecklenburg-Vorpommern (7,2 Prozent bzw. 3,4 GW) die summierten Investitionsvorhaben jeweils drei GW.

⁵⁰ 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 SeeAnlV (Seeanlagenverordnung) durch das BSH (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie).

Investitionsvorhaben Erzeugungskapazitäten in GW

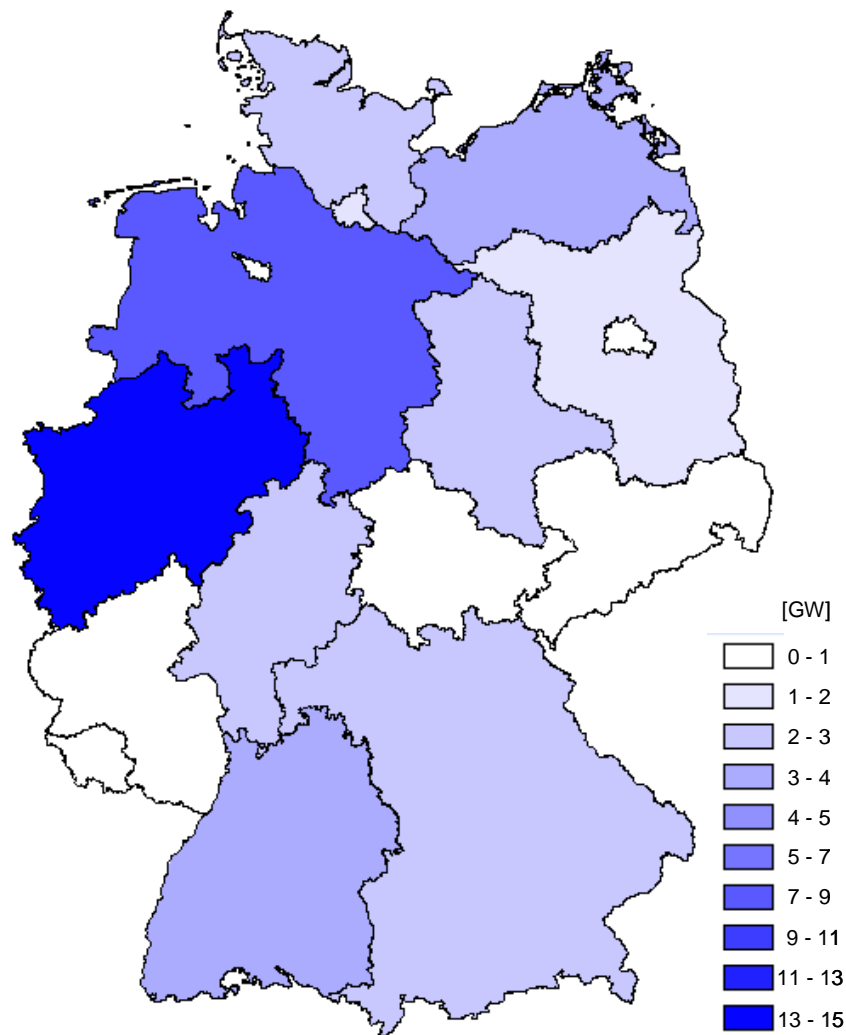


Abbildung 29: Geplante bzw. derzeit durchgeführte Investitionen in Erzeugungskapazitäten 2009 – 2018 (Netto-Engpassleistungen, Stand 01.04.2009)

Eine Gegenüberstellung der erfassten Investitionsvorhaben mit den Bestandsanlagen (mindestens 100 MW) gemäß Kraftwerksanschlussregister weist auf die zunehmende Bedeutung der nördlichen Bundesländer als Erzeugungsstandorte hin. So liegt der prozentuale Anteil der Investitionsvorhaben an den bundesweit geplanten bzw. derzeit durchgeführten Investitionen in Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern deutlich höher als der prozentuale Anteil dieser beiden Bundesländer an den Bestandsanlagen. Demgegenüber ist der prozentuale Anteil der geplanten bzw. derzeit durchgeführten Investitionen in Bayern, Baden-Württemberg und Sachsen bezogen auf die insgesamt erfassten Investitionsvorhaben deutlich niedriger als der prozentuale Anteil dieser Bundesländer an den bundesweit installierten Bestandsanlagen mit mindestens 100 MW. Allerdings liegt die derzeit installierte Kapazität in den südlichen Bundesländern über den Werten für die Bestandsanlagen in den nördlichen Bundesländern. Zudem wurde bei dieser Betrachtung der geplante Rückbau von Erzeugungskapazitäten sowie die Realisierungswahrscheinlichkeit der Investitionsvorhaben nicht berücksichtigt.

Bestandsanlagen (mindestens 100 MW) gemäß Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV in GW

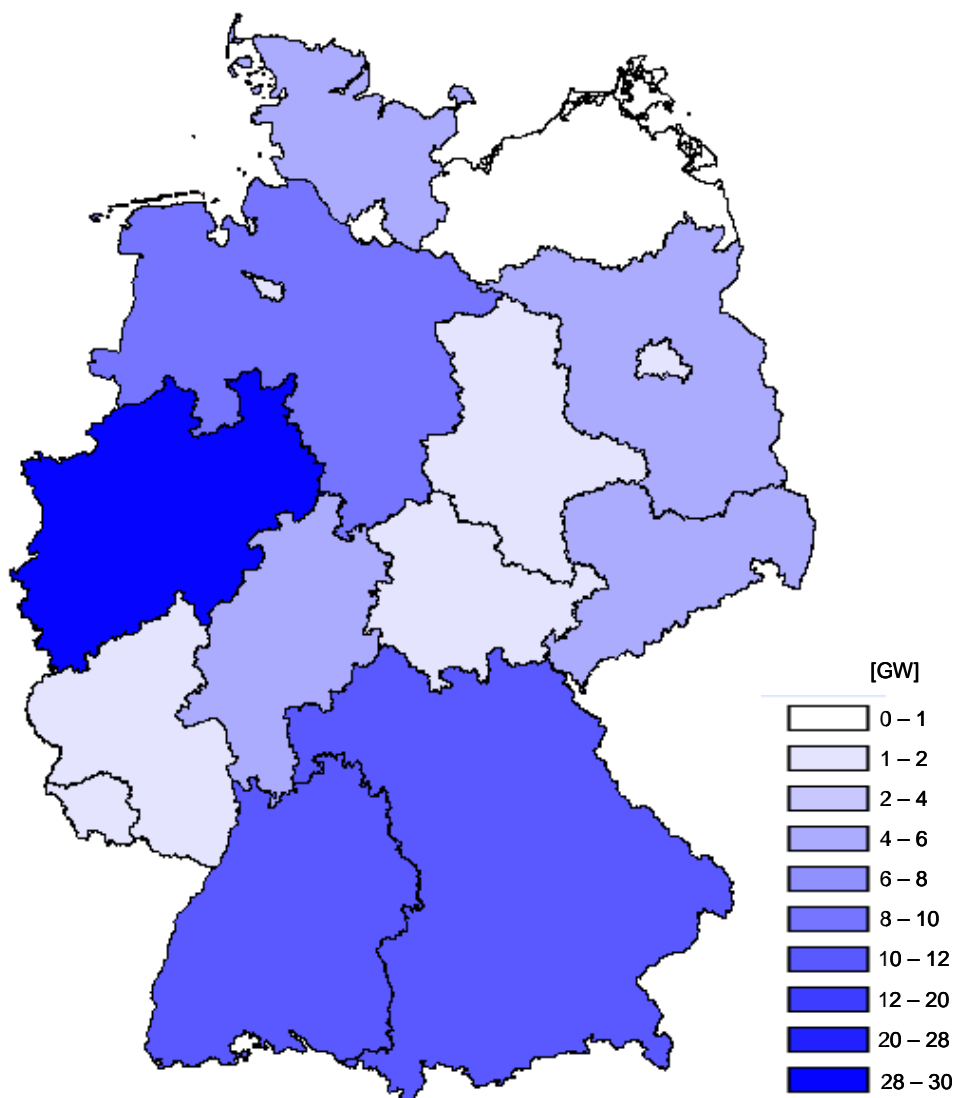


Abbildung 30: Bestandsanlagen (mindestens 100 MW) gemäß Kraftwerksanschlussregister (Stand 09.04.2009) der Netzbetreiber nach § 9 KraftNAV in GW

Endgültige Aufgabe von Erzeugungskapazitäten

Neben den geplanten bzw. derzeit durchgeführten Investitionen wurden die Erzeuger befragt, ob die endgültige Aufgabe von Erzeugungskapazitäten (inkl. teilweiser Anlagenstilllegungen) geplant ist. Dabei wurden im Zuge des Monitoring 2009 Angaben von 22 Unternehmen vorgenommen, während im Monitoring 2008 nur von elf Unternehmen geplante Außerdienststellungen benannt worden sind.

Für den Gesamtzeitraum 2009 bis 2022 liegt der Wert für die geplante endgültige Aufgabe von Erzeugungskapazitäten (einschließlich Kernenergie) nach den Monitoringdaten bei einer Netto-Engpassleistung von insgesamt 29,9 GW (Stand 01.04.2009). Die von den Unternehmen gemeldeten Daten zu den geplanten Außerdienststellungen beinhalten Schätzwerte und sind daher nur als Anhaltswerte anzusehen. Im Vergleich dazu wurden im Monitoring 2008

geplante Außerdienststellungen für den Zeitraum 2009 - 2020 von insgesamt 30,5 GW gemeldet.

	Geplante endgültige Aufgabe gemäß Monitoring 2009			
	2009 - 2012 in MW	2013 - 2018 in MW	2019 - 2022 in MW	2009 - 2022 in MW
Summe aller Energieträger	10.223	10.803	8.848	29.874

	Geplante endgültige Aufgabe gemäß Monitoring 2008		
	2009 - 2012 in MW	2013 - 2020 in MW	2009 - 2020 in MW
Summe aller Energieträger	10.867	19.638	30.505

Tabelle 22: Geplante endgültige Aufgabe von Erzeugungskapazitäten 2009 – 2022
(Netto-Engpassleistungen, Stand 01.04.2009)

Im Zeitraum 2009 - 2012 ist die endgültige Aufgabe von Erzeugungskapazitäten mit einer Leistung von 10,2 GW geplant. Dieser Wert liegt etwas unterhalb des erhobenen Vorjahreswertes von 10,9 GW für die geplanten Außerdienststellungen bis 2012.

Derzeit übersteigen die im Bau befindlichen Projekte (12,8 GW) die Planungen für die endgültige Aufgabe von Erzeugungskapazitäten bis 2012 um 2,6 GW.

Den größten Anteil an den bis 2022 geplanten Außerdienststellungen gemäß des Monitoring 2009 weist die Kernenergie mit 20,5 GW bzw. 68,5 Prozent auf. Die zu erwartenden Stilllegungen weiterer Kraftwerkskapazitäten (außer Kernenergie) belaufen sich auf 9,4 GW für den Zeitraum 2009 - 2022. Demgegenüber wurde im Monitoring 2008 noch ein Wert von 11,5 GW für die geplanten Stilllegungen weiterer Kraftwerkskapazitäten (außer Kernenergie) im Zeitraum 2009 – 2020 ausgewiesen.

Eingesetzter Energieträger	Geplante endgültige Aufgabe			
	2009 - 2012 in MW	2013 - 2018 in MW	2019 - 2022 in MW	2009 - 2022 in MW
Kernenergie	5.836,0	9.185,0	5.444,0	20.465,0
Braunkohle	2.018,0		3.240,0	5.258,0
Steinkohle	1.332,0	1.137,5		2.469,5
Erdgas	410,0	480,4		890,4
Mineralölprodukte	157,2			157,2
Pumpspeicher				
Lauf- und Speicherwasser ⁵¹	25,0			25,0
Windenergie (Offshore-Anlage)				
Windenergie (Onshore-Anlage)				
Biomasse ⁵²	18,6			18,6
Klär- und Deponiegas				
Grubengas				
Solare Strahlungsenergie				
Geothermie				
Sonstiges	293,0			293,0
Energieträger noch nicht bestimmt				
Mehrere Energieträger	133,0		164,0	297,0
Summe aller Energieträger	10.222,8	10.802,9	8.848,0	29.873,7
Kraft-Wärme-Kopplung (von Summe aller Energieträger)	1.322,6	732,4	164,0	2219,0

Tabelle 23: Geplante endgültige Aufgabe von Erzeugungskapazitäten 2009 - 2022
(Netto-Engpassleistungen, Stand 01.04.2009)

Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in 2008

Darüber hinaus wurden die Erzeuger nach den fertig gestellten und an das Netz gegangenen sowie endgültig aufgegebenen Erzeugungskapazitäten im Jahr 2008 befragt. Dies betraf Kraftwerke mit einer Netto-Engpassleistung von jeweils mindestens fünf MW inkl. teilweiser Anlagenerweiterungen / Außerdienststellungen.

Nach Angaben der Erzeuger wurden insgesamt (über alle Energieträger) Erzeugungskapazitäten von 1,2 GW in 2008 an das Netz angeschlossen, die die Elektrizitätseinspeisung aufgenommen haben. Von diesen Kraftwerkskapazitäten entfielen 0,9 GW bzw. 80 Prozent auf den Energieträger Erdgas.

⁵¹ einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie.

⁵² einschl. Biogas und dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie; ohne Klär- und Deponiegas.

Eingesetzter Energieträger	Erzeugungskapazitäten in 2008	
	fertiggestellt und an das Netz gegangen (Aufnahme der Elektrizitätseinspeisung) in MW	endgültig aufgegeben in MW
Kernenergie	6,0	--
Braunkohle	--	--
Steinkohle	10,0	--
Erdgas	935,0	--
Mineralölprodukte	60,0	--
Pumpspeicher	--	--
Lauf- und Speicherwasser ¹	--	--
Windenergie (Offshore-Anlage)	--	--
Windenergie (Onshore-Anlage)	33,0	--
Biomasse ²	5,0	--
Klär- und Deponiegas	--	--
Grubengas	--	--
Solare Strahlungsenergie	10,8	--
Geothermie	--	--
Sonstiges	--	--
Energieträger noch nicht bestimmt	--	--
Mehrere Energieträger	108,6	79,0
Summe aller Energieträger	1.168,4	79,0
Kraft-Wärme-Kopplung (von Summe aller Energieträger)	121,1	79,0

Tabelle 24: Fertiggestellte und endgültig aufgegebene Erzeugungskapazitäten in 2008 (Netto-Engpassleistungen, Stand 01.04.2009)

Da in 2008 Erzeugungskapazitäten von lediglich 0,08 GW dauerhaft stillgelegt wurden, ergibt sich insgesamt ein Zuwachs an Kraftwerksleistung in der Größenordnung von 1,1 GW. Damit ist in 2008 wie auch in den Jahren 2005 (+ 1,7 GW), 2006 (+ 0,6 GW) und 2007 (+ 1,3 GW) gemäß der Monitoringenerhebungen ein Leistungszuwachs bei Kraftwerken mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens fünf MW festzuhalten.

Für den Zeitraum 2005 bis 2008 errechnet sich hieraus ein Kapazitätswachstum von 4,7 GW. Dieser Wert ist mit dem Zuwachs von 4,2 GW vergleichbar, den der BDEW für Kraftwerke der Allgemeinen Versorgung und Industrie von 2005 bis 2008 ermittelt hat (s. Tabelle 18).

2.3.2 Beschreibung des Großhandelsbereiches

2.3.2.1 Struktur des Großhandelsbereiches

Dem Großhandelsbereich sind sämtliche Unternehmen zuzurechnen, die mit Elektrizität handeln, Elektrizität verkaufen oder nicht zum eigenen Verbrauch kaufen. Zu diesen Unternehmen zählen regionale Energieversorgungsunternehmen und Stadtwerke sowie die vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen, die sich über konzernerneigene Stadtwerke und Regionalversorger sowie über spezialisierte Tochtergesellschaften am Handel beteiligen.

Die Ausführungen zu Beginn des Kapitels 2.3.1.1 hinsichtlich der Netto-Engpasseleistung und der Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge verdeutlichen die nach wie vor gegebene Dominanz der vier vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen auf der Angebotsseite von Strom, wenn dieser erstmalig für den weiteren Absatz in Deutschland angeboten wird⁵³. Das Bundeskartellamt geht auf Grund der dominierenden Marktstellung weiterhin davon aus, dass mindestens E.ON und RWE als kollektiv marktbeherrschend auf dem Markt für den erstmaligen Absatz von Elektrizität anzusehen sind. Dies haben sowohl das OLG Düsseldorf⁵⁴ als auch der Bundesgerichtshof⁵⁵ in dem Beschwerdeverfahren gegen die Unter-sagungsverfügung des Zusammenschlussvorhabens E.ON/Stadtwerke Eschwege bestätigt.

European Energy Exchange AG (EEX)

Vom gesamten Elektrizitäts-Handelsvolumen am Spotmarkt der EEX entfallen 145,94 TWh (94,5 Prozent) auf das Volumen am Day-Ahead Spotmarkt für das Marktgebiet Deutschland/Österreich. Wie schon in 2007 ist dieses Handelsvolumen im Berichtsjahr 2008 angestiegen. Das Volumen für das Marktgebiet Deutschland/Österreich wurde nahezu ausschließlich in der Stundenauktion (145,60 TWh) gehandelt, auf den kontinuierlichen Handel entfielen lediglich 0,34 TWh.

Elektrizitäts-Handelsvolumen EEX	2007 in TWh	2008 in TWh	Verän- derung in TWh	Verän- derung in Prozent
Spotmarkt Day-Ahead für das Marktgebiet Deutschland/Österreich	117,93	145,94	+ 28,01	+ 23,75
Spotmarkt Day-Ahead für das Marktgebiet Schweiz	4,33	6,16	+ 1,83	+ 42,26
Intra-Day-Spotmarkt inkl. OTC-Clearing	1,40	2,29	+ 0,89	+ 63,57
Terminmarkt ohne OTC-Clearing ⁵⁶	188,68	278,21	+ 89,53	+ 47,45
Terminmarkt OTC-Clearing ⁵⁷	960,60	886,59	- 74,01	- 7,70

Tabelle 25: Elektrizitäts-Handelsvolumen an der EEX

Das Elektrizitäts-Handelsvolumen am Terminmarkt der EEX ohne OTC-Clearing ist im Berichtsjahr 2008 gegenüber dem Jahr 2007 deutlich angestiegen, lag mit 278,21 TWh jedoch noch unter dem Wert von 386,77 TWh in 2006. Das Volumen am EEX-Terminmarkt ohne OTC-Clearing ist in 2008 ausschließlich auf den Handel mit Phelix Futures zurückzuführen.

⁵³ Vgl. Bericht 2008 zum deutschen Elektrizitäts- und Gasmarkt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen an die Europäische Kommission gemäß § 63 Abs. 5 EnWG, S. 78 (Kapitel 2.2.2.1).

⁵⁴ Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 06.06.2007, Aktenzeichen: VI-2 Kart 7/04 (V).

⁵⁵ Vgl. Bundesgerichtshof, Beschluss vom 11.11.2008, Aktenzeichen: KVR 60/07.

⁵⁶ Nur Phelix Futures, German Power Futures und Optionen auf Phelix Futures; ohne French Power Futures, Emission Futures, Coal Futures.

⁵⁷ Dito.

Mit 837,93 TWh basierte auch der Großteil des Volumens des OTC-Clearings an der EEX auf dem Handel mit Phelix Futures. Weitere 48,42 TWh umfasste in 2008 der Handel mit Optionen auf Phelix Futures, während das Handelsvolumen von German Power Futures im OTC-Clearing nur 0,23 TWh betrug.

Die Umsatzanteile der fünf umsatzstärksten Elektrizitäts-Handelsteilnehmer am Spotmarkt der EEX bzw. Terminmarkt der EEX ohne OTC-Clearing wiesen im Berichtsjahr 2008 mit 53,5 Prozent⁵⁸ bzw. 49 Prozent⁵⁹ eine vergleichbare Größenordnung auf. Dabei wird unter Umsatz die Summe aus Gesamtkaufvolumen und Gesamtverkaufvolumen in MWh verstanden. Demgegenüber lag der Umsatzanteil der fünf umsatzstärksten Teilnehmer am Terminmarkt der EEX inklusive OTC-Clearing mit 34,32 Prozent⁶⁰ auf einem niedrigeren Niveau.

Umsatzanteil der fünf umsatzstärksten Elektrizitäts-Handelsteilnehmer in Summe	2008 in Prozent
Spotmarkt der EEX (Stundenauktion für das Marktgebiet Deutschland/Österreich)	53,51
Terminmarkt der EEX (ohne OTC-Clearing) auf Basis der abgeschlossenen Geschäfte über alle Phelix-Futures-Kontrakte	49,03
Terminmarkt der EEX (inkl. OTC-Clearing) auf Basis der abgeschlossenen Geschäfte über alle Phelix-Futures-Kontrakte	34,32
Umsatzanteil der Market Maker in Summe	
Elektrizitäts-Terminmarkt der EEX (ohne OTC-Clearing) auf Basis der abgeschlossenen Geschäfte über alle Phelix-Futures-Kontrakte	34,74

Tabelle 26: Umsatz der Elektrizitäts-Handelsteilnehmer an der EEX

Im Berichtsjahr 2008 waren sechs Unternehmen (actogas GmbH, E.ON Energy Trading SE, Electrabel S.A., RWE Supply & Trading GmbH, The Royal Bank of Scotland plc. und Vattenfall Trading Services GmbH) als Market Maker für EEX Power Derivatives registriert. Diese sechs Unternehmen sind auch zum Zeitpunkt der Berichterstellung Market Maker für EEX Power Derivatives.⁶¹ Market Maker fördern einen kontinuierlichen Handel und verbessern die Liquidität im jeweiligen Markt, indem sie verbindliche An- und Verkaufskurse veröffentlichen. Market Maker dürfen die von ihnen gestellten Kurse (Quotes) bei fortlaufender Notierung jederzeit ändern. Auf Verlangen eines zugelassenen Marktteilnehmers ist der Market Maker verpflichtet, zu seinen veröffentlichten Kursen zu kaufen bzw. zu verkaufen.⁶² Der Umsatzanteil der vorgenannten sechs Market Maker am Elektrizitäts-Terminmarkt der EEX (ohne OTC-Clearing) betrug 34,7 Prozent⁶³ im Berichtsjahr 2008.

Von dem gesamten Elektrizitäts-Handelsvolumen im Berichtsjahr 2008 am Day-Ahead Spotmarkt der EEX für das Marktgebiet Deutschland/Österreich basierten 111,89 TWh der Käufe (76,7 Prozent) und 122,85 TWh der Verkäufe (84,2 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 physisch erfüllt werden

⁵⁸ Umsatzanteil in der Stundenauktion für das Marktgebiet Deutschland/Österreich.

⁵⁹ Umsatzanteil auf Basis der abgeschlossenen Geschäfte über alle Phelix-Futures-Kontrakte (ohne Optionen auf Phelix Futures).

⁶⁰ Dito.

⁶¹ Siehe www.eex.com/de (EEX/Teilnehmerliste).

⁶² Siehe www.eex.com/de (Transparenz/Börseneigene Daten/Market Making/FAQ).

⁶³ Umsatzanteil auf Basis der abgeschlossenen Geschäfte über alle Phelix-Futures-Kontrakte (ohne Optionen auf Phelix Futures).

können. So beruhte ein Teil der preisunabhängigen Käufe (34,38 TWh) bzw. der preisunabhängigen Verkäufe (52,83 TWh) am Spotmarkt der EEX auf der physischen Erfüllung von Phelix Futures aus dem Handel sowie dem OTC-Clearing an der EEX.

Elektrizitäts-Handelsvolumen EEX Spotmarkt Day-Ahead für das Marktgebiet Deutschland/Österreich	2008 in TWh
Gesamtvolumen	145,94
Preisunabhängige Käufe (Teilmenge des Gesamtvolumens)	111,89
davon physisch erfüllte Phelix Futures durch preisunabhängige Käufe	34,38
Preisunabhängige Verkäufe (Teilmenge des Gesamtvolumens)	122,85
davon physisch erfüllte Phelix Futures durch preisunabhängige Verkäufe	52,83

Tabelle 27: Volumen preisunabhängiger Gebote am Spotmarkt Day-Ahead der EEX für das Marktgebiet Deutschland/Österreich

Die gesamte Anzahl der Handelsteilnehmer sowie der aktiven Handelsteilnehmer ist sowohl am Spotmarkt als auch am Terminmarkt der EEX angestiegen. Dabei sind die größeren Zuwächse am Terminmarkt festzustellen. Die Gesamtzahl erhöhte sich von 192 Elektrizitäts-Handelsteilnehmern am 14.04.2008 auf 203 Handelsteilnehmer zum 01.04.2009.

Anzahl Handelsteilnehmer EEX Elektrizität	April 2008	April 2009	Veränderung absolut	Veränderung prozentual
Gesamt	192	203	11	5,73
Spotmarkt	148	156	8	5,41
Terminmarkt	105	128	23	21,90
Durchschnittliche Anzahl aktiver Handelsteilnehmer¹ je Handelstag	2007	2008	Veränderung absolut	Veränderung prozentual
Elektrizitäts-Spotmarkt der EEX für das Marktgebiet Deutschland/Österreich	116	121	5	4,31
Elektrizitäts-Terminmarkt der EEX (inkl. OTC) ²	36	48	12	33,33

Tabelle 28: Elektrizitäts-Handelsteilnehmer an der EEX

Eine Kategorisierung der zum 01.04.2009 insgesamt 203 zugelassenen Elektrizitäts-Handelsteilnehmer an der EEX zeigt, dass Energieversorgungsunternehmen i.S.v. § 3 Nr. 18 EnWG bzw. Großhändler i.S.v. § 3 Nr. 21 EnWG mit 154 Handelsteilnehmern (76 Prozent) die weitaus größte Händlergruppe bilden.

Banken (Kreditinstitute i.S.v. § 1 Abs. 1 KWG) und Finanzdienstleistungsinstitute i.S.v. § 1 Abs. 1a KWG stellen mit 25 Handelsteilnehmern (12 Prozent) die zweitgrößte Handelsteilnehmergruppe dar.

Kategorisierung Handelsteilnehmer Elektrizität	Anzahl Handelsteilnehmer Elektrizität		
	Spotmarkt	Terminmarkt	Gesamt
Energieversorgungsunternehmen i.S.v. § 3 Nr. 18 EnWG und Großhändler i.S.v. § 3 Nr. 21 EnWG	127	94	154
Banken (Kreditinstitute i.S.v. § 1 Abs. 1 KWG) und Finanzdienstleistungsinstitute i.S.v. § 1 Abs. 1a KWG	11	22	25
Letztverbraucher i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG und Handelsgesellschaften von Letztverbrauchern	13	4	13
Weitere Handelsteilnehmer, die nicht den drei vorgenannten Kategorien zugeordnet werden können	5	8	11
Gesamt	156	128	203

Tabelle 29: Kategorisierung der Elektrizitäts-Handelsteilnehmer an der EEX (Stand: 01.04.2009)⁶⁴

Bei Energieversorgungsunternehmen und Letztverbrauchern übersteigt die Anzahl der Handelsteilnehmer am Elektrizitäts-Spotmarkt, der eine physische Erfüllung der gehandelten Produkte vorsieht, die Zahl der jeweiligen Handelsteilnehmer am Terminmarkt. Demgegenüber ist die Zahl der Banken am überwiegend von finanziellen Geschäften geprägten Elektrizitäts-Terminmarkt der EEX mit 22 Handelsteilnehmern doppelt so hoch wie am Spotmarkt (11 Handelsteilnehmer).

Von den 203 Elektrizitäts-Handelsteilnehmern an der EEX handelt es sich bei 125 Teilnehmern (62 Prozent) um nicht nationale Handelsteilnehmer mit einem Unternehmenshauptsitz außerhalb Deutschlands. Dabei sind 90 nicht nationale Handelsteilnehmer am Spotmarkt und 80 nicht nationale Handelsteilnehmer am Terminmarkt der EEX zugelassen.

Eine weitergehende Analyse der aktiven Handelsteilnehmer am Elektrizitäts-Spotmarkt der EEX für das Marktgebiet Deutschland/Österreich im Berichtsjahr 2008 zeigt auf, dass die Zahl der aktiven Käufer bzw. Netto-Käufer über den jeweiligen Werten für die aktiven Verkäufer bzw. Netto-Verkäufer lagen.

⁶⁴ 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.

Durchschnittliche Anzahl aktiver Handelsteilnehmer am Elektrizitäts-Spotmarkt der EEX für das Marktgebiet Deutschland/Österreich je Handelstag	2008
Aktive Handelsteilnehmer (Teilnehmer, deren Gebote in der Stundenauktion ausgeführt worden sind)	121
Aktive Verkäufer (Teilnehmer, die in der Stundenauktion in mind. einer Stunde verkauft haben)	87
Aktive Käufer (Teilnehmer, die in der Stundenauktion in mind. einer Stunde gekauft haben)	99
Netto-Verkäufer (Teilnehmer, die in der Stundenauktion im Saldo über alle 24 Stunden mehr verkauft als gekauft haben)	53
Netto-Käufer (Teilnehmer, die in der Stundenauktion im Saldo über alle 24 Stunden mehr gekauft als verkauft haben)	68

Tabelle 30: Aktive Handelsteilnehmer am Elektrizitäts-Spotmarkt der EEX für das Marktgebiet Deutschland/Österreich

Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG (EXAA)

Das Handelsvolumen am Day-Ahead Spotmarkt der österreichischen Strombörse EXAA für die Lieferzone Österreich und Deutschland ist im Berichtsjahr 2008 um knapp zehn Prozent auf rund 2,5 TWh angestiegen. Dabei erhöhte sich auch die Zahl der Handelsteilnehmer im Vergleich zum 01.04.2008 um sechs Unternehmen auf 42 Teilnehmer am 01.04.2009.

Elektrizitäts-Handelsvolumen EXAA	2007	2008	Veränderung in TWh	Veränderung in Prozent
Spotmarkt Day-Ahead für die Lieferzone Österreich und Deutschland	2,27	2,49	+ 0,22	+ 9,69

Tabelle 31: Elektrizitäts-Handelsvolumen an der EXAA

Anzahl Handelsteilnehmer am Elektrizitäts-Spotmarkt der EXAA	April 2008	April 2009	Verände- rung absolut	Verände- rung prozentual
Lieferzone Österreich und Deutschland	42	48	+ 6	+ 14,29
Handelskonten in den beiden deutschen Regelzonen	21	27	+ 6	+ 28,57
Durchschnittliche Anzahl aktiver Handelsteilnehmer¹ am Elektrizitäts-Spotmarkt der EXAA je Handelstag				
	2007	2008		
Lieferzone Österreich und Deutschland	26	26,78		
Ausführung der Gebote in den beiden deutschen Lieferzonen	9	9,05		

Tabelle 32: Elektrizitäts-Handelsteilnehmer an der EXAA

Der Umsatzanteil der drei umsatzstärksten Teilnehmer (Kauf- und Verkaufsseite) in Summe am Elektrizitäts-Spotmarkt der EXAA für die Lieferzone Österreich und Deutschland betrug 25,52 Prozent im Berichtsjahr 2008. Dabei wird unter Umsatz die Summe aus dem Gesamtkaufvolumen und Gesamtverkaufvolumen in MWh verstanden. Für die fünf umsatzstärksten Teilnehmer belief sich der Umsatzanteil auf 39,04 Prozent.

Vergleich Handelsvolumen Spotmarkt EEX und EXAA mit Gesamtelektrizitätsverbrauch

Das Spotmarktvolumen an der EEX und der EXAA für Österreich und Deutschland betrug im Berichtsjahr 2008 insgesamt 150,72 TWh. Dies entspricht einer Steigerung um 26,19 TWh bzw. 21 Prozent gegenüber dem Jahr 2007. Der Gesamtelektrizitätsverbrauch in Deutschland und Österreich erhöhte sich demgegenüber in 2008 um eine TWh auf ca. 636 TWh. Damit stieg der Anteil des Spotmarkthandelsvolumens der EEX und EXAA am Gesamtelektrizitätsverbrauch von ca. 19,6 Prozent in 2007 auf ca. 23,7 Prozent im Berichtsjahr 2008.

Elektrizitäts-Handelsvolumen	2007 in TWh	2008 in TWh
Elektrizitäts-Handelsvolumen EEX Spotmarkt Day-Ahead für das Marktgebiet Deutschland/Österreich	117,93	145,94
Elektrizitäts-Handelsvolumen EEX Spotmarkt Intraday für Deutschland	4,33	2,29
Elektrizitäts-Handelsvolumen EXAA Spotmarkt Day-Ahead für die Lieferzone Österreich und Deutschland	2,27	2,49
Summe	124,53	150,72
Gesamtelektrizitätsverbrauch⁶⁵		
Deutschland ⁶⁶	569	569
Österreich ⁶⁷	66	67
Summe	635	636
Anteil Spotmarkt EEX und EXAA	19,6%	23,7%

Tabelle 33: Vergleich Handelsvolumen Spotmarkt EEX und EXAA mit Gesamtelektrizitätsverbrauch in Deutschland und Österreich

Außerbörslicher Großhandel (OTC)

Im Zuge des Monitoring 2009 wurden die Großhändler und Lieferanten gebeten, das inländische Elektrizitäts-Großhandelsvolumen (d.h. mit Lieferort Deutschland) auf dem außerbörslichen (OTC)-Terminmarkt mit Erfüllung in 2008 bzw. 2009 anzugeben. OTC-Clearing an der EEX (ECC) sowie Lieferungen an Letztverbraucher waren dabei nicht zu berücksichtigen.

Von den 745 Großhändlern und Lieferanten von Elektrizität, die am Monitoring 2009 teilgenommen haben, wurden die Angaben von insgesamt 413 Unternehmen zu Terminmarktgeschäften mit physischer Erfüllung ausgewertet.⁶⁸ Die physische Erfüllung beinhaltet (im Gegensatz zur finanziellen Erfüllung) die tatsächliche Lieferung von Elektrizität. Lieferverträge mit physischer Erfüllung an Lieferanten waren bei der Beantwortung als außerbörslicher (OTC)-Handel zu verstehen und sowohl vom Käufer als auch vom Verkäufer anzugeben.

Die Angaben in der nachstehenden Tabelle basieren auf den Angaben der 413 Unternehmen, die für das Erfüllungsjahr 2008 und 2009 Angaben vorgenommen haben. Die gegenüber der Gesamtzahl der teilnehmenden Großhändler und Lieferanten (745) verhältnismäßig niedrige Anzahl auswertbarer Antworten verdeutlicht die geringe Marktabdeckung dieser Auswertung. Dies wird auch noch einmal dadurch verdeutlicht, dass von den 130 an der EEX für das OTC-Clearing von EEX Power Derivatives zum Zeitpunkt der Be-

⁶⁵ Netto-Elektrizitätsverbrauch aus dem Netz der Allgemeinen Versorgung und Verbrauch der Industrie aus Eigenanlagen sowie Verbrauch sonstiger Eigenerzeuger aus Eigenanlagen, zzgl. Netzverluste, ohne Pumparbeit und ohne Eigenverbrauch der Kraftwerke.

⁶⁶ Vorläufige Angaben des BDEW.

⁶⁷ Quelle: Energie-Control GmbH, für 2008 vorläufige Abschätzung.

⁶⁸ Die übrigen 332 Unternehmen wurden aufgrund fehlender bzw. unplausibler Angaben bei der Auswertung nicht berücksichtigt. Aufgrund mangelnder Datenplausibilität wurden die Angaben zur finanziellen Erfüllung (Geschäfte, die durch Barausgleich abgewickelt werden oder abgewickelt werden können) nicht ausgewertet.

richterstellung zugelassenen Handelsteilnehmern⁶⁹ nur auswertbare Angaben von rund 25 Unternehmen vorlagen. Das tatsächliche OTC-Handelsvolumen muss daher um ein Mehrfaches höher liegen und die vorliegenden Daten können somit nur eine Tendenz über die Verteilung der Handelsvolumina abbilden, nicht jedoch eine Übersicht über das gesamte Marktvolumen geben. Dies zeigen auch Vergleiche mit anderen Erhebungen zum gesamten OTC-Handelsvolumen in Deutschland.

Die teilnehmenden Unternehmen haben für das Lieferjahr 2008 (physische Erfüllung) im Terminmarkt 1.233 TWh beschafft bzw. 1.323 TWh verkauft. Für Lieferungen in 2009 lag das Kauf- und Verkaufsvolumen der teilnehmenden Unternehmen mit 1.314 TWh bzw. mit 1.356 TWh bereits ohne Berücksichtigung der unterjährigen Vertragsabschlüsse über den entsprechenden Werten für das Lieferjahr 2008. Für das Erfüllungsjahr 2008 (d. h. Geschäfte mit physischer Lieferung in 2008) wurde der wesentliche Teil der Kauf- sowie Verkaufsgeschäfte mit Terminkontrakten (über 80 Prozent) in den Vorjahren getätigt. Die Zahlen für 2009 verdeutlichen, dass ein Großteil des langfristigen Terminhandels im Vorjahr der Lieferung getätigt wird (über 70 Prozent).

Außerbörslicher (OTC)-Terminmarkt (Forwards, Optionen, Strukturierte Produkte) ohne OTC-Clearing an der EEX (ECC) gemäß Monitoring 2009 (nur teilweise Marktabdeckung)			
Erfüllungsjahr	Jahr des Vertragsabschlusses	Kauf (physische Erfüllung) in TWh	Verkauf (physische Erfüllung) in TWh
2008	2008	190	241
	vor 2008	1.043	1.082
2009	2008	973	988
	vor 2008	341	368

Tabelle 34: Handelsvolumen außerbörslicher (OTC)-Terminmarkt mit physischer Erfüllung für Erfüllungsjahre 2008 und 2009 ohne OTC-Clearing an der EEX (ECC)

Weiterhin wurden die Großhändler und Lieferanten um Angaben zu den für das Berichtsjahr 2008 auf dem außerbörslichen (OTC)-Spotmarkt gehandelten Mengen mit Lieferort Deutschland gebeten. Hierbei konnten insgesamt die Angaben von 317 Unternehmen berücksichtigt werden.⁷⁰ Damit liegen Angaben zum außerbörslichen Spotmarkthandel von knapp 77 Prozent der Großhändler und Lieferanten vor, deren Angaben zum Handel im OTC-Terminmarkt ausgewertet wurden.

⁶⁹ Siehe www.eex.com/de (EEX/Teilnehmerliste/OTC-Handel/EEX Power Derivatives); zwei Handelsteilnehmer, die nur für das OTC-Clearing von French Power Futures an der EEX zugelassen sind, wurden hierbei nicht berücksichtigt.

⁷⁰ Die genannten 317 Unternehmen sind eine Teilmenge der 413 Unternehmen, die die Basis für die vorherigen Auswertungen zum außerbörslichen (OTC)-Terminmarkt darstellen.

Außerbörslicher (OTC)-Spotmarkt gemäß Monitoring 2009 (nur teilweise Marktabdeckung)	2008 Kauf (physische Erfüllung) in TWh	2008 Verkauf (physische Erfüllung) in TWh
Day-Ahead (inkl. 2 Day-Ahead und Wochenendhandel)	47	34
Intra-Day	4	4
Gesamte Handelsmenge	51	38

Tabelle 35: Handelsvolumen außerbörslicher (OTC)-Spotmarkt in 2008

Für das Jahr 2008 wurden von den teilnehmenden Großhändlern und Lieferanten 51 TWh im außerbörslichen Spotmarkt gekauft bzw. 38 TWh verkauft. Mit rund 90 Prozent wurde der überwiegende Teil der außerbörslichen Spothandelsmengen am Vortag⁷¹ gehandelt.

2.3.2.2 Entwicklung der Elektrizitätspreise im Großhandelsbereich

European Energy Exchange AG (EEX)

Eine Betrachtung der jährlichen Mittelwerte weist für den Phelix-Day-Base und den Phelix-Day-Peak im Berichtsjahr 2008 erhebliche Preissteigerungen am Spotmarkt der EEX um 73,1 bzw. 62,9 Prozent aus. Im ersten Halbjahr 2009 liegen die Mittelwerte von Phelix-Day-Base bzw. Phelix-Day-Peak jedoch wieder auf einem vergleichbaren Preisniveau wie die Jahresmittelwerte dieser Indizes für 2007.

Die Bandbreite zwischen dem Minimal- und dem Maximalwert im Berichtsjahr gegenüber 2007 hat sich sowohl für den Phelix-Day-Base, als auch für den Phelix-Day-Peak verringert.

	2007 in €/MWh	2008 in €/MWh	1. Halbjahr 2009 in €/MWh
Mittelwert Phelix-Day-Base	37,99	65,76	39,83
Mittelwert Phelix-Day-Peak	48,75	79,43	47,05
Mittelwert Phelix-Base-Year Future rollierendes Folgejahr (2008 in 2007, 2009 in 2008, 2010 in 2009)	55,84	70,33	50,71
Mittelwert Phelix-Peak-Year Future rollierendes Folgejahr (2008 in 2007, 2009 in 2008, 2010 in 2009)	79,35	99,40	73,51

Tabelle 36: Elektrizitäts-Preisniveau (Mittelwerte) an der EEX

⁷¹ Inkl. 2 Day-Ahead und Wochenendhandel.

	2007 in €/MWh	Datum in 2007	2008 in €/MWh	Datum in 2008
Minimalwert Phelix-Day-Base	5,80	01.01.2007	21,03	01.01.2008
Maximalwert Phelix-Day-Base	158,97	19.12.2007	131,40	06.10.2008
Minimalwert Phelix-Day-Peak	6,76	01.01.2007	21,54	01.01.2008
Maximalwert Phelix-Day-Peak	248,38	19.12.2007	177,49	06.10.2008
Minimalwert Phelix-Base-Year Future rollierendes Folgejahr (2008 in 2007, 2009 in 2008)	49,05	20.02.2007	54,70	05.12.2008
Maximalwert Phelix-Base-Year Future rollierendes Folgejahr (2008 in 2007, 2009 in 2008)	62,15	29.10.2007	90,15	01.07.2008
Minimalwert Phelix-Peak-Year Future rollierendes Folgejahr (2008 in 2007, 2009 in 2008)	71,41	22.02.2007	78,00	03.12.2008
Maximalwert Phelix-Peak-Year Future rollierendes Folgejahr (2008 in 2007, 2009 in 2008)	85,30	14.11.2007	127,80	01.07.2008

Tabelle 37: Elektrizitäts-Preisniveau (Minimal- und Maximalwerte) an der EEX

Am Terminmarkt der EEX sind die jährlichen Mittelwerte der Futures für das rollierende Folgejahr ebenfalls deutlich um 26 Prozent (Phelix-Base-Year Future) bzw. 25,3 Prozent (Phelix-Peak-Year Future) gestiegen. Dabei wurden die Maximalwerte der Phelix-Year Futures für 2009 am 01.07.2008 mit 90,15 €/MWh (Base) bzw. 127,80 €/MWh (Peak) verzeichnet.

Die Preisentwicklung am Terminmarkt der EEX hat im Zeitraum 2005 bis 2008 zu einem Anstieg der jährlichen Mittelwerte der Phelix-Year Futures für das rollierende Folgejahr um 29,18 €/MWh (Base) bzw. 43,20 €/MWh (Peak) geführt.

Terminmarkt EEX	2005 in €/MWh	2006 in €/MWh	2007 in €/MWh	2008 in €/MWh	Veränderung 2005 bis 2008 in €/MWh
Mittelwert Phelix-Base-Year Future rollierendes Folgejahr	41,15	55,01	55,84	70,33	29,18
Mittelwert Phelix-Peak-Year Future rollierendes Folgejahr	56,20	81,02	79,35	99,40	43,20

Tabelle 38: Preisentwicklung EEX Phelix-Base/Peak-Year Futures (Mittelwerte) 2005 bis 2008 für das rollierende Folgejahr

Eine unterjährige Analyse des Preisverlaufes der Phelix-Year Futures weist jedoch 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 ersten Halbjahr 2009 bei 50,71 €/MWh (Base) bzw. 73,51 €/MWh (Peak). Diese Werte liegen damit unterhalb der jährlichen Mittelwerte der Phelix-Year Futures im Jahr 2007 für das Folgejahr 2008 in Höhe von 55,84 €/MWh (Base) bzw. 79,35 €/MWh (Peak).

Preisentwicklung EEX Phelix-Base/Peak-Year Futures

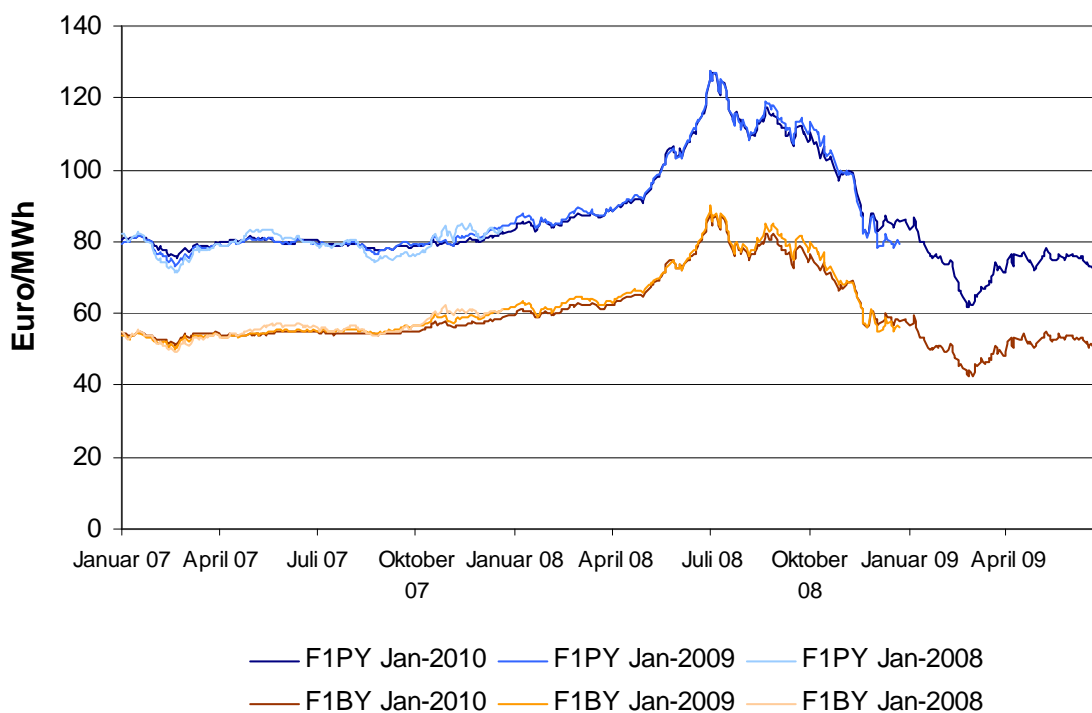


Abbildung 31: Preisentwicklung EEX Phelix-Base/Peak-Year Futures

Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG (EXAA)

Die Entwicklung des mittleren Preisniveaus am Spotmarkt der EXAA für die Lieferzone Österreich und Deutschland im Berichtsjahr 2008 entsprach wie im Jahr 2007 der mittleren Preisentwicklung am Spotmarkt der EEX für das Marktgebiet Deutschland/Österreich.

	2007 in €/MWh	2008 in €/MWh	Veränderung in €/MWh	Veränderung in Prozent
Mittelwert bEXAbase (00-24h)	38,96	66,18	+ 27,22	+ 69,87
Mittelwert bEXApeak (08-20h)	50,34	80,52	+ 30,18	+ 59,95

Tabelle 39: Elektrizitäts-Preisniveau an der EXAA

2.3.3 Beschreibung des Einzelhandelsbereiches

2.3.3.1 Struktur des Einzelhandelsbereiches

Leistungsgemessene und nicht-leistungsgemessene Letztverbraucher

Der Einzelhandelsbereich umfasst sämtliche Letztverbraucher, die Elektrizität zum eigenen Verbrauch nachfragen. Hierzu zählen neben den Haushalts- und Kleinkunden auch die industriellen Großkunden. Das Bundeskartellamt unterscheidet zwischen dem Markt für leistungsgemessene und nicht-leistungsgemessene Letztverbraucher.⁷²

Der Markt für leistungsgemessene Letztverbraucher umfasst sämtliche Letztverbraucher, deren Verbrauch von elektrischer Energie durch eine registrierende Leistungsmessung erfasst wird (RLM-Kunden). Räumlich ist der Markt für leistungsgemessene Letztverbraucher weiterhin deutschlandweit abzugrenzen.⁷³ Die Monitoringabfrage 2009 hat ergeben, dass leistungsgemessene Letztverbraucher im Jahr 2008 auf der Ebene der Übertragungsnetze die Gesamtmenge von 45,7 TWh und auf der Ebene der Verteilernetze 273,0 TWh entnommen haben. Bei 12,7 Prozent der von leistungsgemessenen Letztverbrauchern auf der Ebene der Verteilernetze entnommenen Elektrizitätsmenge hat im Jahr 2008 ein Lieferantenwechsel stattgefunden. Die Wechselquote hat damit im Vergleich zum Vorjahr leicht abgenommen.

Der Markt für nicht-leistungsgemessene Letztverbraucher umfasst sämtliche Letztverbraucher, deren Elektrizitätsnachfrage auf der Basis eines Standard-Lastprofils ohne registrierende Leistungsmessung abgerechnet wird (SLP-Kunden).⁷⁴ In räumlicher Hinsicht ist insoweit weiterhin auf das etablierte Versorgungsgebiet der lokalen Weiterverteiler abzustellen, das sich durch das zur Versorgung eines Gewerbebetriebes und Haushalts benötigte Niederspannungsnetz abbilden lässt. Die Entwicklung des Marktes für nicht-leistungsgemessene Letztverbraucher hin zu einem überregionalen Markt stagniert und der technisch mögliche Anbieterwechsel spielt für nicht-leistungsgemessene Letztverbraucher weiterhin keine signifikante Rolle. Dies zeigt sich auch an der durchweg niedrigen Wechselrate bei nicht-leistungsgemessenen Letztverbrauchern. Die Monitoringabfrage hat ergeben, dass im Jahr 2008 bei einer gesamten Entnahmemenge von 179,8 TWh durch nicht-leistungsgemessene Letztverbraucher lediglich bei 5,5 Prozent der Entnahmemenge ein Lieferantenwechsel stattgefunden hat. Dies ist zwar eine Steigerung gegenüber der Wechselquote im vorherigen Berichtszeitraum, jedoch wird hierdurch kartellrechtlich weiterhin keine abweichende räumliche Marktabgrenzung impliziert. Aus Sicht des Bundeskartellamts haben sich im Berichtszeitraum keine Anhaltspunkte für eine abweichende räumliche Marktabgrenzung ergeben, denn der Wettbewerb um nicht-leistungsgemessene Letztverbraucher findet weiterhin über-

⁷² Vgl. Bundeskartellamt, Tätigkeitsbericht 2007/2008, Bundestags-Drucksache 16/13500 vom 22.06.2009, S. 27, 104 f.; Bericht 2008 zum deutschen Elektrizitäts- und Gasmarkt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen an die Europäische Kommission gemäß § 63 Abs. 5 EnWG, S. 83ff. (Kapitel 2.2.3.1).

⁷³ Vgl. Bericht 2008 zum deutschen Elektrizitäts- und Gasmarkt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen an die Europäische Kommission gemäß § 63 Abs. 5 EnWG, S. 84. (Kapitel 2.2.3.1).

⁷⁴ Bundeskartellamt, Tätigkeitsbericht 2007/2008, Bundestags-Drucksache 16/13500 vom 22.06.2009, S. 27, 104 f.; Bericht 2008 zum deutschen Elektrizitäts- und Gasmarkt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen an die Europäische Kommission gemäß § 63 Abs. 5 EnWG, S. 84 ff. (Kapitel 2.2.3.1).

wiegend regional statt.⁷⁵ Diese Feststellung entspricht höchstrichterlicher Rechtsprechung. Demnach kann eine vom Bedarfsmarkt abweichende räumliche Marktabgrenzung geboten sein, wenn in einem regionalen Bereich zwar an sich überregionale Austauschmöglichkeiten bestehen, sie aber vom Abnehmer praktisch nicht wahrgenommen werden, so dass in der betreffenden Region tatsächlich kein nennenswerter Wettbewerb stattfindet.⁷⁶

2.3.3.2 Entnahme- und Abgabemengen

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 2008 ergeben. Ebenfalls aufgeführt ist der jeweilige prozentuale Anteil der einzelnen Kategorien für die gesamte Entnahme- bzw. Abgabemenge an Letztverbraucher.

2008				
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	131,01	26,30	130,82	27,55
> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr	50,84	10,21	44,85	9,44
> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	75,52	15,16	60,57	12,75
> 2 GWh/Jahr	240,78	48,33	238,66	50,25
Gesamtsumme	498,15	100,00	474,90	100

Tabelle 40: Summierte Entnahmemengen Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und ÜNB sowie summierte Abgabemengen Letztverbraucher nach Kategorien gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten in 2008

Die Tabelle zeigt die bestehende Struktur im Elektrizitätsmarkt. Trotz einer verhältnismäßig geringen Anzahl von großen Industriekunden (17.238) machen diese mengenmäßig ca. 50 Prozent des Elektrizitätsmarktes aus. Kleinere Industrie- und Gewerbekunden (3.060.844) kommen auf einen mengenbezogenen Anteil von ca. 23 Prozent. Die anzahlmäßig größte Kundenkategorie der Haushaltskunden (44.743.706) erreicht mengenbezogen einen Anteil von ca. 27 Prozent des Elektrizitätsmarktes.⁷⁷

⁷⁵ Vgl. Bundeskartellamt, Tätigkeitsbericht 2007/2008, Bundestags-Drucksache 16/13500 vom 22.06.2009, S. 27, 104; Bericht 2008 zum deutschen Elektrizitäts- und Gasmarkt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen an die Europäische Kommission gemäß § 63 Abs. 5 EnWG, S. 85. (Kapitel 2.2.3.1).

⁷⁶ vgl. BGH, Urteil vom 4.11.2003, WuW/E DE-R 1206 "Strom und Telefon I".

⁷⁷ Anzahl Letztverbraucher nach Kategorie gemäß Abfrage VNB und ÜNB im Berichtsjahr 2008: „10 MWh/Jahr und weniger“ 44.743.706 ; „mehr als 10 MWh/Jahr bis zu 100 MWh/Jahr“ 2.853.958 ; „mehr als 100 MWh/Jahr bis zu 2 GWh/Jahr“ 206.886 ; „mehr als 2 GWh/Jahr“ 17.238

Weiterhin in der oben benannten Struktur enthalten sind die Geschäftsbereiche für Ökostrom sowie für Wärmespeicherstrom (Elektrospeicherheizung) und Wärmepumpenstrom. Im Berichtsjahr 2008 wurden 2.082.182 Letztverbraucher mit Ökostrom sowie 1.936.239 Letztverbraucher mit Wärmespeicher- und Wärmepumpenstrom beliefert. Die Abgabemengen beliefen sich hierbei für Ökostrom auf 12,57 TWh bzw. für Wärmespeicher- und Wärmepumpenstrom auf 14,87 TWh.

In der aktuellen Datenerhebung weisen die vier größten Lieferanten eine Abgabemenge von insgesamt ca. 264,2 TWh an Letztverbraucher in 2008 auf. Dies entspricht einem Anteil von ca. 52 Prozent am gesamten Netto-Elektrizitätsverbrauch in Höhe von 508,0 TWh⁷⁸ im Jahr 2008 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 Berichterstellung) 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 508,0 TWh in 2008 hochgerechnet. Bei Anwendung der Dominanzmethode wiesen in 2008 drei Unternehmen einen mengenbezogenen Anteil von mindestens fünf Prozent auf.

2008				
Kategorie	Abgabemengen in TWh	Hochgerechnete Abgabemengen in TWh	Abgabemengen der vier größten Unternehmen in TWh	Anteil an hochgerechneter Summe in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	130,82	139,94	72,19	51,59
> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr	44,85	47,98	22,40	46,69
> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	60,57	64,79	25,32	39,08
> 2 GWh/Jahr	238,66	255,29	144,25	56,50
Gesamtsumme	474,90	508,00	264,23	52,01

Tabelle 41: Anteile (Anhaltswerte) der vier größten Unternehmen nach Kundenkategorien Letztverbraucher gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten unter Verwendung der Dominanzmethode für 2008

Grundversorgung

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. Die Angaben der Unternehmen für die Belieferung von Letztverbrauchern zu den Konditionen der Grundversorgung haben für die Berichtsjahre 2006 bis 2008 zu dem in der folgenden Tabelle dargestellten Ergebnis geführt.

⁷⁸ Vorläufige Angabe des BDEW exklusive der Elektrizitätsbelieferung über Bahnstromnetze und Infrastrukturstromnetze an Bahnhöfen in Höhe von ca. 10 TWh/a (Anhaltswert).

Kategorie	Berichtsjahr	Abgabemengen in TWh	Abgabemengen Grundversorgung in TWh	Anteil an Abgabemenge in Kategorie in Prozent
Haushaltskunden	2006	131,97	73,21	55,47
	2007	128,69	73,43	57,06
	2008	131,28	66,91	50,97
Weitere Letztverbraucher	2006	335,00	11,30	3,37
	2007	354,63	10,72	3,02
	2008	339,50	6,96	2,05
Gesamt	2006	466,97	84,51	18,10
	2007	483,32	84,15	17,41
	2008	470,78	73,87	15,69

Tabelle 42: Abgabemengen der Großhändler und Lieferanten zu den Konditionen Allgemeiner Preise nach Kategorien

Der Anteil der Abgabemenge, die zu den Konditionen der Grundversorgung geliefert wurde, ist in 2008 gegenüber dem Berichtsjahr 2007 zurückgegangen. Der im letzten Jahr schon sehr geringe Anteil von Gewerbe- und Industriekunden in der Grundversorgung ging nochmals von rund drei Prozent auf rund zwei Prozent zurück. Besonders deutlich zeigt sich der Rückgang mit 6,09 Prozentpunkten bei den Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG. Hier spiegelt sich das (zwar insgesamt noch auf niedrigem Niveau) weiter steigende Wechselverhalten von Haushaltskunden, in der Verringerung der Elektrizitätsmengen die über die Grundversorgung geliefert werden, wieder. Dennoch wird nach wie vor der weitaus größte Teil der Abgabemenge zu den Konditionen der Grundversorgung mit 66,91 TWh an Haushaltskunden abgesetzt. Dies bedeutet, dass weiterhin ungefähr die Hälfte aller Haushaltskunden weder durch einen Vertrags- noch durch einen Lieferantenwechsel den Wettbewerb auf dem Elektrizitätsmarkt nutzt.

Auch bei der Anzahl von Letztverbrauchern, die zu den Konditionen der Grundversorgung beliefert werden, wird die besonders im Haushaltskundenbereich geringe Wettbewerbsintensität deutlich. Von allen belieferten Letztverbrauchern sind 53,2 Prozent (rund 24,8 Mio. Letztverbraucher) Haushaltskunden, 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 2,3 Prozent aller Letztverbraucher aus. Als positiv zu bewerten ist, dass über die Grundversorgung insgesamt etwa acht Prozent aller Letztverbraucher weniger beliefert wurden als im Berichtsjahr 2007.

Belieferung von Letztverbrauchern über die Grundversorgung (Anzahl) Stand 31.12.2008

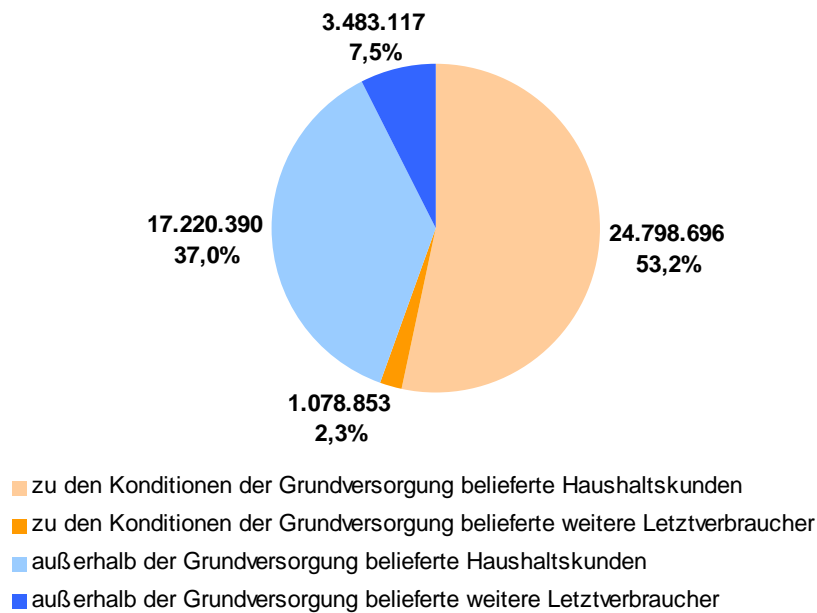


Abbildung 32: Belieferung von Letztverbrauchern über die Grundversorgung (Anzahl) zum Stand 31.12.2008

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 2008 wie folgt auf:

Belieferung von Letztverbrauchern durch den Grundversorger (Menge) in 2008

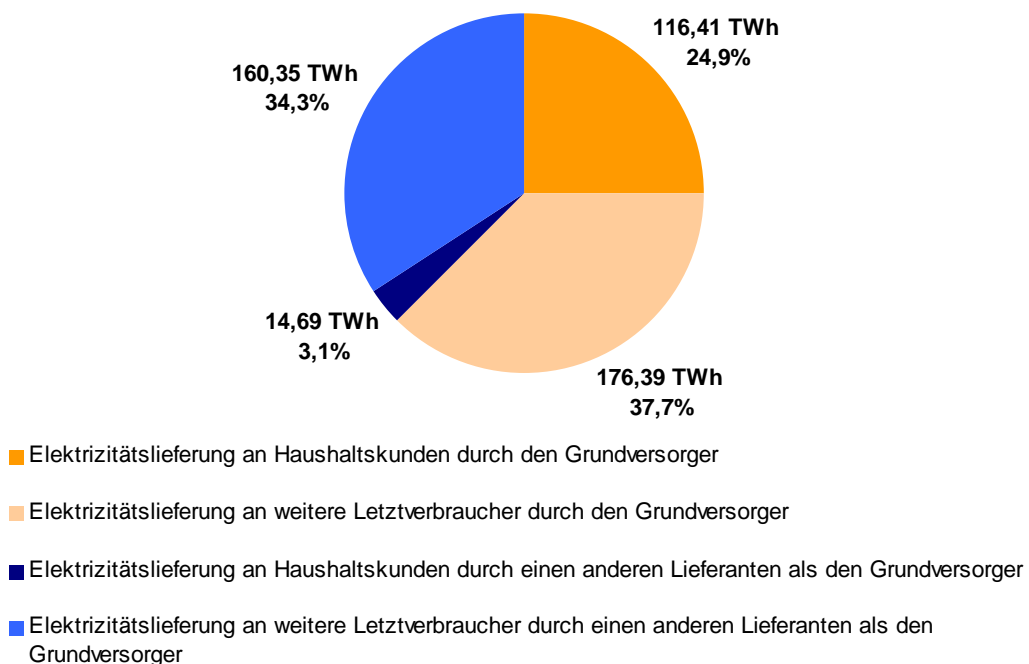


Abbildung 33: Belieferung von Letztverbrauchern durch den Grundversorger (Mengen) in 2008

Es wurden insgesamt 62,6 Prozent der gesamten Elektrizitätsmenge von den Grundversorgern an Letztverbraucher geliefert. Diese setzt sich aus 24,9 Prozent an Haushaltskunden und 37,7 Prozent an weitere Letztverbraucher zusammen. Andere Lieferanten als der jeweilige Grundversorger eines Netzgebietes lieferten 37,4 Prozent der gesamten Elektrizitätsmenge an Letztverbraucher. Davon beläuft sich jedoch der Elektrizitätsmengenanteil von Letztverbrauchern, die keine Haushaltskunden sind, auf 34,3 Prozent. Haushaltskunden, die von einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger beliefert wurden, wiesen mit nur 3,1 Prozent einen sehr geringen Anteil an der gesamten Elektrizitätsmenge auf. Daher ist der lokale Grundversorger bei der Belieferung von Haushaltskunden mit einem Anteil von knapp 90 Prozent weiterhin sehr dominierend. Insgesamt ist jedoch positiv festzuhalten, dass die Elektrizitätslieferungen von anderen Lieferanten als den Grundversorgern um 1,4 Prozentpunkte zugenommen und sich somit nahezu verdoppelt haben.⁷⁹

2.3.3.3 Entwicklung im Industrie- und Gewerbekundenbereich

Vertrags- und Lieferantenwechsel von Industrie- und Gewerbekunden

Die befragten ÜNB und VNB haben die Menge und Anzahl der Lieferantenwechsel im Berichtsjahr 2008 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	2008 Lieferantenwechsel in TWh	Anteil an Entnahmemenge in Kategorie in Prozent	2008 Anzahl Lieferantenwechsel	Anteil an Anzahl Letztverbraucher in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	7,25	5,53	2.108.762	4,71
> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr	3,18	6,26	117.425	4,12
> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	9,49	12,57	22.532	10,89
> 2 GWh/Jahr	25,62	10,64	2.992	17,36 ⁸⁰
Gesamt	45,71	9,12	2.251.711	4,72

Tabelle 43: Lieferantenwechsel Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und ÜNB

Die mengen- und anzahlbezogenen Lieferantenwechselquoten liegen in den Kategorien mit Elektrizitätsentnahmemengen ab 100 MWh/Jahr deutlich über den Quoten von Letztverbrauchern mit geringeren Elektrizitätsentnahmemengen. Außerdem ist jeweils die mengenbezo-

⁷⁹ Die Steigerung der von anderen Lieferanten als dem Grundversorger belieferten Letztverbraucher ist zum Teil auch darauf zurückzuführen, dass sich im Berichtsjahr 2008 neue Elektrizitätslieferanten, welche besonders im Haushaltskundenmarkt aktiv sind, an der Datenerhebung beteiligt haben, die sich im Berichtsjahr 2007 noch nicht beteiligt hatten.

⁸⁰ Die im Monitoringbericht 2008 auf Seite 97 in Tabelle 35 für das Berichtsjahr 2007 veröffentlichte Angabe über die anzahlbezogene Lieferantenwechselquote in der Kategorie >2 GWh/Jahr in Höhe von 5,49 Prozent muss nach neuen Erkenntnissen auf ca. 15 Prozent korrigiert werden. Die Anzahl der Letztverbraucher in dieser Kategorie liegt für das Berichtsjahr 2007 bei ca. 15.500 Letztverbrauchern.

gene Lieferantenwechselquote größer als die anzahlbezogene Lieferantenwechselquote. Dies lässt darauf schließen, dass in allen Kategorien solche Letztverbraucher wechselbereiter sind, die jeweils im oberen Mengenbereich einer Kategorie angesiedelt sind. Auch die gesamte anzahlbezogene Wechselquote liegt mit 4,72 Prozent deutlich unter der gesamten mengenbezogenen Wechselquote von 9,12 Prozent. Die Ausnahme hiervon bilden große Industriekunden, da in dieser Kategorie auch bei vergleichsweise niedrigen Entnahmemengen diese ausreichend hoch sind, um von einem Lieferantenwechsel deutlich zu profitieren.

Die gesamte mengenbezogene Lieferantenwechselquote ist von 2007 auf 2008 leicht um 0,91 Prozentpunkte gesunken, die gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote hingegen um 1,36 Prozentpunkte gestiegen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei Industriekunden mit sehr großen Elektrizitätsentnahmemengen deutlich weniger Lieferantenwechsel vollzogen wurden als in den letzten Jahren. Insgesamt sind im Berichtsjahr 2008 bei den Industrie- und Gewerbekunden 142.949 Lieferantenwechsel zu verzeichnen.

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 2008

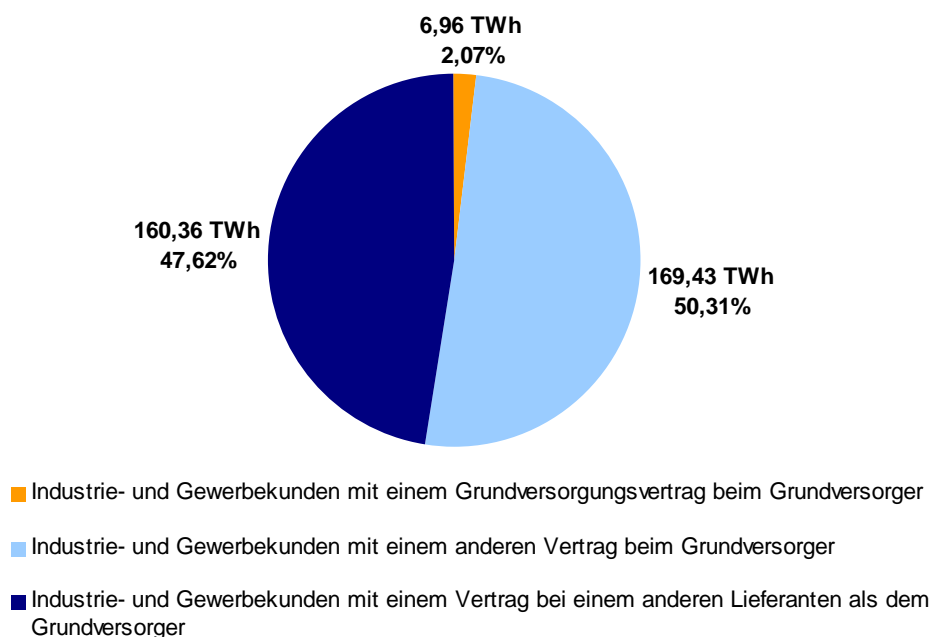


Abbildung 34: Belieferung von Industrie- und Gewerbekunden, Stand 2008

Wie die Abbildung zeigt, befinden sich von den Industrie- und Gewerbekunden mit Stand 2008 lediglich 2,07 Prozent in der Grundversorgung. Diese 2,07 Prozent repräsentieren jedoch ausschließlich kleinere Gewerbekunden, so dass von den großen Gewerbekunden sowie den Industriekunden kein Unternehmen über die Grundversorgung beliefert wird. 50,31 Prozent werden vom Grundversorger über einen anderen Vertrag beliefert und 47,62 Prozent werden von einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger beliefert. Da 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, der jedoch von einigen wenigen Unternehmen dominiert wird.

Elektrizitätspreise für Industrie- und Gewerbekunden

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) hat sich folgende Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus ergeben:

Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Industriekunden (ermäßigter Stromsteuersatz) zum 01.04.2009

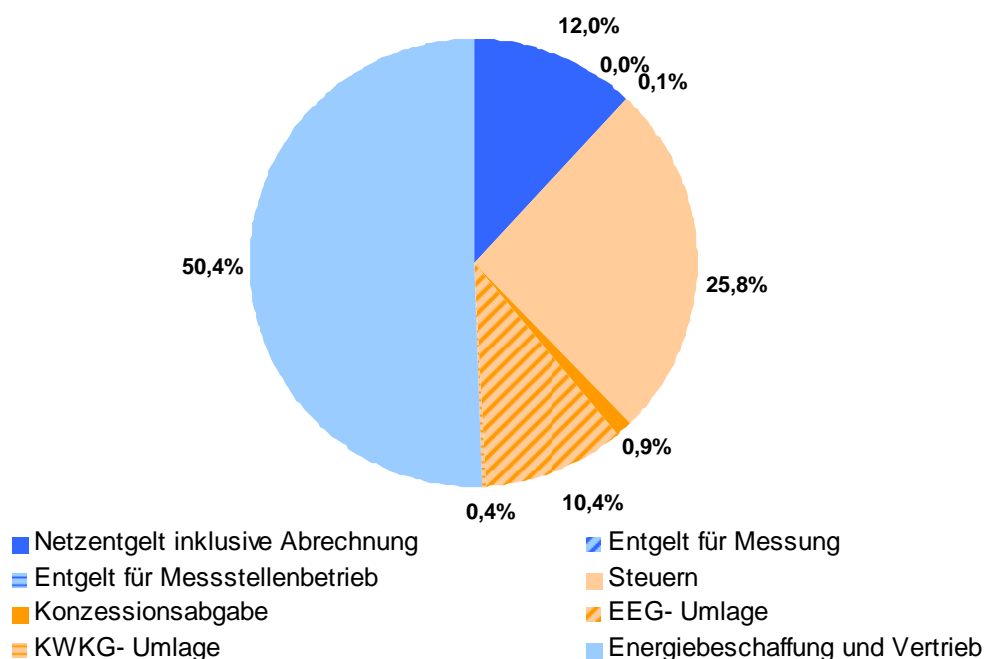


Abbildung 35: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus Industriekunden (ermäßigter Stromsteuersatz) zum 01.04.2009

Wie die Abbildung zeigt, haben die Nettonetzentgelte (inklusive Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb) sowie die Abgaben (Konzessionsabgabe sowie Umlage nach EEG und KWKG) bei Industriekunden einen Anteil von jeweils rund 12 Prozent am gesamten Elektri-

zitätspreis. Bei den Abgaben fällt besonders die gestiegene EEG-Umlage ins Gewicht, welche bei den Industriekunden einen Anteil von 10,4 Prozent des Gesamtpreises ausmacht. Die Steuern (Strom- und Umsatzsteuer) machen einen Anteil von 25,8 Prozent aus. Den mit Abstand größten Anteil am Gesamtelektrizitätspreis für Industriekunden hat der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ mit aktuell 50,4 Prozent inne. Für die Preisangabe zu Industriekunden wurden die antwortenden Lieferanten angehalten, eine plausible Abschätzung auf Basis der am 01.04.2009 geltenden Konditionen für die Abrechnung von Kunden ihres Unternehmens mit einer dem Abnahmefall vergleichbaren Abnahmestruktur vorzunehmen. Die Auswertung der Antworten von 245 Unternehmen (arithmetischer Mittelwert) und 222 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) in der Kategorie Industriekunden mit ermäßigtem Stromsteuersatz⁸¹ sowie die Auswertung der Antworten von 600 Unternehmen (arithmetischer Mittelwert) und 584 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) in der Kategorie Gewerbekunden mit Stromsteuerregelsatz hat, für die in den Grundversorgungsnetzen belieferten Industrie- und Gewerbekunden, zu den in der nachstehenden Tabelle dargestellten Ergebnissen geführt.⁸²

Industrie- und Gewerbekunden 01.04.2009	Industriekunden produzierendes Gewerbe / ermäßigter Stromsteuersatz			Gewerbekunden Stromsteuer- Regelsatz		
	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis (mengengewichtet) in Prozent	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis (mengengewichtet) in Prozent
Nettonetzentgelt inklusive Abrechnung	1,81	1,42	11,94	5,11	4,85	23,01
Entgelte für Messung	0,03	0,00	0,01	0,11	0,06	0,28
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,03	0,01	0,08	0,15	0,08	0,38
Konzessionsabgabe	0,11	0,11	0,93	0,95	1,16	5,50
Umlage nach EEG	1,17	1,23	10,34	1,18	1,18	5,60
Umlage nach KWKG	0,09	0,05	0,42	0,24	0,23	1,09
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	3,31	3,07	25,82	5,33	5,39	25,57
Energiebeschaffung und Vertrieb	6,54	5,99	50,38	7,96	8,14	38,61
Gesamtpreis⁸³	13,11	11,89	100,00	21,02	21,08	100,00

Tabelle 44: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 01.04.2009 für Industriekunden und Gewerbekunden in den Grundversorgungsnetzgebieten gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

⁸¹ 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 § 16 EEG 2004 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).

⁸² 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.

⁸³ Differenzen zwischen der Summe der einzelnen Preisbestandteile und den angegebenen Gesamtpreisen sowie zwischen der Summe der einzelnen Prozentangaben und 100 Prozent basieren auf den jeweils separaten Rundungen in jeder Kategorie.

Besonders auffällig ist der sehr deutliche Unterschied zwischen dem arithmetischen und mengengewichteten Gesamtpreis für Industriekunden. 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.

Da nur die Hälfte der Industrie- und Gewerbekunden über die Preiskonditionen innerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete beliefert werden, müssen für eine vollständige Analyse auch die Preiskonditionen außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete herangezogen werden. Die Auswertung der Antworten von 123 Unternehmen (arithmetischer Mittelwert) und 102 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) in der Kategorie Industriekunden mit ermäßigtem Stromsteuersatz sowie die Auswertung der Antworten von 233 Unternehmen (arithmetischer Mittelwert) und 187 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) in der Kategorie Gewerbekunden mit Stromsteuerregelsatz hat für die außerhalb der Grundversorgungsnetze belieferten Industrie- und Gewerbekunden zu den in der nachstehenden Tabelle dargestellten Ergebnissen geführt.

Industrie- und Gewerbekunden (außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes) 01.04.2009	Industriekunden produzierendes Gewerbe / ermäßigter Stromsteuersatz			Gewerbekunden Stromsteuer- Regelsatz		
	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis (mengengewichtet) in Prozent	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis (mengengewichtet) in Prozent
Nettonetzentgelt inklusive Abrechnung	1,81	1,42	11,79	5,11	4,85	22,11
Entgelte für Messung	0,03	0,00	0,01	0,11	0,06	0,27
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,03	0,01	0,08	0,15	0,08	0,36
Konzessionsabgabe	0,11	0,11	0,91	0,95	1,16	5,29
Umlage nach EEG	1,17	1,23	10,22	1,18	1,18	5,38
Umlage nach KWKG	0,09	0,05	0,42	0,24	0,23	1,05
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	3,40	3,11	25,83	5,32	5,58	25,43
Energiebeschaffung und Vertrieb	6,77	6,12	50,83	7,94	8,80	40,11
Gesamtpreis⁸⁴	13,41	12,04	100,00	21,00	21,94	100,00

Tabelle 45: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 01.04.2009 für Industriekunden und Gewerbekunden außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Bei einem Vergleich der Preisniveaus innerhalb und außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete fällt auf, dass nur geringe Unterschiede zwischen den Preiskonditionen vorhanden sind. Einzig der mengengewichtete Gesamtpreis für Gewerbekunden außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete ist deutlich höher als der Gesamtpreis innerhalb der Grundversor-

⁸⁴ Differenzen zwischen der Summe der einzelnen Preisbestandteile und den angegebenen Gesamtpreisen sowie zwischen der Summe der einzelnen Prozentangaben und 100 Prozent basieren auf den jeweils separaten Rundungen in jeder Kategorie.

gungsnetzgebiete. Dies ist auf deutlich höhere Preise weniger großer Unternehmen in dieser Kundenkategorie zurückzuführen. Die arithmetischen Preiskonditionen für Gewerbekunden sind nahezu identisch.

Die Preiskonditionen für Industriekunden liegen außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete nur geringfügig über den Preiskonditionen in den Grundversorgungsnetzgebieten. Diese nahezu gleichen Preiskonditionen sind ein Indiz für einen überregionalen Wettbewerb, da sich die lokalen Elektrizitätslieferanten den Preiskonditionen anderer Wettbewerber anpassen müssen, um Kundenverluste zu vermeiden.

Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung der mengengewichteten Mittelwerte der Netzentgelte, Steuern, sonstigen staatlich veranlassten Preisbestandteilen, „Energiebeschaffung und Vertrieb“ sowie der Gesamtelektrizitätspreise für Industrie- und Gewerbekunden im Zeitraum 01.04.2008 bis 01.04.2009 in ct/kWh. Darüber hinaus wird die prozentuale Veränderung der jeweiligen Preisbestandteile aufgezeigt. Die Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb werden auf Grund der besseren Vergleichbarkeit zum Vorjahr in den Preisbestandteil Nettonetzentgelte integriert.

Entwicklung des mengengewichteten Mittelwertes 01.04.2008 zu 01.04.2009				
	Industriekunde (ermäßigter Stromsteuersatz)		Gewerbekunde (Stromsteuer-Regelsatz)	
	in ct/kWh	in Prozent	in ct/kWh	in Prozent
Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	-0,03	-2,05	-0,09	-1,77
Konzessionsabgabe	+0,00	+0,00	+0,28	+31,82
Umlage nach EEG	+0,12	+10,81	+0,09	+8,26
Umlage nach KWKG	-0,01	-16,67	+0,03	+15,00
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	-0,14	-4,36	+0,21	+4,05
Energiebeschaffung und Vertrieb	-0,62	-9,38	+0,81	+11,05
Gesamtpreis	-0,68	-5,41	+1,33	+6,73

Tabelle 46: Entwicklung des mengengewichteten Preisniveaus der Industrie- und Gewerbekunden (Elektrizität)

Obwohl es im Zuge der Anreizregulierung seit Anfang 2009 zu Netzentgelterhöhungen gekommen ist, sind die Netzentgelte zwischen dem 01.04.2008 und dem 01.04.2009 insgesamt gesunken. Dieser scheinbar gegenläufige Sachverhalt wird im Kapitel 2.2.3.2 erläutert.

In der Kategorie der Industriekunden (ermäßigter Stromsteuersatz) ist die EEG-Umlage der einzige Preisbestandteil, der im Berichtsjahr 2008 gestiegen ist. Alle weiteren Preisbestandteile sind gesunken. Aus diesem Grund sank der Gesamtpreis um 0,68 ct/kWh bzw. um 5,41 Prozent. Den größten Anteil an dieser Preissenkung hat der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“, welcher um 9,38 Prozent zurückging. Die Gesamtpreissenkung bei den Industriekunden verdeutlicht, dass sinkende Großhandelspreise sehr viel schneller an Industriekunden weitergegeben werden als an andere Kundengruppen. Dieser Sachverhalt ist zum einen auf eine andere Elektrizitätsbeschaffungsstruktur der Lieferanten für Industriekunden im Vergleich zu Haushaltskunden zurückzuführen, zeigt aber ebenso, dass

auf Grund von höherem Wettbewerbsdruck eine Preissenkung einen Industriekunden schneller erreichen muss als einen Haushaltskunden, um Kundenverluste zu vermeiden.

Im selben Zeitraum, in dem die Elektrizitätspreise für Industriekunden gesunken sind, stiegen die Elektrizitätspreise für Gewerbekunden um durchschnittlich 1,33 ct/kWh bzw. 6,73 Prozent an. Der Hauptgrund hierfür liegt im Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“, welcher bei den Industriekunden um 0,62 ct/kWh gesunken und bei den Gewerbekunden leicht um 0,81 ct/kWh gestiegen ist. Ein weiterer Grund für den Preisanstieg bei Gewerbekunden liegt in den mit 0,28 ct/kWh deutlich gestiegenen Konzessionsabgaben. Jedoch hat sich die Konzessionsabgabenverordnung im Zeitraum vom 01.04.2008 bis 01.04.2009 nicht verändert.

Entwicklung der Industrie- und Gewerbekundenpreise 2006 bis 2009 (mengengewichtete Mittelwerte) in ct/kWh

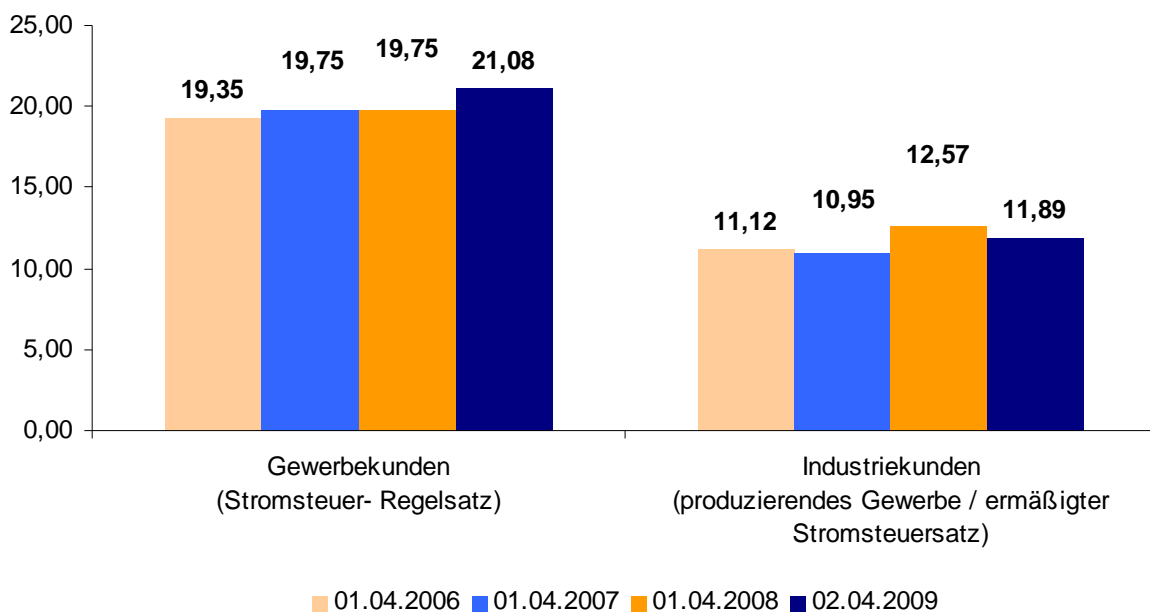


Abbildung 36: Entwicklung der mengengewichteten Industrie- und Gewerbekundenpreise von 2006 bis 2009

Nach der geringen Preissteigerung in 2007 bzw. der letztjährigen Stagnation des Elektrizitätspreises für Gewerbekunden, ist im Jahr 2009 eine deutliche Preiserhöhung festzustellen. Insgesamt stiegen die Elektrizitätspreise für Gewerbekunden in den letzten drei Jahren um 1,73 ct/kWh bzw. um 8,94 Prozent. Dies führt für einen Gewerbekunden (50 MWh/Jahr) zu einer Mehrbelastung von ca. 850 € pro Jahr. Ohne die Netzentgeltsenkungen hätte die Mehrbelastung rund 1.500 € pro Jahr betragen.

Wie in der Abbildung ebenfalls zu erkennen ist, weisen die Industriekundenpreise keine gleichförmige Preissteigerung auf. Sie unterliegen Preisschwankungen nach oben wie auch nach unten. Daher ist in den letzten drei Jahren insgesamt nur eine Elektrizitätspreiserhöhung für Industriekunden von 0,77 ct/kWh bzw. von 6,93 Prozent festzustellen. Dennoch bedeutet diese moderate Preiserhöhung für einen Industriekunden (24 GWh/Jahr) eine Mehrbelastung von ca. 180.000 € pro Jahr. Ohne die Netzentgeltsenkungen hätte die Mehrbelastung rund 230.000 € pro Jahr betragen.

2.3.3.4 Entwicklung im Haushaltskundenbereich

Vertrags- und Lieferantenwechsel von Haushaltskunden

Mit den Fragebögen an die VNB wurden Daten über die Lieferantenwechsel von Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG erhoben. Die Befragten haben die Elektrizitätsmenge und Anzahl von Haushaltskunden in ihrem Netzbereich sowie die Menge und Anzahl der Lieferantenwechsel für die in der nachstehenden Tabelle aufgeführten Kundenkategorien angegeben. Dabei haben sich im Berichtsjahr 2008 folgende aufsummierten Werte in den einzelnen Kategorien ergeben. Ebenfalls aufgeführt sind die jeweiligen Wechselquoten.

Kategorie	2008 Lieferantenwechsel in TWh	Anteil an Entnahmemenge in Kategorie in Prozent	2008 Anzahl Lieferantenwechsel	Anteil an Anzahl Letztverbraucher in Prozent
Haushaltskunden, die ohne Umzug einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben	6,67	4,73	1.805.785	4,11
Haushaltskunden, die bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben	0,86	0,61	304.698	0,69
Gesamt	7,53	5,34	2.110.483	4,80

Tabelle 47: Lieferantenwechsel Haushaltskunden nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB

Die Entnahme- bzw. Lieferantenwechsellmengen von Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG liegen im Berichtsjahr 2008 bei 141,08 TWh bzw. 7,53 TWh, was eine mengenbezogene Lieferantenwechselquote der Haushaltskunden von 5,34 Prozent ergibt. Die gesamte mengenbezogene Lieferantenwechselquote ist von 2007 auf 2008 um einen Prozentpunkt gestiegen.

Die nachfolgende Darstellung zeigt die prozentuale, mengenbezogene Lieferantenwechselquote von Haushaltskunden in Deutschland je Netzgebiet für das Berichtsjahr 2008. Hierbei stellen die hellorangen Flächen durchschnittliche Lieferantenwechselquoten dar. Die dunkelorange Flächen weisen unterdurchschnittliche Lieferantenwechselquoten und die blauen Flächen leicht bzw. deutlich überdurchschnittliche Lieferantenwechselquoten auf.

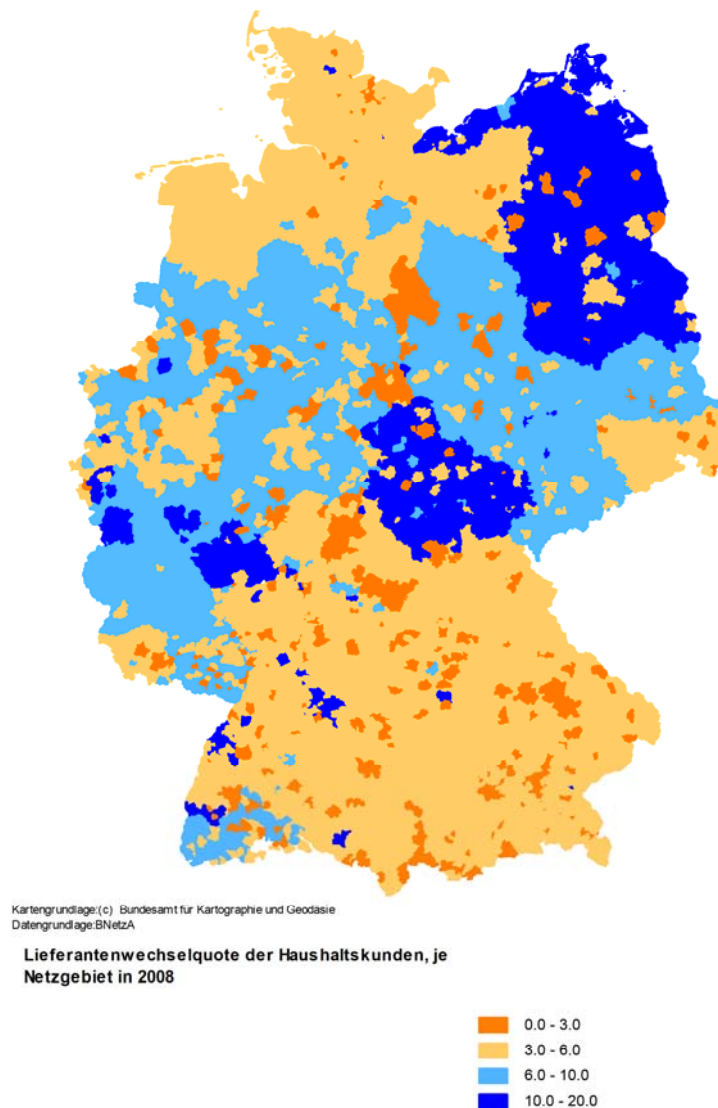


Abbildung 37: Lieferantenwechselquote der Haushaltskunden, je Netzgebiet in 2008

Mit Blick auf die Wettbewerbsentwicklung in einem Netzgebiet liegt die Vermutung nahe, dass dort wo viele Lieferantenwechsel stattfinden auch viele verschiedene Elektrizitätslieferanten tätig sind. Um diesbezüglich einen Vergleich anstellen zu können, zeigt die folgende Abbildung die Anzahl der Lieferanten, welche in einem Netzgebiet Haushaltskunden mit Elektrizität beliefern. Vergleichbar zur obigen Karte weisen die hellorange Flächen in der nachstehenden Karte durchschnittliche Lieferantenzahlen aus. Bei der Ermittlung der durchschnittlichen Lieferantenzahl wurde die Größe des Netzgebietes nicht berücksichtigt.

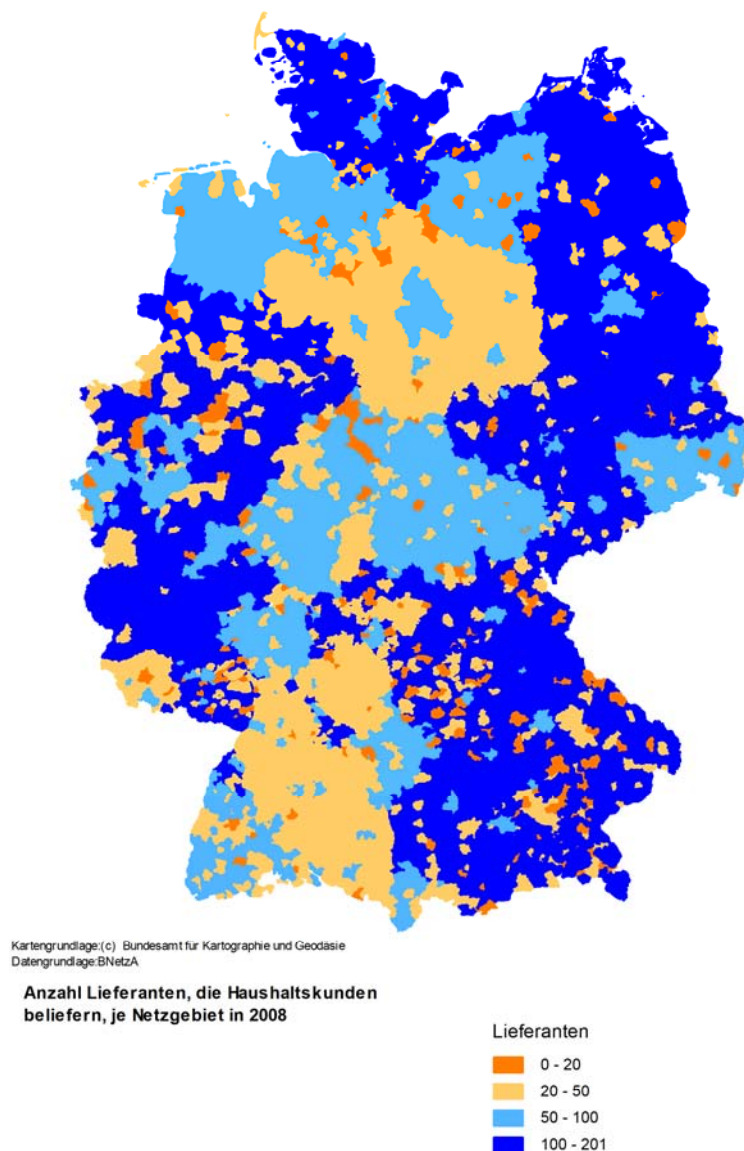


Abbildung 38: Anzahl Lieferanten, die Haushaltskunden beliefern, je Netzgebiet in 2008

Im Vergleich der beiden Karten zeigt sich, dass kein direkter Zusammenhang zwischen der Anzahl der Anbieter je Netzgebiet und der Lieferantenwechselquote in diesem Netzgebiet besteht. So sind z. B. im Norden und Südosten Deutschlands weit überdurchschnittlich viele Lieferanten aktiv, jedoch liegen die Lieferantenwechselquoten im Durchschnittsbereich. Dass zwischen der Anzahl der Anbieter und der Häufigkeit der Lieferantenwechsel kein direkter Zusammenhang besteht, ist darauf zurückzuführen, dass der Großteil der Lieferantenwechsel lediglich zu einigen wenigen Lieferanten hin stattfindet. Diese sind zumeist in sehr vielen Netzgebieten aktiv, also sowohl in Netzgebieten mit insgesamt wenigen Anbietern, als auch in Netzgebieten, wo viele Anbieter tätig sind.

Die Anzahl von Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG bzw. die Anzahl der Lieferantenwechsel in dieser Kundengruppe liegt im Berichtsjahr 2008 bei 43.962.428 bzw. 2.110.483,

was eine anzahlbezogene Lieferantenwechselquote der Haushaltskunden von 4,80 Prozent ergibt. Die anzahlbezogene Lieferantenwechselquote liegt um 0,5 Prozent unter der mengenbezogenen Wechselquote, was darauf zurückzuführen ist, dass größere Haushalte wechselbereiter sind als kleinere Haushalte. Besonders hervorzuheben ist hierbei die wachsende Bedeutung der 304.698 Lieferantenwechsel, die im Zuge eines Umzuges stattfinden. Unter der Annahme, dass jährlich ca. 4 Millionen Haushalte umziehen⁸⁵, ist davon auszugehen, dass ca. 7,5 Prozent aller umziehenden Haushaltskunden einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben.

Die folgende Graphik zeigt zusätzlich zu der Anzahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden, die ohne Umzug gewechselt sind und Haushaltskunden, die bei Umzug gewechselt sind, auch die Anzahl der Lieferantenwechsel von weiteren Letztverbrauchern.

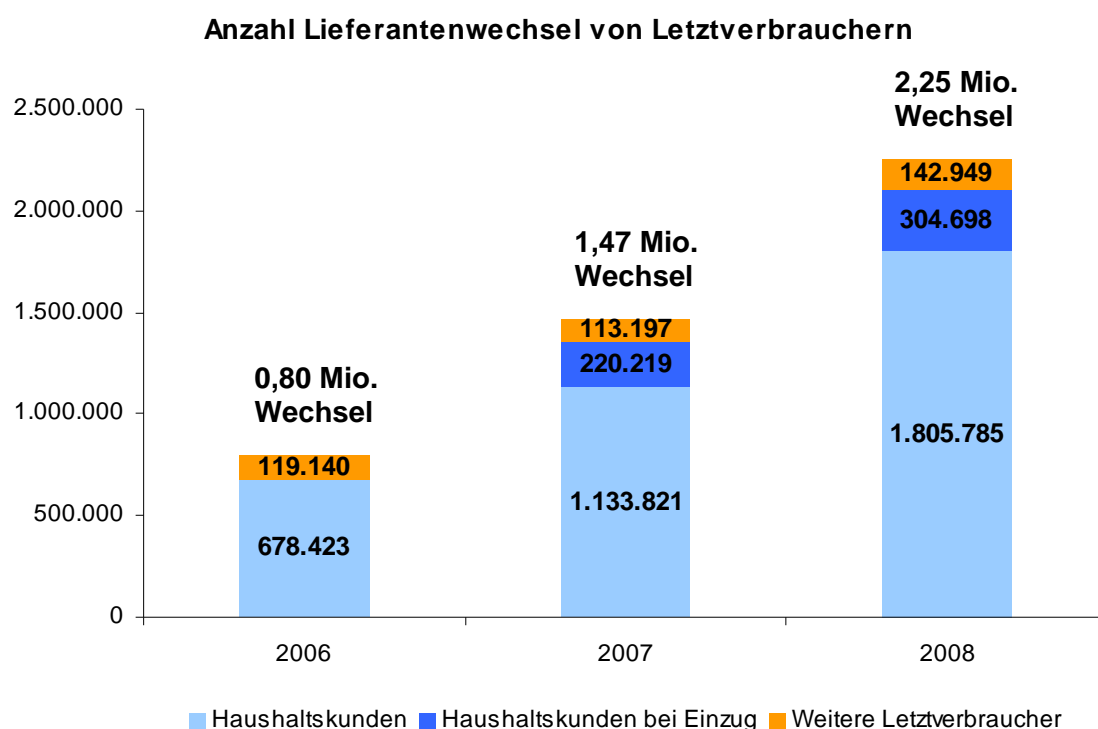


Abbildung 39: Anzahl Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern nach Kundenkategorie gemäß Abfrage VNB und ÜNB⁸⁶

Die Anzahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden hat im Jahr 2008 deutlicher zugenommen als im letzten Jahr und stieg um knapp 800.000 Wechsel an. Allerdings ist diese Zunahme der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden immer noch auf einem so niedrigen Niveau, dass die Lieferantenwechselquote bei den Haushaltskunden weiterhin deutlich niedriger als bei den Industrie- und Gewerbekunden ist.

Die Anzahl der Lieferantenwechsel der Industrie- und Gewerbekunden liegt bei 142.949 und ist in 2008 um 30.000 Wechsel angestiegen. Insgesamt sind von allen Letztverbrauchern 2.251.711 Lieferantenwechsel in 2008 zu verzeichnen.

⁸⁵ Statistisches Bundesamt; Bevölkerungsentwicklung 2006: 3,6 Mio. Umzüge über die Bundesländergrenzen hinweg (zuzüglich der geschätzten Umzüge innerhalb der Bundesländergrenzen)

⁸⁶ Die Angaben aus dem Berichtsjahr 2007 wurden aufgrund von neuen Erkenntnissen aktualisiert.

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 2008

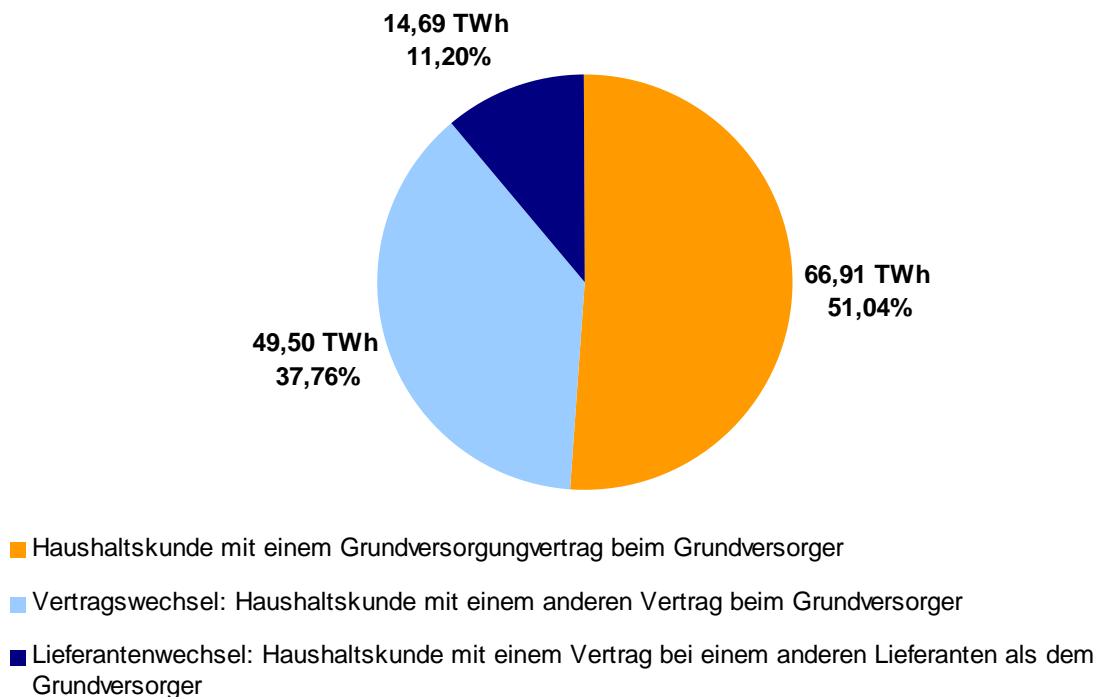


Abbildung 40: Vertrags- und Lieferantenwechsel von Haushaltskunden (Stand 2008) gemäß Abfrage Großhändler/Lieferanten

Von den Haushaltskunden sind mit Stand des Berichtsjahres 2008 mit 51,04 Prozent nach wie vor über die Hälfte in der Grundversorgung. 37,76 Prozent haben einen anderen Vertrag mit ihrem Grundversorger abgeschlossen und 11,20 Prozent der Haushaltskunden werden von einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger beliefert. Dies ist im Vergleich zu 2007 eine positive Wettbewerbsentwicklung.

Die Menge der über die Grundversorgung belieferten Haushaltskunden ist um 7,56 Prozentpunkte in 2008 zurück gegangen, die Menge der Vertragswechsel hat um 2,73 Prozentpunkte und die Menge der Lieferantenwechsel um 4,84 Prozentpunkte zugenommen.⁸⁷ Allerdings entscheiden sich von den Haushaltskunden, welche die Grundversorgung verlassen, insgesamt mehr Kunden für einen Vertragswechsel bei ihrem Grundversorger, als zu einem neuen Lieferanten zu wechseln. Dies obwohl sich durch einen Lieferantenwechsel in der Regel eine größere Ersparnis erzielen lässt. Auf Grund dieses Kundenverhaltens bleibt die regionale Dominanz der Grundversorger, mit einem Anteil von knapp 90 Prozent an der Haushaltskundenbelieferung, weiterhin erhalten.

Der Anteil der Haushaltskunden mit einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger von 11,20 Prozent fällt im Vergleich mit den seit 2005 ermittelten, aufsummierten Lieferanten-

⁸⁷ Die Steigerung der Lieferantenwechsellmengen ist zum Teil auch darauf zurückzuführen, dass sich im Berichtsjahr 2008 neue Elektrizitätslieferanten, welche besonders im Haushaltskundenmarkt aktiv sind, an der Datenerhebung beteiligt haben, die sich im Berichtsjahr 2007 noch nicht beteiligt hatten.

wechselquoten für Haushaltskunden von 14,45 Prozent niedriger aus.⁸⁸ 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 z.B. nur das Wechselverhalten im Berichtsjahr 2008 betrachtet, so ist festzustellen, dass knapp zehn Prozent der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden von solchen Kunden vollzogen wurden, die bereits in den Jahren davor schon ihren Lieferanten gewechselt hatten.

Unabhängig davon, ob der Lieferantenwechsel einmalig oder mehrfach vollzogen wird, steigt die Anzahl der Lieferantenwechsel insgesamt kontinuierlich an. Aus diesem Grund wächst auch die Bedeutung der operativen Umsetzung des Lieferantenwechselprozesses. Daher gaben die VNB sowie die Großhändler und Lieferanten zum 01.04.2009 die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten Einschätzungen der derzeitigen Automatisierung ihrer Geschäftsprozesse an. Diese werden mit den Werten aus den Vorjahren verglichen.

Durchschnittlicher Automatisierungsgrad beim Lieferantenwechsel in Prozent

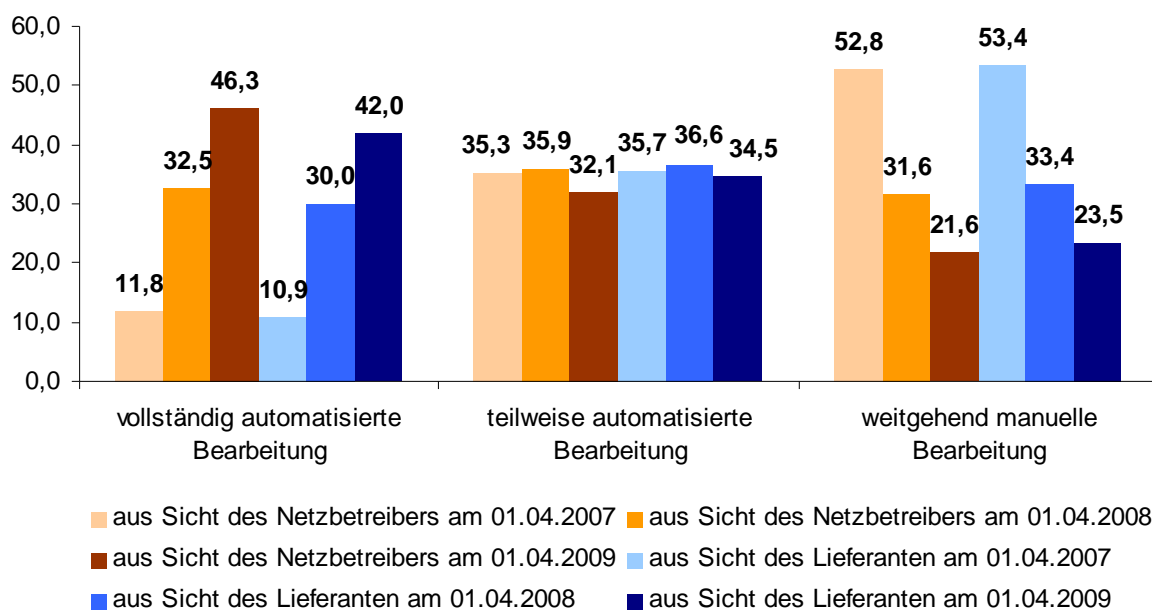


Abbildung 41: Durchschnittlicher Automatisierungsgrad im Lieferantenwechselprozess gemäß Abfrage VNB/Lieferanten

Wie aus der Abbildung ersichtlich wird, stieg der Grad der vollständig automatisierten Bearbeitung beim Lieferantenwechsel aus Sicht der Netzbetreiber und der Lieferanten innerhalb des letzten Jahres um weitere knapp 15 Prozentpunkte auf knapp 45 Prozent an. Die teilweise automatisierten Lieferantenwechsel blieben bei den Lieferanten und Netzbetreibern mit etwa 33 Prozent auf Vorjahresniveau und die weitgehend manuelle Bearbeitung sank bei beiden um weitere zehn Prozentpunkte auf rund 22 Prozent ab.

⁸⁸ „≤ 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.

Bei den ÜNB ergab sich erwartungsgemäß eine andere Aufteilung der Bearbeitung von Lieferantenwechseln, da diese insgesamt nur zehn Lieferantenwechsel in 2008 durchführten. Der Anteil der vollständig automatisierten Bearbeitung lag bei 25 Prozent, der Anteil der teilweise automatisierten Bearbeitung bei 15 Prozent und der Anteil der weitgehend manuellen Bearbeitung bei 60 Prozent. Somit ergaben sich keine Veränderungen zum Berichtsjahr 2007.

Die deutliche Verbesserung des Lieferantenwechselprozesses zeigt sich auch in den durchschnittlichen Kosten je Lieferantenwechsel. Die Kosten wurden durch die befragten Lieferanten in 2008 im Mittel auf 95,5 € (2007: 109,0 €) für Kunden mit registrierender Lastgangmessung und im Mittel auf 56,9 € (2007: 64,4 €) bei Kunden, die nach Standardlastprofilen bilanziert werden, geschätzt.

Diese gesunkenen Transaktionskosten sehen daher mit vier Prozent auch nur die wenigsten Lieferanten als das gewichtigste Hindernis bei der Neukundenakquisition an. Den Transaktionskosten folgt mit 4,3 Prozent die kostenpflichtige oder unmögliche Abfrage von historischen Kundendaten sowie mit 7,6 Prozent die fehlgeschlagenen und /oder verzögerten Lieferantenwechsel als gewichtigstes Hindernis bei der Neukundenakquisition.

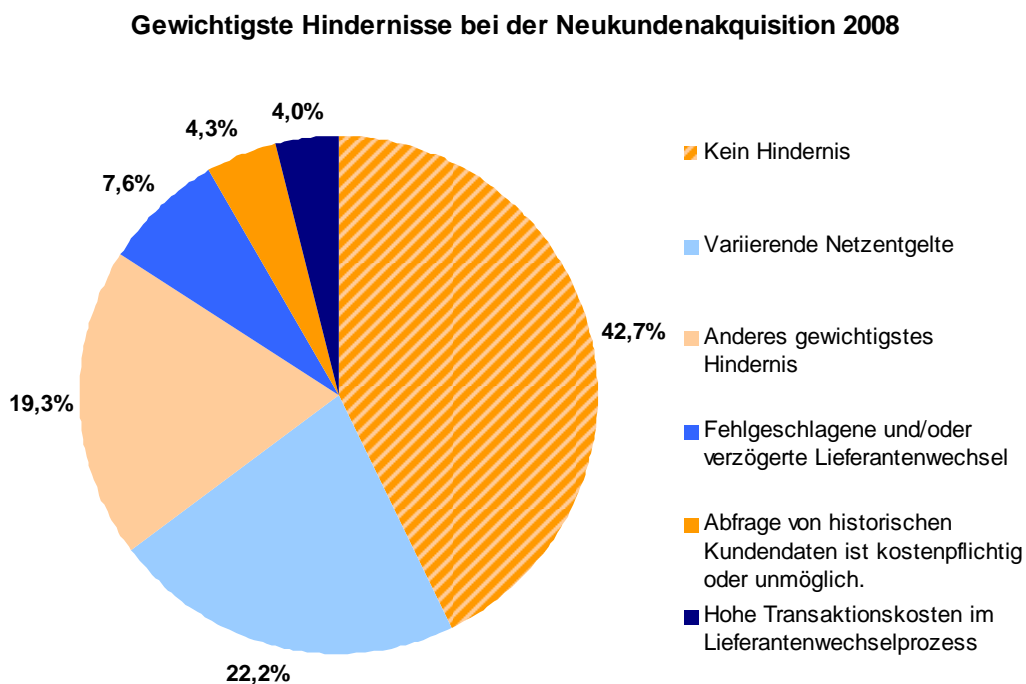


Abbildung 42: Gewichtigste Hindernisse bei der Neukundenakquisition 2008 gemäß Abfrage Großhändler/Lieferanten

Über 40 Prozent der Lieferanten sehen keine gewichtigen Hindernisse bei der Neukundenakquisition. Andere als die zur Auswahl stehenden gewichtigsten Hindernisse liegen aus Sicht von etwa 22 Prozent der Lieferanten vor. Variierende Netzentgelte wurden von rund 19 Prozent der Befragten als gewichtigstes Hindernis für die Neukundenakquisition genannt. Obwohl die fehlgeschlagenen oder verzögerten Lieferantenwechsel als gewichtigstes Hindernis bei der Neukundenakquisition leicht zugenommen haben, zeigt die Verringerung bei der historischen Kundendatenabfrage und den Transaktionskosten die Bedeutung, die mit

der Umsetzung der Festlegung von einheitlichen Geschäftsprozessen und Datenformaten durch die Bundesnetzagentur verbunden ist. Von den Lieferanten, die andere als die zur Auswahl gestellten Hindernisse als gewichtig ansehen, wird hauptsächlich die zu geringe Marge bei der Neukundenakquisition angegeben, welche auf zu hohe Energiebeschaffungs- bzw. Personalkosten zurückgeführt wird.

Alternative Anbieter für Haushaltskunden

Nicht nur die gesetzlich und behördlich herbei geführten verbesserten Rahmenbedingungen tragen zur Steigerung des Wettbewerbes und der Erhöhung der Lieferantenwechsel bei. Auch die Elektrizitätslieferanten zeigen unterschiedlich intensive Bemühungen, um von dem aufkommenden Wettbewerb zu profitieren. Um dies zu verdeutlichen, wurden die VNB im Monitoring 2009 aufgefordert, die Anzahl der Lieferanten anzugeben, die in ihren Netzgebieten Letztverbraucher mit Elektrizität beliefern. Die nachfolgende Darstellung zeigt, dass immer mehr Elektrizitätslieferanten ihre Produkte in immer mehr Netzgebieten anbieten.

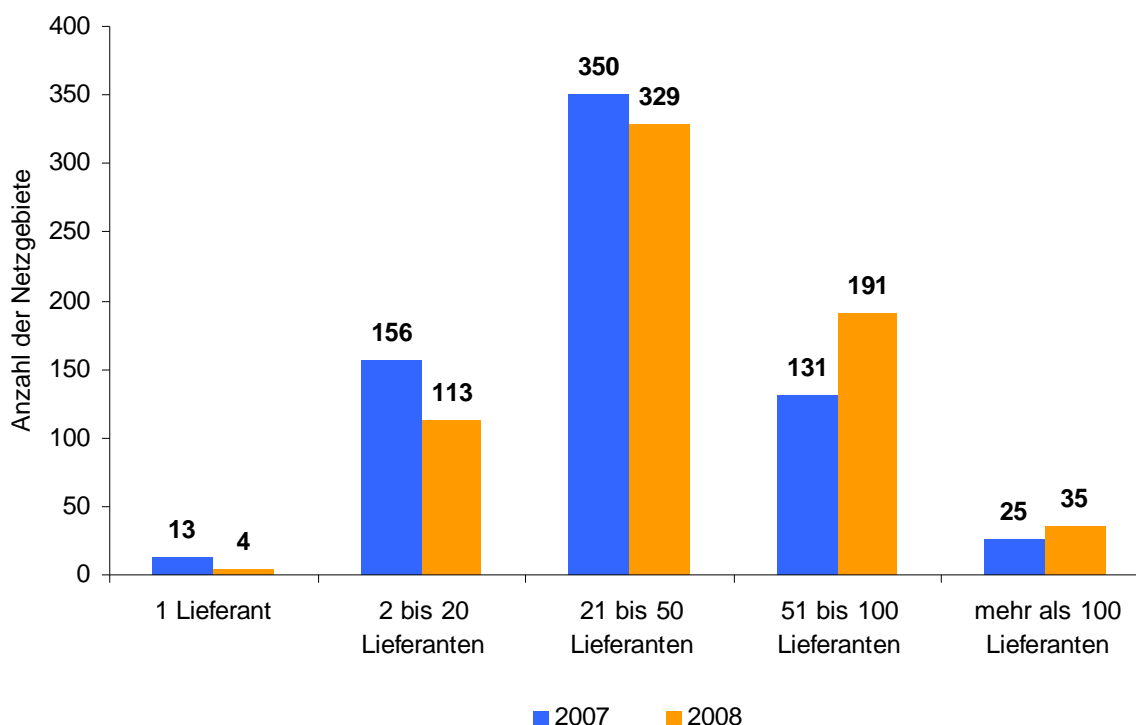


Abbildung 43: Anzahl der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig sind, gemäß Abfrage VNB

Im Berichtsjahr 2007 gaben 13 VNB an, dass nur ein Lieferant Letztverbraucher in ihren Netzgebieten mit Elektrizität beliefert. Im Berichtsjahr 2008 gaben hingegen nur noch vier VNB an, dass nur ein Lieferant in ihren Netzgebieten tätig sei. Nach wie vor sind in den meisten Netzgebieten zwischen 21 und 50 Lieferanten aktiv. Allerdings steigt die Anzahl der Netzgebiete, in denen mehr als 50 oder sogar mehr als 100 Lieferanten tätig sind. Durch diese Entwicklung haben Verbraucher eine immer größer werdende Auswahl an möglichen Elektrizitätslieferanten, welche zudem noch in einem direkten Wettbewerb zueinander stehen. Insgesamt betrachtet, beliefern durchschnittlich 45,5 Lieferanten die angeschlossenen Letztverbraucher je Netzgebiet. Die Spanne liegt, je nach Netzgebiet, zwischen einem und 242 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 34,4 Lieferanten je Netzgebiet beliefert. Die Spanne liegt hier, je nach Netzgebiet, zwischen einem und 201 Lieferanten. Betrachtet man

nicht nur den Mittelwert, der sich aus den einzelnen Netzgebieten ergibt, sondern berücksichtigt auch die Größe der Netzgebiete, so erhält man einen flächenbezogenen Mittelwert. Dieser zeigt, dass der Großteil der Haushaltskunden von durchschnittlich über 50 Lieferanten je Netzgebiet beliefert wird (vgl. Abb. 38).

Dieses Bild wird jedoch durch die Erhebung bei den Lieferanten relativiert. Auch die Lieferanten sollten im Monitoring 2009 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 45,5 Lieferanten pro Netzgebiet, gemessen am möglichen Potential von über 1.000 in Deutschland tätigen Elektrizitätslieferanten, doch nur ca. vier 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.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Anzahl der Elektrizitätslieferanten, die in einer definierten Spanne von Netzgebieten Letztverbraucher mit Elektrizität beliefern.

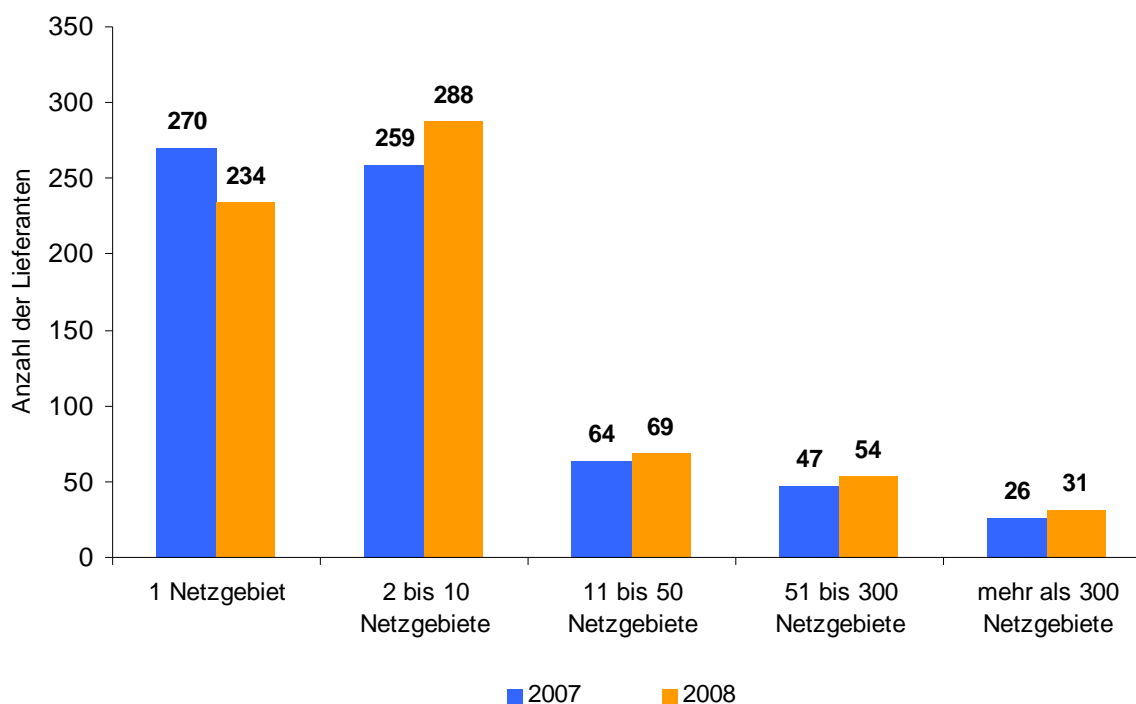


Abbildung 44: Anzahl der Lieferanten, die in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten tätig sind, gemäß Abfrage Großhändler/Lieferanten

Mit einer Anzahl von 234 beliefern nach wie vor mindestens ein Drittel der Lieferanten nur in einem Netzgebiet Letztverbraucher mit Elektrizität. Jedoch ist auch bei den Lieferanten eine positive Entwicklung festzuhalten. Waren in 2007 noch die meisten Lieferanten nur in einem Netzgebiet tätig, so beliefert im Berichtsjahr 2008, mit 288 Lieferanten, der Großteil Letztverbraucher in zwei bis zehn Netzgebieten. Ebenso steigt die Anzahl der Lieferanten, die in mehr als zehn, 50 oder sogar mehr als 300 Netzgebieten tätig sind. Insgesamt betrachtet ist ein Lieferant in durchschnittlich 42 Netzgebieten tätig. Die Spanne liegt, je nach Lieferant, zwischen einem und 832 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 29 Netzgebieten. Die Spanne liegt hier zwischen Null und 832 Netzgebieten je Lieferant.

Durch die steigende Auswahlmöglichkeit an Lieferanten, die verbesserten Rahmenbedingungen bei einem Lieferantenwechsel und die Sensibilisierung der Verbraucher bei den Elektrizitätskosten steigt die Anzahl der Lieferantenwechsel im Haushaltskundenbereich kontinuierlich an. Doch dies allein ist kein Indiz für einen funktionsfähigen Wettbewerb mit einer Vielzahl von Wettbewerbern. Abgesehen von der weiterhin dominanten Stellung der Grundversorger und den stetig steigenden Elektrizitätspreisen, zeichnet sich bei einer Betrachtung der Neukundenakquisition von Haushaltskunden eine klare Dominanz von einigen wenigen Unternehmen ab. So weisen die vier größten in Deutschland tätigen Lieferanten unter Anwendung der Dominanzmethode einen Anteil von ca. 52,2 Prozent an der Lieferantenwechsellmenge der Haushaltskunden auf. Dieser Anteil an der Neukundenbelieferung außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete ist größer als der Anteil, den die vier größten Lieferanten an der Haushaltskundenbelieferung innerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete mit ca. 49,9 Prozent inne haben.

2008				
Belieferung von Haushaltskunden	Abgabemengen in TWh	Hochgerechnete Abgabemengen in TWh	Abgabemengen der vier größten Unternehmen in TWh	Anteil an hochgerechneter Summe in Prozent
in den Grundversorgungsnetzgebieten	116,41	124,26	61,96	49,86%
außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete	14,69	15,68	8,18	52,17%
Gesamtsumme	131,10	139,94	70,14	50,12%

Tabelle 48: Anteile (Anhaltswerte) der vier größten Unternehmen bei der Belieferung von Haushaltskunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten unter Verwendung der Dominanzmethode für 2008

Neben den alternativen konzernzugehörigen Anbietern weisen auch nur wenige alternative konzernunabhängige Anbieter deutliche Kundengewinne auf. So wechselten im Berichtsjahr 2008 über 75 Prozent der 2,1 Millionen gewechselten Haushaltskunden von einer Vielzahl von Anbietern hin zu lediglich zehn Unternehmen. Sollte sich diese Entwicklung weiter fortsetzen, könnte der Wettbewerb auf dem Elektrizitätsmarkt für Haushaltskunden zu einer Verringerung anstatt zu einer Diversifikation der Anbieter führen. Um dies zu verdeutlichen, werden im Folgenden die Haushaltskundengewinne und -verluste je nach Unternehmensgröße der Elektrizitätslieferanten dargestellt.

Haushaltskundengewinne und -verluste in 2008

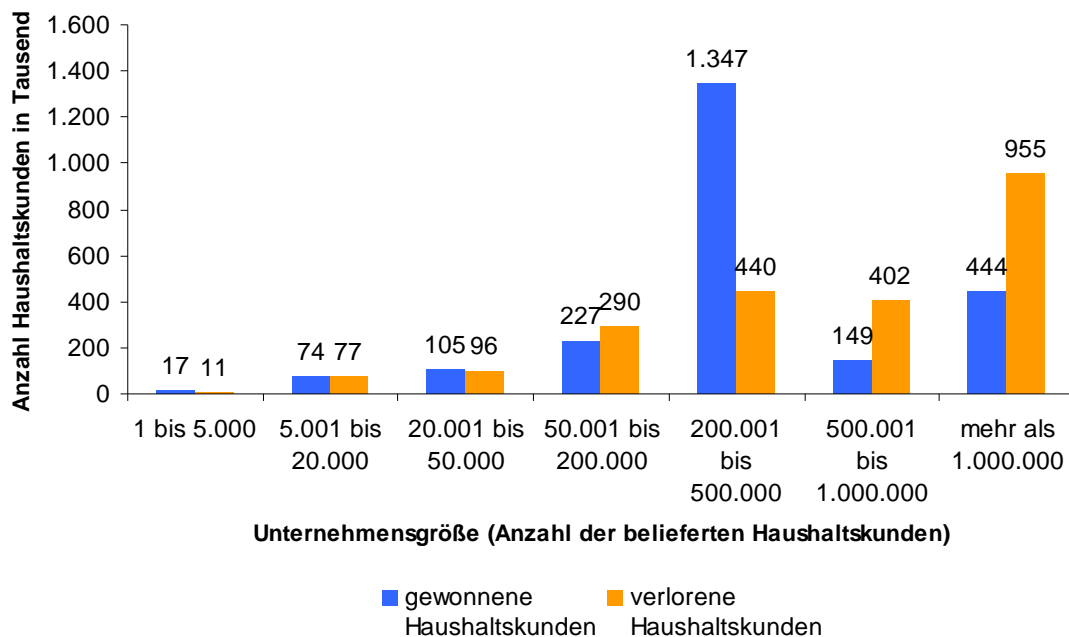


Abbildung 45: Haushaltskundengewinne und -verluste je nach Unternehmensgröße gemäß Abfrage Großhändler/Lieferanten

Wie die Abbildung zeigt, haben besonders die größten Unternehmen hohe Kundenverluste hinnehmen müssen. Da jedoch der Großteil dieser Unternehmen über andere Vertriebskanäle (wie z.B. Tochterunternehmen) auch deutliche Kundenzuwächse zu verzeichnen hat, gleichen sich die Kundenverluste und -gewinne bei den größten Unternehmen in Summe zumeist wieder aus. So ist der Hauptkundengewinn in dem Segment „200.001 bis 500.000 belieferte Haushaltskunden“ der größeren neuen konzernzugehörigen und konzernunabhängigen Anbieter zu finden. Bei den Unternehmen, die bis zu 200.000 Haushaltskunden beliefern, gleichen sich in Summe die Kundengewinne mit den Kundenverlusten wieder nahezu aus. Dies bedeutet jedoch nicht, dass sich die Kundenverluste und -gewinne für jedes Unternehmen ausgleichen, sondern vielmehr, dass einige Unternehmen dieser Größenordnung zum Teil deutliche Kundenverluste hinnehmen müssen und andere Unternehmen zum Teil deutliche Kundengewinne zu verzeichnen haben.

Wird die Anzahl der Kundenverluste in ein Verhältnis zur Unternehmensgröße gesetzt, so ist zu erkennen, dass die Unternehmen, die bis zu 20.000 Haushaltskunden beliefern im Berichtsjahr 2008 je nach Kategorie durchschnittlich zwischen 2,5 und 2,8 Prozent ihrer Kunden verloren haben. Die Kundenverluste der Unternehmen, die bis zu 200.000 Haushaltskunden beliefern, lagen je nach Kategorie durchschnittlich zwischen 2,6 und 3,8 Prozent. Unternehmen, die mehr als 200.000 Haushaltskunden beliefern, mussten je nach Kategorie Kundenverluste von durchschnittlich zwischen 5,8 und 7,4 Prozent hinnehmen.

Elektrizitätspreise für Haushaltskunden

Mit der Monitoringabfrage 2009 wurden die Großhändler und Lieferanten aufgerufen, das aktuelle durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau ihres Unternehmens (Preisstand 01.04.2009) 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 inklusive Abrechnung, Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Steuern (Strom- und Umsatzsteuer), sonstiger staatlich veranlasster Preisbestandteile durch die Konzessionsabgabe, EEG- und KWKG-Umlage sowie der Preisbestandteil für „Energiebeschaffung und Vertrieb“ anzugeben.

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),⁸⁹ 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.)

Die Angaben der Unternehmen zur Preiskategorie Haushaltskunden (Grundversorgung) führten zur folgenden Aufteilung des Gesamtelektrizitätspreises:

Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden (Grundversorgung) zum 01.04.2009

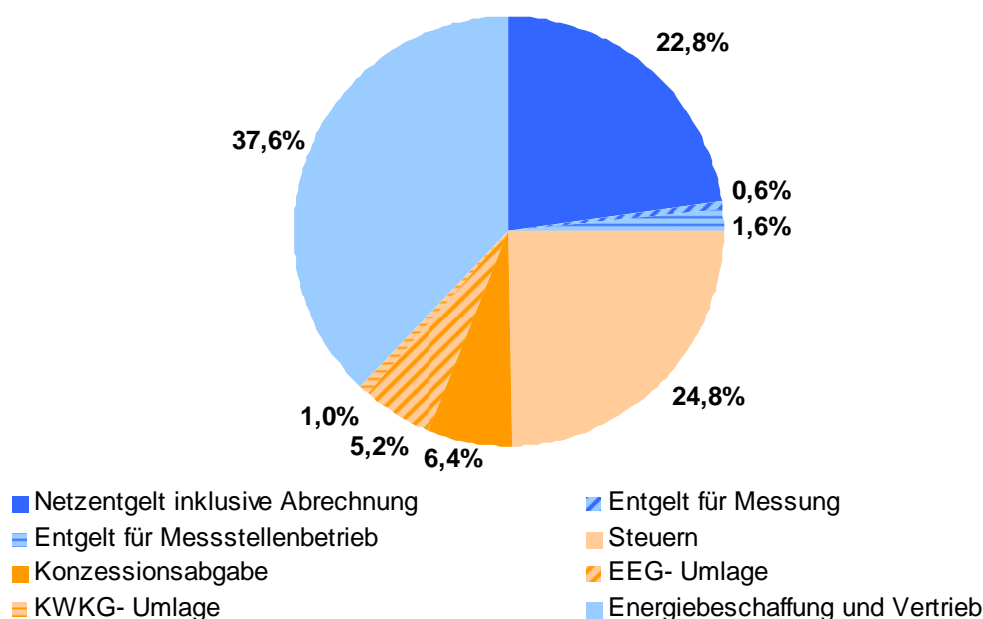


Abbildung 46: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus Haushaltskunden (Grundversorgung) zum 01.04.2009

Wie die Abbildung zeigt, haben die Nettonetzentgelte (inklusive Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb) sowie die Steuern (Strom- und Umsatzsteuer) bei Haushaltskunden einen Anteil von jeweils rund 25 Prozent am gesamten Elektrizitätspreis. Die sonstigen staatlich verursachten Abgaben (Konzessionsabgabe, EEG- und KWKG-Umlage) machen einen Anteil von 12,6 Prozent aus. Den größten Anteil am Gesamtelektrizitätspreis für Haushaltskunden hat der in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegene Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ mit aktuell 37,6 Prozent inne.

⁸⁹ Eine separate Ausweisung des Schwachlaststromes ist für Haushaltskunden in Deutschland eher untypisch.

Die Abgaben und Steuern beliefen sich für Haushaltskunden am 01.04.2006 auf insgesamt 37,6 Prozent und haben sich damit im Vergleich zum aktuellen Anteil von 37,4 Prozent nur unwesentlich verändert. Demnach ist auch der unternehmerische Anteil am Haushaltskundenelektrizitätspreis mit 62,4 bzw. 62,6 Prozent nahezu identisch geblieben. Zum damaligen Zeitpunkt betrug der Anteil für „Energiebeschaffung und Vertrieb“ nur 23,8 Prozent, während der Anteil der Netzentgelte, welcher damals überhöhte Margen beinhaltete, noch 38,6 Prozent inne hatte. Diese Struktur hat sich zum 01.04.2009 grundlegend verändert (vgl. hierzu auch die Ausführungen über die Entwicklung des Preisbestandteiles „Energiebeschaffung und Vertrieb“ ab S. 118).

In den folgenden zwei Tabellen werden die Ergebnisse der Erhebung des aktuellen durchschnittlichen Einzelhandelspreisniveaus zum 01.04.2009 für Haushaltskunden aufgeführt. Es werden die arithmetischen und mengengewichteten Mittelwerte sowie der Anteil der einzelnen Preisbestandteile am mengengewichteten Gesamtpreis aufgeführt. Der arithmetische Mittelwert ist der Mittelwert der ausgewerteten Daten für die einzelnen Preisbestandteile bzw. des Gesamtpreisniveaus ohne Berücksichtigung der angegebenen Abgabemengen der Unternehmen in den einzelnen Kategorien. Dabei wurde für jeden einzelnen Preisbestandteil und für den Gesamtwert der jeweilige Mittelwert separat gebildet. Bei der Ermittlung des mengengewichteten Mittelwertes wurde für den Preisstand 01.04.2009 der Mittelwert unter Berücksichtigung der Abgabemenge an Haushaltskunden des jeweiligen Unternehmens in der dazugehörenden Kundenkategorie in 2008 berechnet.

Bei den Haushaltskunden war im Monitoring 2009 zwischen Kunden, die über die Grundversorgung bzw. die außerhalb der Grundversorgung beliefert werden und Kunden, die außerhalb des eigenen Grundversorgungsnetzgebietes beliefert werden, zu unterscheiden. Somit waren die Angaben auch auf die Netzgebiete zu beziehen, in denen die antwortenden Unternehmen nicht die Grundversorgung mit Elektrizität durchführen. Die Auswertung der eingegangenen Fragebögen für die Belieferung über die Grundversorgung bzw. außerhalb der Grundversorgung hat zu den in der folgenden Tabelle dargestellten Ergebnissen geführt. Die Auswertung basiert dabei für die Grundversorgung auf den Angaben von 619 (arithmetischer Mittelwert) und 594 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) bzw. außerhalb der Grundversorgung auf den Angaben von 588 (arithmetischer Mittelwert) und 533 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert).

Haushaltskunden 01.04.2009	Grundversorgung			außerhalb Grundversorgung		
	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Mengen-gewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis (mengen-gewichtet) in Prozent	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Mengen-gewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis (mengen-gewichtet) in Prozent
Nettonetzentgelt inklusive Abrechnung	5,57	5,30	22,86	5,55	5,39	24,04
Entgelte für Messung	0,18	0,13	0,56	0,15	0,13	0,58
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,33	0,37	1,60	0,28	0,26	1,16
Konzessionsabgabe	1,38	1,48	6,38	1,40	1,56	6,96
Umlage nach EEG	1,18	1,20	5,18	1,18	1,20	5,35
Umlage nach KWKG	0,23	0,23	0,99	0,24	0,23	1,03
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	5,67	5,75	24,81	5,53	5,61	25,02
Energiebeschaffung und Vertrieb	8,72	8,73	37,66	7,96	8,05	35,91
Gesamtpreis⁹⁰	23,25	23,18	100,00	22,30	22,42	100,00

Tabelle 49: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 01.04.2009 für Haushaltskunden innerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Das arithmetische und mengengewichtete Preisniveau für Haushaltskunden in der Grundversorgung ist nahezu gleich. 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, sind kleinere Lieferanten 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 außerhalb der Grundversorgung in den Grundversorgungsnetzgebieten den Tarif dar, mit denen sich die kleineren Lieferanten dem Wettbewerb stellen. Größere Lieferanten, die in mehreren Netzgebieten tätig sind, verfügen hingegen über einen weiteren Tarif außerhalb ihres Grundversorgungsnetzgebietes, welcher ebenfalls im Grundversorgungsnetzgebiet angeboten wird. Da sich die größeren Lieferanten erst mit diesem Tarif dem Wettbewerb stellen, besteht für sie die Möglichkeit bei den Tarifen außerhalb der Grundversorgung im Grundversorgungsnetzgebiet höhere Preise anzusetzen.

Da, wie oben erwähnt, der Tarif für Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete der Tarif ist, mit dem sich die Lieferanten im Wettbewerb befinden, ist es von besonderer Bedeutung wie sich das Preisniveau hier darstellt. Die entsprechende Auswertung basiert auf den Angaben von 274 (arithmetischer Mittelwert) und 234 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert), die entweder Elektrizität liefern aber kein Grundversorgungsgebiet betreuen oder Unternehmen, die neben ihrem Grundversorgungsgebiet auch in anderen Netzgebieten Elektrizität liefern. Die Angaben der Lieferanten haben zu den in der folgenden Tabelle dargestellten Ergebnissen geführt.

⁹⁰ Differenzen zwischen der Summe der einzelnen Preisbestandteile und den angegebenen Gesamtpreisen sowie zwischen der Summe der einzelnen Prozentangaben und 100 Prozent basieren auf den jeweils separaten Rundungen in jeder Kategorie.

Haushaltskunden 01.04.2009	außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes		
	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis (mengengewichtet) in Prozent
Nettonetzentgelt inklusive Abrechnung	5,57	5,30	24,7
Entgelte für Messung	0,18	0,13	60
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,33	0,37	1,19
Konzessionsabgabe	1,38	1,48	7,15
Umlage nach EEG	1,18	1,20	5,5
Umlage nach KWKG	0,23	0,23	1,05
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	5,62	5,41	24,79
Energiebeschaffung und Vertrieb	8,16	7,70	35,29
Gesamtpreis	22,65	21,82	100,00

Tabelle 50: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 01.04.2009 für Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Das arithmetische und mengengewichtete Preisniveau für Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete, also bei einem Lieferantenwechsel, weicht deutlich voneinander ab. 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.

Durch einen Vergleich der drei Kategorien für Haushaltskunden wird deutlich, dass erhebliche Unterschiede zwischen den verschiedenen mengengewichteten Preiskonditionen vorhanden sind. Die Grundversorgung stellt mit einem mengengewichteten Gesamtpreis von durchschnittlich 23,18 ct/kWh die teuerste und preislich am stärksten ansteigende Art der Elektrizitätsbelieferung für Haushaltskunden dar. Außerhalb der Grundversorgung (Vertragswechsel) reduziert sich der mengengewichtete, durchschnittliche Gesamtpreis auf 22,42 ct/kWh und außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete (Lieferantenwechsel) auf 21,82 ct/kWh. Auf Grund des geringen Wettbewerbsdruckes und der verhältnismäßig wenigen Kundenverluste, haben sich die lokalen Elektrizitätslieferanten nicht den günstigeren Preiskonditionen anderer Wettbewerber angepasst. Daher zeigen die bestehenden deutlichen Preisunterschiede zwischen den Elektrizitätslieferanten, dass der Haushaltskundenmarkt ein regional geprägter und kein bundesweiter Wettbewerbsmarkt ist.

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 maximal zwei Haushaltskundentarife 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 01.04.2009 folgende Ergebnisse für Sondertarife, also Tarife außerhalb der Grundversorgung (in sowie außerhalb der Grundversorgungsnetze) feststellen.

Sonderbonifikationen bzw. Sonderregelungen	Haushaltskunden (außerhalb der Grundversorgung)	
	Anzahl Tarife	Durchschnittliche Menge
Mindestvertragslaufzeit	445	10 Monate
Preisstabilität	306	14 Monate
einmalige Bonuszahlung	90	32 €
Vorkasse	87	12 Monate
Paketpreis	29	
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	193	

Tabelle 51: Sonderbonifikationen und -regelungen für Haushaltskundenkategorie (Elektrizität)

Die Mindestvertragslaufzeit der angegebenen 445 Sondertarife beläuft sich auf durchschnittlich zehn Monate. Bei 306 Sondertarifen wurde eine Preisstabilität von durchschnittlich 14 Monaten angegeben. 29 Sondertarife bieten die Möglichkeit eines Paketpreises und 87 Sondertarife die Möglichkeit einer Vorkassezahlung für durchschnittlich 12 Monate im Voraus, an. Andere Sonderbonifikationen und -regelungen wurden bei 193 Tarifen angegeben. Weiterhin wurde für 90 Sondertarife eine durchschnittliche Bonuszahlung von 32 € pro Jahr aufgezeigt. Da diese Bonuszahlungen hauptsächlich von anderen Lieferanten als dem Grundversorger angeboten werden, vergrößert sich der Preisunterschied zwischen den Grundversorgungstarifen und den Tarifen bei einem Lieferantenwechsel nochmals um durchschnittlich 0,91 ct/kWh. Somit liegt die Einsparmöglichkeit von Haushaltskunden bei einem Lieferantenwechsel bei durchschnittlich 2,27 ct/kWh bzw. knapp 80 € pro Jahr.

Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung der mengengewichteten Mittelwerte der Netzentgelte, Steuern, sonstigen staatlich veranlassten Preisbestandteile, „Energiebeschaffung und Vertrieb“ sowie der Gesamtelektrizitätspreise für Haushaltskunden im Zeitraum 01.04.2008 bis 01.04.2009 in ct/kWh. Darüber hinaus wird die prozentuale Veränderung der jeweiligen Preisbestandteile aufgezeigt. Die Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb werden auf Grund der besseren Vergleichbarkeit zum Vorjahr in den Preisbestandteil Nettonetzentgelte integriert.

Entwicklung des mengengewichteten Mittelwertes 01.04.2008 zu 01.04.2009 in ct/kWh			
Haushaltskunden	Grundversorgung	außerhalb Grundversorgung	außerhalb Grundversorgungsnetzgebiet
Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	-0,12 (-2,03%)	-0,05 (-0,86%)	-0,10 (-1,69%)
Konzessionsabgabe	+0,03 (+2,07%)	+0,00 (+0,00%)	+0,01 (+0,68%)
Umlage nach EEG	+0,04 (+3,45%)	+0,07 (+6,19%)	+0,10 (+9,09%)
Umlage nach KWKG	+0,03 (+15,00%)	+0,03 (+15,00%)	+0,03 (+15,00%)
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	+0,27 (+4,93%)	+0,22 (+4,08%)	+0,02 (+0,37%)
Energiebeschaffung und Vertrieb	+1,34 (+18,13%)	+1,12 (+16,16%)	+0,90 (+13,24%)
Gesamtpreis	+1,58 (+7,31%)	+1,38 (+6,56%)	+0,96 (+4,60%)

Tabelle 52: Entwicklung des mengengewichteten Preisniveaus für Haushaltskundenkategorie (Elektrizität)

Obwohl es im Zuge der Anreizregulierung seit Anfang 2009 zu Netzentgelterhöhungen gekommen ist, sind die Netzentgelte zwischen dem 01.04.2008 und dem 01.04.2009 insgesamt gesunken. Dieser scheinbar gegenläufige Sachverhalt wird im Kapitel 2.2.3.2 erläutert.

Der Steueranteil sowie die sonstigen staatlich veranlassten Preisbestandteile stiegen um jeweils rund vier Prozent an. Der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb (inklusive Marge)“ weist den deutlichsten Anstieg mit 18,13 Prozent in der Grundversorgung, 16,16 Prozent außerhalb der Grundversorgung und 13,24 Prozent außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes auf. Der Unterschied im Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ zwischen Grundversorgung, außerhalb der Grundversorgung und außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes wird zum Preisstand 01.04.2009 noch deutlicher als zum 01.04.2008. So zeigt die Entwicklung einen Anstieg bei „Energiebeschaffung und Vertrieb“ in der Grundversorgung von 1,58 ct/kWh, außerhalb der Grundversorgung stieg „Energiebeschaffung und Vertrieb“ im Vergleich nur um 1,38 ct/kWh und außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes sogar nur um 0,96 ct/kWh. Der Preisunterschied, der die Grundversorgung teurer als andere Tarifoptionen außerhalb der Grundversorgung macht, ist also im Wesentlichen auf die Unterschiede im Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ zurückzuführen. Während die Netzentgelte, Steuern und sonstigen staatlich veranlassten Preisbestandteile in allen drei Haushaltskundenkategorien nahezu identisch sind, weicht „Energiebeschaffung und Vertrieb (inklusive Marge)“ im Durchschnitt um bis zu 1,03 ct/kWh voneinander ab. Die folgende Abbildung verdeutlicht die Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ für Haushaltskunden von 2006 bis 2009.

**Entwicklung "Energiebeschaffung und Vertrieb" 2006 bis 2009
(mengengewichtete Mittelwerte) in ct/kWh**

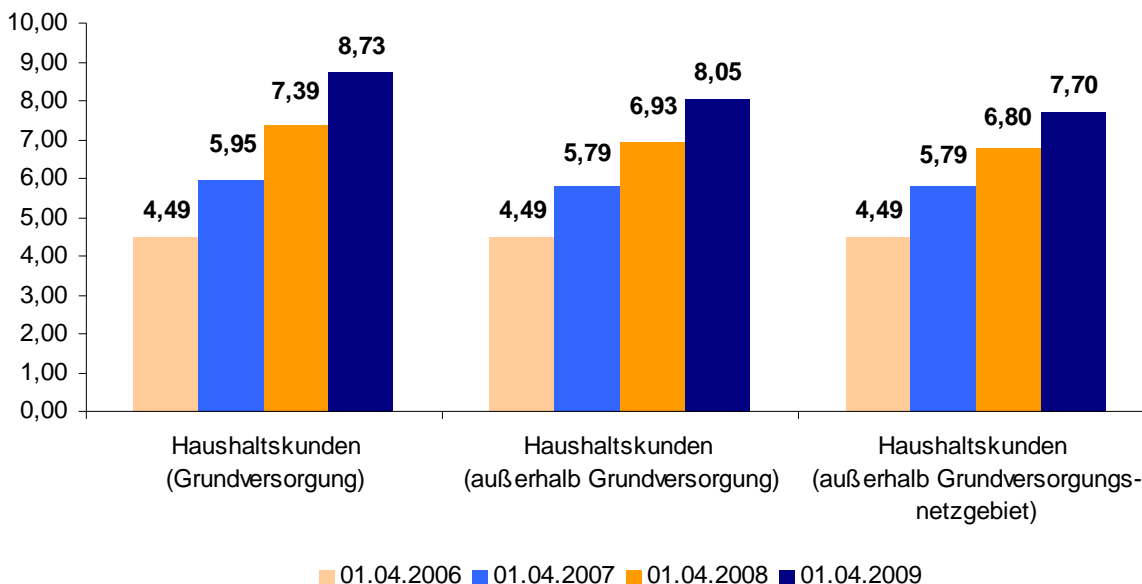


Abbildung 47: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ bei Haushaltskunden

In der Abbildung wird nicht nur der deutliche Anstieg des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ ersichtlich, sondern auch die erheblichen Unterschiede dieses Preisbestandteils bei den verschiedenen Tarifoptionen. So findet sich in „Energiebeschaffung und Vertrieb“ der Hauptgrund für die unterschiedlichen Elektrizitätspreise verschiedener Lieferanten. Die teuerste und in den letzten Jahren am deutlichsten steigende Art der Elektrizitätsbelieferung für Haushaltskunden stellt die Grundversorgung mit einem durchschnittlichen Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ von 8,73 ct/kWh dar. Günstiger ist

die Elektrizitätsbelieferung für Haushaltskunden bei einem Vertragswechsel (zu einem Tarif außerhalb der Grundversorgung) mit einem durchschnittlichen Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ von 8,05 ct/kWh. Am günstigsten ist die Elektrizitätsbelieferung für Haushaltskunden bei einem Lieferantenwechsel (zu einem Tarif der von einem Lieferanten außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes angeboten wird) mit einem durchschnittlichen Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ von 7,70 ct/kWh.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen, mengengewichteten Elektrizitätsgesamtpreise vom 01.04.2006 bis zum 01.04.2009.

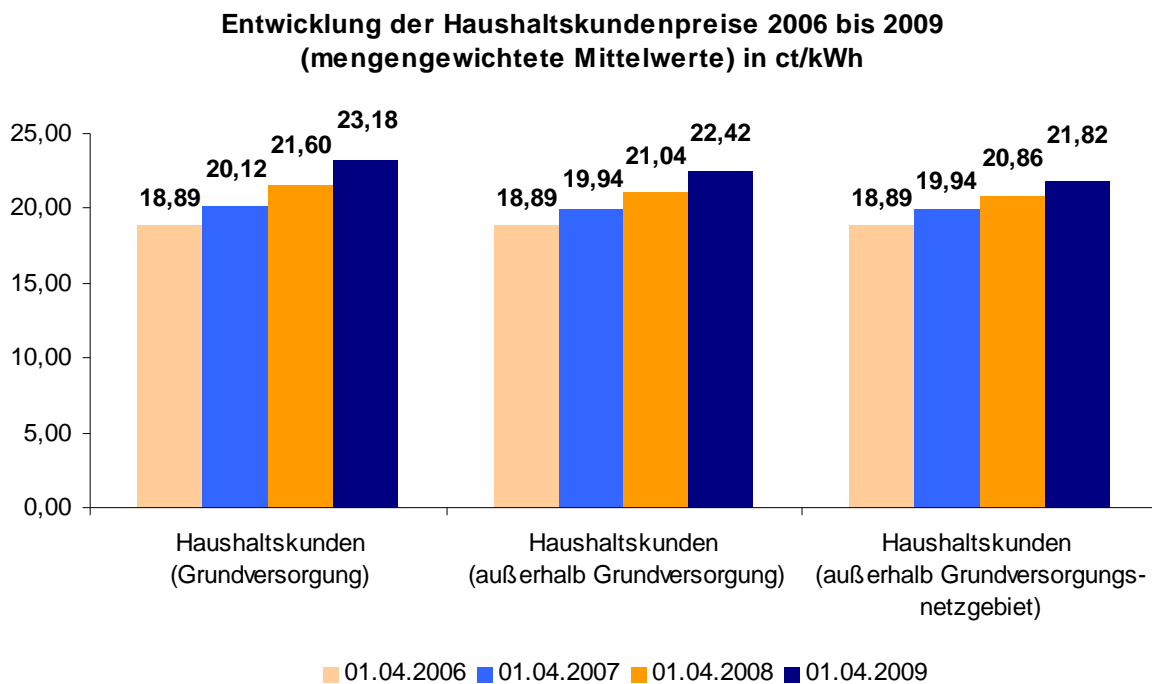


Abbildung 48: Entwicklung der mengengewichteten Haushaltskundenpreise von 2006 bis 2009

In den letzten drei Jahren sind besonders die Haushaltskunden von den stark steigenden Elektrizitätspreisen betroffen. Für Haushaltskunden in der Grundversorgung beläuft sich die Erhöhung seit 01.04.2006 auf durchschnittlich 4,29 ct/kWh bzw. 22,7 Prozent. Bei gleichbleibenden Netzentgelten, also ohne die durchschnittliche Netzentgeltsenkung um 1,50 ct/kWh, hätte der Preisanstieg 5,79 ct/kWh bzw. 30,7 Prozent betragen. Dabei machen die Steuern 1,13 ct/kWh und die sonstigen staatlich veranlassten Preisbestandteile (Konzessionsabgabe, EEG- und KWKG-Umlage) 0,43 ct/kWh des Preisanstieges aus. Die EEG-Umlage ist um ca. 0,49 ct/kWh angestiegen. Damit ist der Zubau von Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern bei Haushaltskunden nur zu einem geringen Teil für den deutlichen Elektrizitätspreisanstieg verantwortlich. Der Großteil des durchschnittlichen Preisanstieges entfällt auf den um 4,24 ct/kWh gestiegenen Preisbestandteil für „Energiebeschaffung und Vertrieb (inklusive Marge)“.

Ein Haushaltskunde in der Grundversorgung (3.500 kWh/Jahr) bezahlt damit zum 01.04.2009 für eine Elektrizitätsbelieferung rund 150 € pro Jahr mehr als zum 01.04.2006, ohne die Netzentgeltsenkungen hätte die Mehrbelastung rund 200 € pro Jahr betragen. Durch einen Vertrags- oder Lieferantenwechsel kann diese Mehrbelastung der Haushalte jedoch vollständig kompensiert werden. Um dies zu verdeutlichen, wird nicht der durchschnittlich günstigste Tarif in Höhe von 21,82 ct/kWh, sondern die Spannbreite der günstigsten Tarife betrachtet. Diese liegt ohne Einbeziehung von Sonderbonifikationen- und

regelungen zwischen ca. 19 und 27 ct/kWh. Somit erzielt der günstigste Tarif im Vergleich zum durchschnittlichen Grundversorgungstarif in Höhe von 23,18 ct/kWh, eine Ersparnis von rund 4,2 ct/kWh bzw. rund 150 € pro Jahr. Zieht ein Haushaltskunde auch Tarife mit bestimmten Sonderregelungen wie z.B. der Vorauszahlung des jährlichen Elektrizitätsverbrauches (Vorauskasse) oder Tarife mit Bonuszahlungen in Betracht, so kann bei der Elektrizitätsbelieferung bis zu 300 € pro Jahr eingespart werden und somit sogar eine Elektrizitätskostenreduzierung im Vergleich zu 2006 erreicht werden. Daher fordert die Bundesnetzagentur besonders Haushaltskunden dazu auf, die Wettbewerbsmöglichkeiten im Elektrizitätsmarkt intensiver zu nutzen.

Hilfestellung bei der Suche nach alternativen und günstigen Energielieferanten bieten sogenannte Tarifrechner, welche im Kapitel 5.2 erörtert werden.

2.3.3.5 Ökostromprodukte

Unter einem Ökostromprodukt wird im Monitoring 2009 der Bundesnetzagentur ein Stromprodukt verstanden, welches auf Grund von Ökostrom-Labeln oder Stromkennzeichnung als Stromprodukt mit besonderer Relevanz des Anteils der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung ausgewiesen und zu einem gesonderten Tarif angeboten/gehandelt wird.

Die mengenbezogene Marktabdeckung im Bereich der Elektrizitätslieferanten liegt im Monitoring 2009 bei 94 Prozent. Um jedoch die Aussagekraft speziell für den Ökostromgeschäftsbereich zu verifizieren, wurden die von den Lieferanten angegebenen Labelmengen mit den der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellten Labelmengen der verschiedenen Labelorganisationen abgeglichen. Nach Angaben des Ökoinstitut e.V., welches als sogenannter nationaler Issuing Body die Regeln des European Energy Certificate System (EECS) in Deutschland überwacht, wurden für die Belieferung von Letztverbrauchern ca. 8,52 TWh Zertifikate nach dem EEC-System entwertet. Da diese Zertifikate jedoch nicht ausschließlich für gesondert gehandelte Ökostromprodukte genutzt werden, bilden die im Monitoring 2009 erhobenen Zertifikate nach dem EEC-System mit knapp sieben TWh den Geschäftsbereich für Ökostromprodukte ausreichend ab. Bei allen anderen Labelorganisationen konnten keine wesentlichen Abweichungen zwischen den von den Labelorganisationen gemeldeten und den von den Lieferanten gemeldeten Ökostrommengen festgestellt werden. Insgesamt kann demnach von einer nahezu vollständigen Datenerhebung des Ökostromgeschäftsbereiches ausgegangen werden.

Die befragten Lieferanten haben die Menge und Anzahl der über ein Ökostromprodukt belieferten Letztverbraucher für das Berichtsjahr 2008 als Gesamtwert sowie für Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG angegeben. Dabei haben sich die in der nachstehenden Tabelle aufgelisteten Summenwerte ergeben.

Kategorie	Gesamte Elektrizitätsabgabe in TWh (Anzahl)	Gesamte Ökostromabgabe in TWh (Anzahl)	Anteil an Abgabemenge (Anzahl) in Prozent
Haushaltskunden	131,28 (42.019.086)	5,84 (1.967.514)	4,45 (4,68)
Weitere Letztverbraucher	339,50 (4.561.970)	6,74 (114.668)	1,99 (2,51)
Gesamt	470,78 (46.581.056)	12,57 (2.082.182)	2,67 (4,47)

Tabelle 53 : Ökostromabgabe an Letztverbraucher in 2008 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Mit Stand des Berichtsjahres 2008 haben sich knapp zwei Millionen Haushaltskunden sowie weitere 114.668 Gewerbe- und Industriekunden bewusst für eine Belieferung durch ein ökologisch aufgewertetes Stromprodukt entschieden. Dies entspricht einem Anteil von rund 4,5 Prozent aller Haushaltskunden und rund zwei Prozent aller weiteren Letztverbraucher.

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

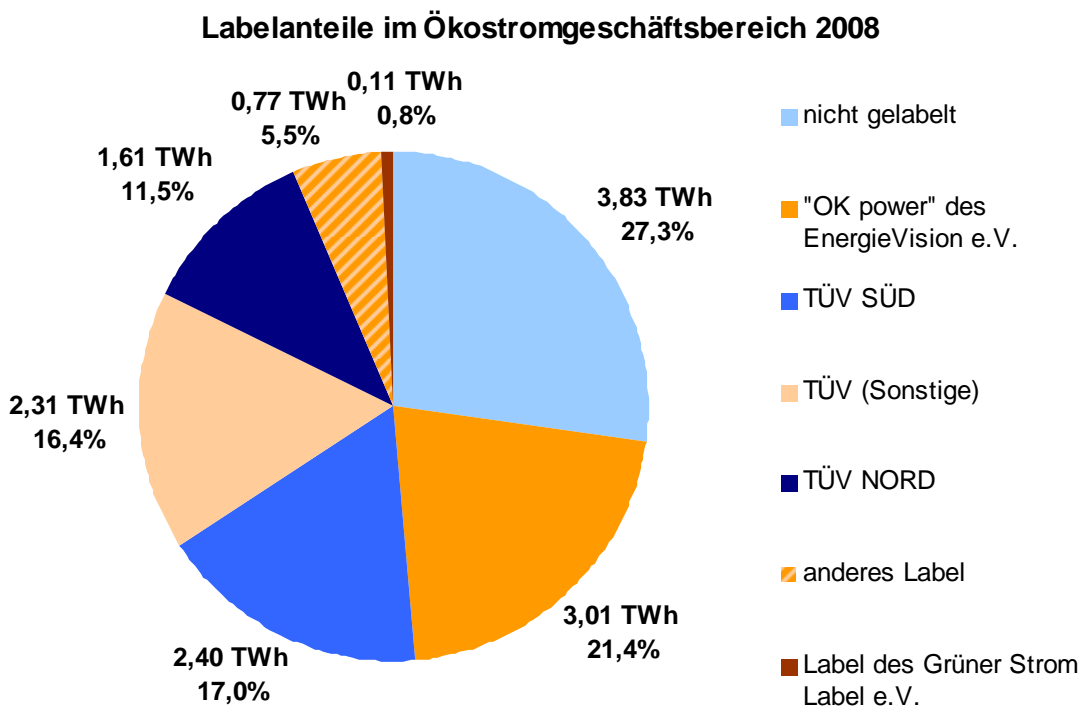


Abbildung 49: Labelanteile im Ökostromgeschäftsbereich 2008 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Insgesamt beträgt die gelabelte und nicht gelabelte Ökostrommenge der Lieferanten rund 14 TWh, die an Letztverbraucher gelieferte Ökostrommenge jedoch nur 12,57 TWh. Die Differenz von rund 1,4 TWh ist darauf zurückzuführen, dass die Lieferanten mit einem noch größeren Ökostromabsatz gerechnet haben oder dass sie die Stromkennzeichnung eines „normalen“ Stromproduktes gegenüber dem bundesweiten Durchschnitt aufwerten wollten.

Mit 27,3 Prozent wird gut ein Viertel des an Letztverbraucher gelieferten Ökostromes nicht gelabelt. Entscheidet sich ein Lieferant jedoch für ein Label, so wird überwiegend ein „ok power“-Label oder ein Label der verschiedenen TÜV-Organisationen gewählt. Allerdings lag bei den am häufigsten gewählten Labeln der Labelanteil des EE02-Labels (TÜV SÜD) bzw. des Fondsmodells („ok power“- Label), die im Wesentlichen auf Lieferverträgen mit Anlagenbetreibern basieren, bei rund 3 Prozent bzw. 0,09 Prozent. 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 5,5 Prozent. Dieser Anteil ist jedoch deutlich zu hoch, da Zertifikate aus dem EEC-System (RECS) irrtümlicherweise häufig als „anderes Label“ ausgewiesen wurden, während es sich hierbei jedoch um Herkunftsnachweise, also um „nicht gelabelte“ Ökostrommengen handelt.

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 standardisierte Vergabekriterien aufweist.

Die verschiedenen Ökostromprodukte basieren im Wesentlichen auf Belieferungen über drei unterschiedliche Arten von Elektrizitätsmengen. Im Folgenden wird daher zwischen EEG-Mengen, Mengen aus Lieferverträgen mit Anlagenbetreibern (inklusive eigene Anlagen) und Mengen aus Herkunftsnachweisen (Zertifikate aus dem EEC-System) unterschieden. Allerdings ist zum aktuellen Zeitpunkt die Basis der Elektrizitätsbelieferung noch nicht der ausschlaggebende Faktor für die ökologische Güte eines Ökostromproduktes. Vielmehr sind zurzeit die begleitenden, vertraglichen Bestimmungen über den Zubau von Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern für die Qualität eines Ökostromproduktes bzw. Labels ausschlaggebend.

Elektrizitätsmengen aus dem EEG-Band sind ökologisch sehr hochwertig, jedoch ist ihr Zusatznutzen innerhalb eines Ökostromproduktes als gering einzustufen, da EEG-Mengen auch von jedem Letztverbraucher bei einer Belieferung von „normalen“ Stromprodukten bezogen werden.

Langfristig gesehen weisen eher Elektrizitätsmengen aus Lieferverträgen mit Anlagenbetreibern einen ökologischen Zusatznutzen auf, da es durch eine solche physische Belieferung schneller zu einer Verknappung des Ökostromangebotes und somit zu einem Zubau von ökologisch höherwertigen Elektrizitätserzeugungsanlagen kommen könnte als durch eine ausschließliche Nutzung von europaweiten Herkunftsnachweisen. Kurz- und mittelfristig ist jedoch die mögliche Liefermenge aus Altanlagen mit erneuerbaren Energieträgern (hauptsächlich Wasserkraft) höher als die Ökostromnachfrage. Daher ist ein ökologischer Zusatznutzen ohne eine Vereinbarung über den Zubau von Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern zurzeit noch als gering einzustufen. Sofern es sich bei Lieferverträgen mit Anlagenbetreibern nicht um sogenannte Swapgeschäfte⁹¹ handelt, wird jedoch vertraglich sicherge-

⁹¹ Im Zusammenhang mit Elektrizitätsmengen ist ein Swapgeschäft als ein dem Herkunftsnachweis ähnlicher Austausch von zwei unterschiedlichen Primärenergieträgern, auf denen die jeweiligen Elektrizitätsmengen beruhen, zu verstehen. Bei einem solchen Tausch von „Elektrizitätseigenschaften“ findet keine physische Belieferung im Sinne einer Zahlung von Netzentgelten statt.

stellt, dass die gelieferte Elektrizität tatsächlich auf dem Energieträger beruht, welcher für die jeweilige Elektrizitätsmenge ausgewiesen wurde.

Durch Herkunftsnachweise wird es Lieferanten hingegen ermöglicht, ihren Elektrizitätsmengen andere Energieträger zuzuweisen, als tatsächlich bei deren Erzeugung genutzt wurden. Durch eine Trennung von Öko (-Nachweis) und Strom (-Bezug) besteht die Möglichkeit, ökologisch geringwertige Elektrizitätsmengen einzukaufen und durch Zertifikate aus dem EEC-System aufzuwerten. Somit wird die gelieferte Elektrizitätsmenge nicht mit dem ausgewiesenen Energieträger produziert, sondern lediglich ein Nachweis erbracht, dass eine entsprechende Elektrizitätsmenge innerhalb Europas ökologisch höherwertig erzeugt wurde. Würde durch die Vermarktung von Herkunftsnachweisen eine Verknappung des Ökostromangebotes erreicht und der Preis je Zertifikat dadurch steigen, so würden bei den Ökostromlieferanten deutliche Mehrkosten entstehen und somit auch Anreize für den Zubau von ökologisch höherwertigen Elektrizitätserzeugungsanlagen geschaffen werden. Da jedoch die mögliche Zertifizierungsmenge gegenwärtig wesentlich höher ist als die Ökostromnachfrage, ist der ökologische Zusatznutzen von Zertifikaten aus dem EEC-System ohne eine Vereinbarung über den Zubau von Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern zurzeit nur theoretisch vorhanden und daher als gering einzustufen.

Mit einem Zubau von Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern, die nicht unter das EEG fallen, ist demnach kurz- und mittelfristig durch eine reine Beschränkung auf Lieferverträge mit Anlagenbetreibern bzw. Herkunftsnachweise nicht zu rechnen. Als Basis für ein Ökostromprodukt stehen für beide Arten der Belieferung viel zu große Elektrizitätsmengen aus Altanlagen zur Verfügung, als dass sich hierdurch das Ökostromangebot maßgeblich verknappen könnte. Wird jedoch durch den Bezug eines Ökostromproduktes ein Zubau von Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern in Form eines Aufpreises garantiert oder sichergestellt, dass ausschließlich Elektrizitätsmengen aus neuen Erzeugungsanlagen verwendet werden, so ist ein ökologischer Zusatznutzen bei Herkunftsnachweisen wie auch bei Lieferverträgen mit Anlagenbetreibern vorhanden.

Die folgende Abbildung zeigt die Elektrizitätsmengen, auf denen die verschiedenen Label basieren. Diese Basismengen eines Ökostromproduktes sind zwar nur ein Teil der umfangreichen Vergabekriterien der Labelorganisationen, dennoch sollen sie an dieser Stelle beispielhaft für eine Einordnung der Label herangezogen werden.

Elektrizitätsmengenherkunft bei Ökostromlabeln 2008

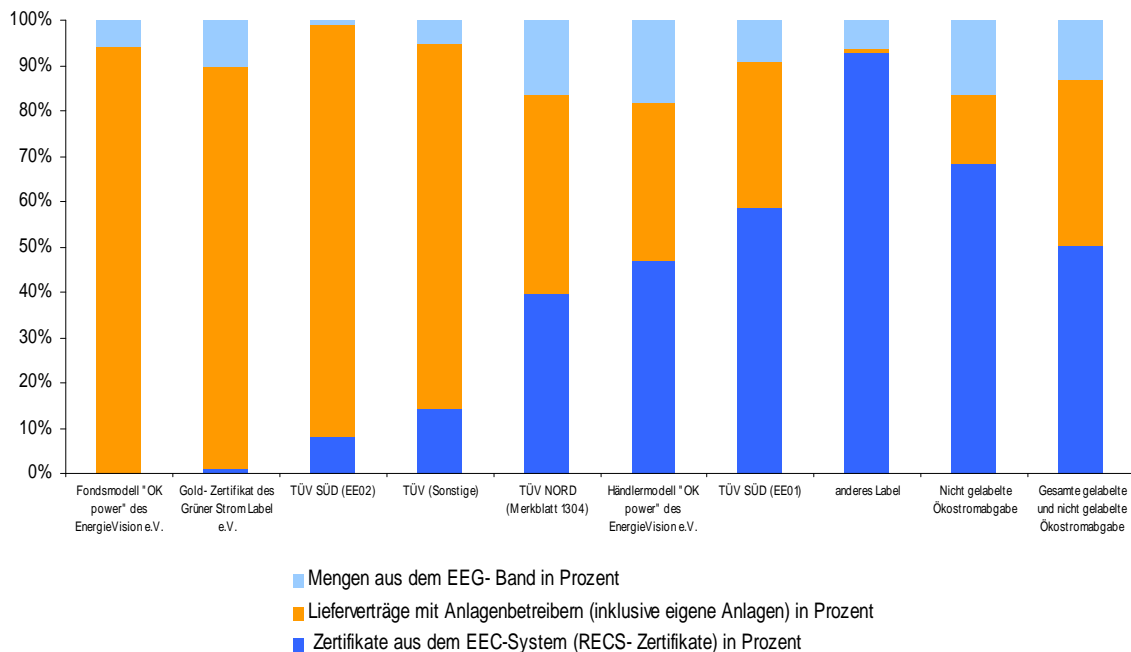


Abbildung 50: Elektrizitätsmengenherkunft bei Ökostromlabeln 2008 gemäß Abfrage Großhändler/Lieferanten⁹²

Mit knapp sieben TWh basiert die Hälfte des insgesamt gelabelten Ökostromes auf Zertifikaten aus dem EEC-System. Knapp zwei TWh bzw. 13 Prozent des Ökostromes stammen aus dem EEG-Band. Lediglich fünf TWh, also rund 37 Prozent des Ökostromes stammen aus Lieferverträgen mit Anlagenbetreibern oder aus einer eigenen regenerativen Elektrizitätserzeugung der Lieferanten. Label mit einem hohen Anteil von Elektrizitätsmengen aus Lieferverträgen mit Anlagenbetreibern werden nur selten in Anspruch genommen. Vielmehr werden größtenteils Label gewählt die einen hohen Anteil von Herkunftsnachweisen aufweisen.

In der folgenden Tabelle werden ausschließlich mengengewichtete Preise für Ökostromkunden dargestellt. Die Auswertungen basieren für Haushaltskunden auf den Angaben von 335 Unternehmen, für Gewerbekunden auf den Angaben von 152 Unternehmen und für Industriekunden auf den Angaben von 54 Unternehmen. Es wurden von weiteren 150 Unternehmen Angaben zum Ökostrompreinsniveau gemacht, die jedoch auf Grund von fehlenden Angaben zu den Abgabemengen nur arithmetisch ausgewertet werden konnten.⁹³

⁹² 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.

⁹³ Die Darstellungen zum Ökostrompreinsniveau basieren auf den folgenden Abnahmefällen:

- Haushaltskunden: Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, darunter 1.300 kWh Nachtstrom (Eine separate Ausweisung des Schwachlaststromes ist für Haushaltskunden in Deutschland eher untypisch.), 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.)
- Gewerbekunden: Jahresverbrauch von 50 MWh/Jahr, Jahreshöchstlast von 50 kW und Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV)

...

Ökostromkunden 01.04.2009	Haushaltskunden in ct/kWh	Gewerbekunden in ct/kWh	Industriekunden in ct/kWh
Nettonetzentgelt inklusive Abrechnung	5,30	4,85	1,42
Entgelte für Messung	0,13	0,06	0,00
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,37	0,08	0,01
Konzessionsabgabe	1,48	1,16	0,11
Umlage nach EEG	1,20	1,18	1,23
Umlage nach KWKG	0,23	0,23	0,05
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	5,66	5,32	3,42
Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb	8,60	8,04	7,30
Gesamtpreis	22,96	20,92	13,54

Tabelle 54: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 01.04.2009 für Ökostromkunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Das arithmetische Ökostrompreisniveau liegt bei den Haushalts- und Gewerbekunden mit 23,33 ct/kWh und 21,53 ct/kWh deutlich über dem mengengewichteten Preisniveau. Dies ist darauf zurückzuführen, dass zwischen den verschiedenen Ökostromprodukten erhebliche Preisunterschiede festzustellen sind. Durch die geringe Menge an teureren Ökostromprodukten und die große Menge an günstigeren Ökostromprodukten liegt das mengengewichtete Ökostrompreisniveau deutlich unter dem arithmetischen Ökostrompreisniveau.

Im mengengewichteten Preisvergleich zwischen Ökostromprodukten und „normalen“ Stromprodukten ist bei Industriekunden der Ökostromtarif im Durchschnitt um 1,14 ct/kWh teurer als eine „normale“ Elektrizitätsbelieferung. Bei Gewerbekunden ist der durchschnittliche Ökostrompreis um 0,16 ct/kWh niedriger als der durchschnittliche Preis für eine „normale“ Elektrizitätsbelieferung.

Bei Haushaltskunden ist der Ökostromtarif im Durchschnitt um 0,22 ct/kWh günstiger als der Grundversorgungstarif und nur 0,54 ct/kWh teurer als der durchschnittlich günstigste Tarif des Grundversorgers. Im Vergleich mit dem durchschnittlich günstigsten Elektrizitätsversorgungsangebot für Haushaltskunden ist Ökostrom um 1,14 ct/kWh teurer.

Das wichtigste Ziel eines Ökostromproduktes ist der Zubau von Erzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energieträgern. Dieser Zubau kann unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten garantiert werden, wenn auf das Preisniveau eines „normalen“ Stromproduktes ein Aufschlag bezahlt wird, mit welchem ein entsprechender Zubau finanziert werden kann. Eine weitere Möglichkeit den Zubau zu forcieren, stellt eine Kundenbelieferung mit Elektrizitätsmengen aus neu errichteten Erzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energieträgern dar. Da eine solche Elektrizitätserzeugung nicht zu vergleichbaren Preisen wie eine Elektrizitätserzeugung durch konventionelle Wärme- oder Kernkraft bezogen werden kann, sollte das Ökostrom-

(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).

preisniveau ebenfalls über dem Preisniveau eines „normalen“ Stromproduktes liegen. Beide Faktoren führen dazu, dass sich ein ökologisch sinnvolles Ökostromprodukt preislich von einem „normalen“ Stromprodukt abheben muss.

Unter der Annahme dass Lieferanten dieselben Gewinnerwartungen an ihr Ökostromprodukt stellen wie an ein „normales“ Stromprodukt und sich auch die Kosteneffizienz der verschiedenen Stromprodukte und Anbieter auf einem gleichen Niveau befindet, verdeutlicht der Preisvergleich bei Haushaltskunden daher zwei Sachverhalte. Zum einen weist der, im Vergleich zur Grundversorgung, günstigere Ökostromtarif auf die überhöhten Grundversorgungstarife für Haushaltskunden hin. Zum anderen zeigt der, im Vergleich zur günstigsten Elektrizitätsversorgung, geringe Preisunterschied die, für einen hohen ökologischen Anspruch im Sinne einer fortschreitenden Ausweitung der Ökostromerzeugung, häufig zu günstigen Ökostromtarife und entspricht damit dem geringen Zusatznutzen vieler Ökostromprodukte.

2.3.4 Maßnahmen zur Vermeidung des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung

Das Bundeskartellamt hat vor dem Hintergrund der Elektrizitätspreisentwicklung eine Sektoruntersuchung nach § 32e GWB eingeleitet, die sich mit der Preisbildung auf dem Stromerzeugungs- bzw. –großhandelsmarkt in den Jahren 2007 und 2008 befasst. Neben den erheblichen staatlich veranlassten und insoweit der kartellrechtlichen Beurteilung nicht offenstehenden Preisbestandteilen wie Steuern, Abgaben sowie Zuschlägen für die Förderung erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung machen die Strombeschaffungskosten einen wichtigen Teil des vom Verbraucher zu zahlenden Strompreises aus.

Die Europäische Kommission hat den deutschen Stromgroßhandelsmarkt bereits für den Zeitraum 2001 bis 2006 untersucht. Das Verfahren gegen E.ON wurde Ende 2008 mit umfangreichen Zusagen – der Abgabe von Erzeugungskapazitäten – abgeschlossen⁹⁴.

Die Untersuchung des Bundeskartellamtes erfasst die in Deutschland je Stunde erzeugte, angebotene und verbrauchte Strommenge (nahezu) vollständig. So kann das Bundeskartellamt das Marktgeschehen sehr realitätsnah nachbilden und somit auf eine sehr valide Datenbasis für eingehende Analysen zurückgreifen. Im Rahmen der Untersuchung wurden an 60 Unternehmen, die über wesentliche Energieerzeugungskapazitäten verfügen, Auskunftsbefehle versendet. Erhoben wurden damit umfangreiche Kraftwerksdaten für die Jahre 2007 und 2008. Bei den abgefragten Daten handelt es sich in erster Linie um kostenbezogene Daten der Stromerzeugung, Daten zur Fahrweise und Einsatzplanung der Kraftwerke sowie Daten zum Angebotsverhalten der Stromerzeuger auf Stromgroßhandelsmärkten. U. a. werden die Daten auch auf Hinweise für eventuelle missbräuchliche Kapazitätszurückhaltungen (physisch oder finanziell) untersucht. Die Untersuchung bezieht den gesamten Over-the-counter-Markt (OTC-Markt) ein und analysiert, inwieweit der Börsenpreis (Spotmarktpreis) einen Referenzmaßstab für den OTC-Handel darstellt. Die merit-order-Kurve aller von der Untersuchung abgedeckten Kraftwerke in Deutschland, die über 95 Prozent der Erzeugungskapazität in Deutschland repräsentiert, wird berechnet. Besonders wird die merit-order-Kurve der vier großen Stromerzeuger berechnet und analysiert, inwieweit sich die Angebotskurve der Nachfrage anpasst. Einbezogen in die Befragungen des Bundeskartellamtes wurden sämtliche Kraftwerke in Deutschland mit einer blockbezogenen Leistung von mindestens 25 MW. Das Bundeskartellamt erreicht mit dieser Untersuchung eine Abdeckung der deutschen Erzeugungskapazität von über 95 Prozent (über 320 Kraftwerksblöcke). Dar-

⁹⁴ Bundeskartellamt, Tätigkeitsbericht 2007/2008, Bundestags-Drucksache 16/13500 vom 22.06.2009, S. 56.

über hinaus werden sämtliche Stromim- und –exporte sowie die Windeinspeisungen in den Jahren 2007 und 2008 erhoben.

Die Untersuchung ist wie jede Sektoruntersuchung grundsätzlich ergebnisoffen. Wesentliche Ziele der Befragungen sind ein besseres Verständnis sowie eine Analyse der Märkte. Die erhobenen Daten sollen genutzt werden, um Marktstruktur und Marktanteile genauer zu ermitteln. Gleichzeitig ist es aber auch nicht ausgeschlossen, dass sich an die Sektoruntersuchung auch konkrete Verfahren anschließen, sofern sich hinreichend konkrete Verdachtsmomente für missbräuchliche Verhaltensweisen eines oder mehrerer Marktteilnehmer ergeben.

2.4 Versorgungssicherheit Elektrizität / Investitionen

2.4.1 Versorgungsstörungen

Nach § 52 EnWG haben Betreiber von Energieversorgungsnetzen der Bundesnetzagentur bis zum 30. Juni eines Jahres über alle in ihrem Netz im letzten Kalenderjahr aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen einen Bericht vorzulegen. Diese Berichte umfassen Zeitpunkt, Dauer, Ausmaß und Ursache der Versorgungsunterbrechung. Ebenso sind Maßnahmen des Netzbetreibers zur Vermeidung zukünftiger Versorgungsunterbrechungen darzulegen. Für das Jahr 2007 liegen der Bundesnetzagentur Berichte von 858 Unternehmen vor. Erstmals konnten die Netzgesellschaften, die z.B. durch Übernahmen oder Verpachtungen über mehrere Netze verfügen, die Versorgungsunterbrechungen netzbezogen melden.

Die Bundesnetzagentur hat die Daten einer Plausibilisierung und Prüfung unterzogen. Danach verblieben 825 Unternehmen, 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 angeschlossenem Letztverbraucher" an. Für das Jahr 2007 ergibt sich danach für Deutschland eine Nichtverfügbarkeit von Elektrizität für einen Letztverbraucher von 19,25 Minuten.

In die Berechnung werden nur ungeplante Unterbrechungen einbezogen, die länger als drei Minuten dauern und auf atmosphärische Einwirkungen, Rückwirkungsstörungen bzw. Einwirkungen durch Dritte beruhen oder als Störung ohne erkennbaren Anlass in die Zuständigkeit des Netzbetreibers fallen. Unterbrechungen mit der Ursache "Höhere Gewalt" werden nicht berücksichtigt. Bezieht man die nach Angaben der Netzbetreiber mit der Ursache „Höhere Gewalt“ verursachten Unterbrechungen mit ein, so liegt die Nichtverfügbarkeit je Letztverbraucher bei 35,67 Minuten für 2007 (2006: 23,25 Minuten). Dies ist insbesondere auf die vom Orkan „Kyrill“ im Januar 2007 verursachten Schäden an den Übertragungs- und Verteilernetzen zurückzuführen. Der ermittelte Wert von 19,25 Minuten für das Jahr 2007 bestätigt die hohe Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland auch im Vergleich mit anderen europäischen Ländern. Im Jahr 2007 lag beispielsweise der SAIDI-Wert in den Niederlanden bei 33,1 Minuten und in Österreich bei 45,47 Minuten.

2.4.2 Netzzustand und –ausbauplanung

2.4.2.1 Übertragungsnetze (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen)

Zum 01.02.2008 haben die ÜNB die Netzzustands- und Netzausbauberichte gemäß § 12 Abs. 3a EnWG der Bundesnetzagentur vorgelegt. Dabei wurden die inhaltlichen Anforderungen der Bundesnetzagentur weitestgehend umgesetzt. U. a. enthalten die Berichte die geplanten Netzausbaumaßnahmen innerhalb von Fünf-Jahres-Perioden bis zum Jahr 2027. Weiterhin haben die ÜNB auf Basis von Quartalsberichten über den Umsetzungsstand ihrer – insbesondere bis zum Jahr 2012 – geplanten Netzausbauvorhaben zu berichten. Innerhalb dieses Zeitraums sind insgesamt 159 (Stand: II Quartal 2009) Ausbaumaßnahmen vorgesehen, darunter auch 27 Maßnahmen zur Anbindung von Offshore-Windparks. Davon unterliegen nach Angaben der ÜNB zum Ende des zweiten Quartals 2009 insgesamt 54 Ausbaumaßnahmen Verzögerungen oder einem verschobenen Zeitrahmen. Als wesentliche Gründe für die Verzögerungen bei der Umsetzung der Projekte werden vor allem langwierige behördliche Genehmigungsverfahren auf Grund des Widerstands der lokalen Bevölkerung und der z. T. notwendigen Änderungen in den behördlichen Genehmigungsverfahren (beispielsweise bedingt durch das Niedersächsische Erdkabelgesetz), aber auch Lieferengpässe bei Anlagenherstellern, bestehende Unsicherheiten bei Offshore-Projekten und technische Gründe genannt.

Die gesamten Investitionen und Aufwendungen der deutschen ÜNB innerhalb der drei abgefragten Kategorien Neubau/Ausbau/Erweiterung, Erhalt/Erneuerung sowie Wartung/Instandhaltung der Netzinfrastruktur betragen im Jahr 2008 ca. 994 Mio. €. Darin enthalten sind auch Investitionen und Aufwendungen für grenzüberschreitende Verbindungen in Höhe von ca. 13 Mio. €.

Im Einzelnen verteilen sich die Ausgaben zu etwa 741 Mio. € auf Investitionen innerhalb der beiden erstgenannten Kategorien sowie zu ca. 253 Mio. € auf Aufwendungen für alle drei Kategorien. Allerdings lagen die tatsächlichen Ausgaben für die Netzinfrastruktur in 2008 erneut deutlich unter den entsprechenden Planwerten aus der Monitoringabfrage 2008 (ca. 1.377 Mio. €). Diese Abweichung ist im Wesentlichen auf geringer ausgefallene Investitionen der Kategorie Neubau/Ausbau/Erweiterung und die weiterhin große Zahl verzögerter Netzausbauprojekte zurückzuführen.

In folgender Abbildung ist die Verteilung der gesamten jährlichen Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB innerhalb der genannten Kategorien für die Jahre 2007 und 2008 detailliert dargestellt. Für das Jahr 2009 wurden Planwerte in Höhe von insgesamt rund 1.144 Mio. € angegeben, die im Laufe des Jahres noch Änderungen unterliegen können. Diese enthalten wie die Ist-Werte der Jahre 2007 und 2008 auch Investitionen und Aufwendungen für grenzüberschreitende Verbindungen (ca. 8 Mio. €). In der Abbildung deutlich zu erkennen ist der anhaltende Trend zu höheren Investitionen, während die Aufwendungen für Netzinfrastruktur im selben Zeitraum eher rückläufig sind.

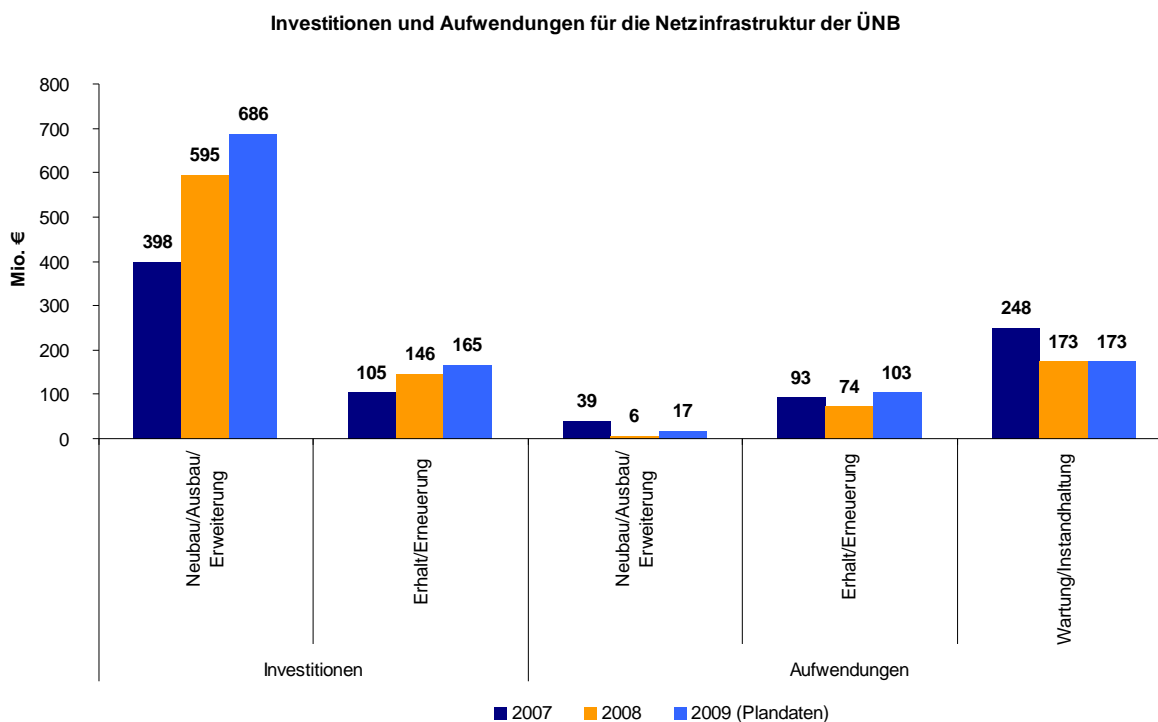


Abbildung 51: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB seit 2007⁹⁵

Die zukünftig von den ÜNB geplanten Investitionen für Neubau/Ausbau/Erweiterung und Erhalt/Erneuerung der Netzinfrastruktur betragen für den Prognosezeitraum 2010 bis 2018 insgesamt ca. 7.801 Mio. € und liegen damit deutlich über dem Wert des Referenzzeitraums 2009 bis 2017 der letzten Monitoringabfrage (ca. 5.405 Mio. €). Deutlich höher im Vergleich zur letzten Monitoringabfrage ist auch der Wert der geplanten Investitionen speziell für grenzüberschreitende Verbindungen mit ca. 681 Mio. € gegenüber ca. 100 Mio. €. Hier zeigt sich die bereits im letzten Monitoringbericht angedeutete verstärkte Aktivität der ÜNB zum Ausbau grenzüberschreitender Verbindungen. Auf Grund weiterer noch nicht bezifferter Planungen für Investitionen in grenzüberschreitende Verbindungen eines ÜNB könnte der angegebene Wert zukünftig noch übertroffen werden.

2.4.2.2 Verteilernetze

In 2008 hat die Bundesnetzagentur erstmalig inhaltliche Vorgaben zur Gestaltung der Netzzustands- und Netzausbauplanungsberichte für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber erarbeitet und stichprobenartig ausgewählte Netzbetreiber gemäß § 14 Abs. 1 i.V.m. § 12 Abs. 3a EnWG aufgefordert, diese Berichte entsprechend den Vorgaben zum 01.08.2008 an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Im Netzzustandsbericht sind dabei u. a. detaillierte Angaben über die Netzstruktur, den Zustand des Netzes sowie die Betriebsweise des Netzes zu machen. Der Bericht zur Netzausbauplanung erfasst entsprechend dem aktuellen Bestand des Netzes alle Netzausbaumaßnahmen der nächsten 15 Jahre. Dabei wurde eine Beschränkung auf Netzausbauvorhaben (projektbezogen) vorgenommen, welche in Summe Investitionskosten von geschätzt ≥ 1 Mio. € verursachen.

Bis zum aktuellen Zeitpunkt (Stand: Juni 2009) hat die Bundesnetzagentur zwei Antragstellern gemäß § 14 Abs. 1 EnWG i. V. m § 12 Abs. 3a EnWG Zugang zu den Netzzustands-

⁹⁵ Werte für 2008 und 2009 (Plandaten) enthalten keine Investitionen und Aufwendungen für Messeinrichtungen sowie Steuereinrichtungen/Kommunikationsinfrastruktur.

und Netzausbauplanungsberichten (um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse geschwärzte Fassungen) von einzelnen VNB gewährt.

Die gesamten Investitionen und Aufwendungen aller 691 antwortenden VNB Elektrizität innerhalb der drei in der Monitoringerhebung abgefragten Kategorien Neubau/Ausbau/Erweiterung, Erhalt/Erneuerung sowie Wartung/Instandhaltung der Netzinfrastruktur betragen im Jahr 2008 insgesamt ca. 5.574 Mio. €. Darin enthalten sind Investitionen/Aufwendungen für Messeinrichtungen sowie Steuereinrichtungen/Kommunikationsinfrastruktur in Höhe von ca. 421 Mio. €⁹⁶ Im Einzelnen verteilen sich die Ausgaben zu etwa 2.393 Mio. € auf Investitionen innerhalb der beiden erstgenannten Kategorien sowie zu ca. 3.181 Mio. € auf Aufwendungen für alle drei Kategorien.

Die Planwerte der gesamten Investitionen und Aufwendungen für Netzinfrastruktur liegen bei 5.767 Mio. € in 2009, hierin enthalten sind 456 Mio. € für Messeinrichtungen sowie Steuereinrichtungen/Kommunikationsinfrastruktur.

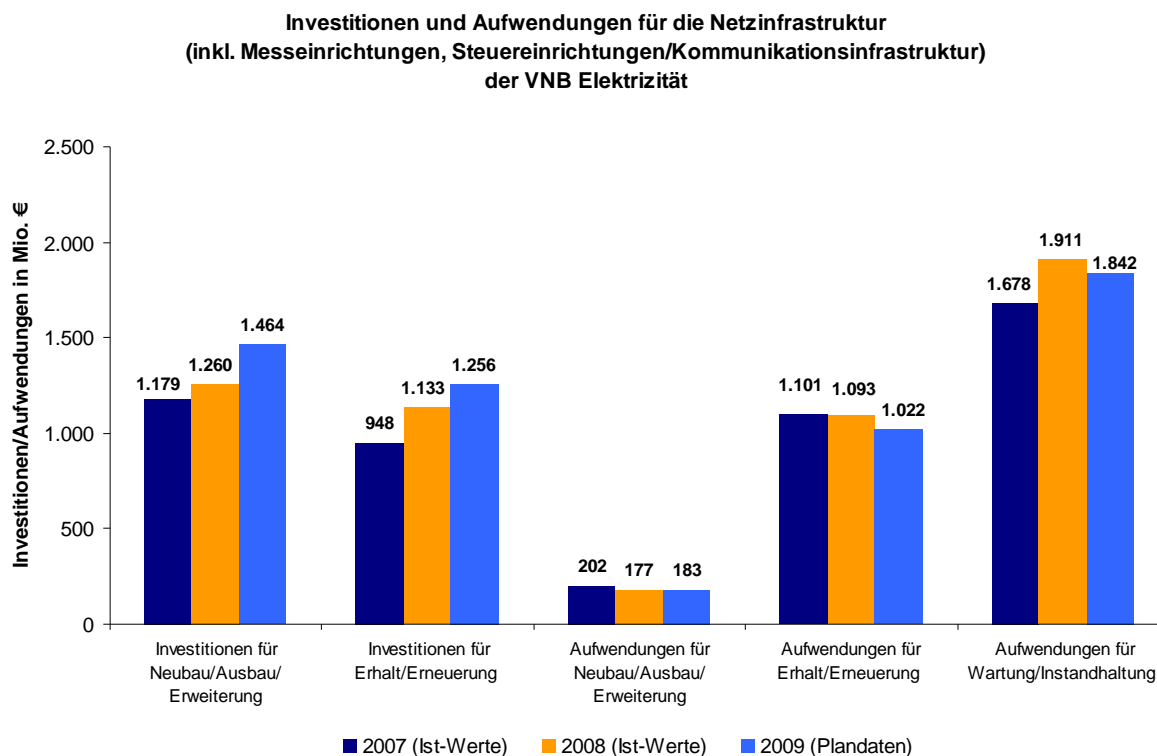


Abbildung 52: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur (inkl. Messeinrichtungen, Steuereinrichtungen/Kommunikationsinfrastruktur) der VNB Elektrizität

Bei den Investitionen in Neubau/Ausbau/Erweiterung und Erhalt/Erneuerung ist weiterhin eine steigende Tendenz zu erkennen. Allerdings liegen die tatsächlichen Investitionen für die Netzinfrastruktur in 2008 (2.393 Mio. €) unter den entsprechenden Planwerten aus der Monitoringabfrage 2008 (2.476 Mio. €). Ein Grund hierfür liegt u. a. in den verzögerten Netzausbauprojekten im Bereich der VNB. Die Aufwendungen für Netzinfrastruktur weisen hingegen im selben Zeitraum uneinheitliche Entwicklungen in den einzelnen Kategorien auf. So sind die Aufwendungen für Neubau/Ausbau/Erweiterung sowie Erhalt/Erneuerung in 2008

⁹⁶ Die Angaben zu Investitionen/Aufwendungen für Messeinrichtungen sowie Steuereinrichtungen/Kommunikationsinfrastruktur basieren auf der Auswertung von 640 eingegangenen Fragebögen an Messstellenbetreiber und Messdienstleister Elektrizität im Monitoring 2009.

gegenüber 2007 leicht gesunken, während die Aufwendungen für Wartung/Instandhaltung gestiegen sind. Die Abweichungen der Ist-Werte für Aufwendungen in Neubau/Ausbau/Erweiterung und Erhalt/Erneuerung von 2008 (1.270 Mio. €) sind im Vergleich zu den Planwerten aus der Monitoringabfrage 2008 (1.196 Mio. €) relativ gering. Die Ist-Werte für Aufwendungen in Wartung/Instandhaltung von 2008 (1.911 Mio. €) sind hingegen im Vergleich zu den Planwerten aus der Monitoringabfrage 2008 (1.656 Mio. €) deutlicher gestiegen.

2.4.3 Erzeugungskapazitäten und Jahreshöchstlast

Als Ausdruck der Versorgungssicherheit sollte zu jedem Zeitpunkt die Elektrizitätsnachfrage mit hinreichender Sicherheit aus inländischen Elektrizitätserzeugungskapazitäten abgedeckt werden können. Zur Versorgungssicherheit gehört daher das Bestreben, auch in Starklastzeiten von Elektrizitätsimporten weitgehend unabhängig zu sein. Dabei ist nicht so sehr die gesamte im Inland installierte Kraftwerksleistung entscheidend als vielmehr die gesicherte verfügbare Leistung. Diese sollte ausreichend hoch sein, um den innerhalb eines Jahres auftretenden maximalen Bedarf an elektrischer Leistung, die Jahreshöchstlast, abzudecken.⁹⁷

Entsprechend der Leistungsbilanz der Allgemeinen Elektrizitätsversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2008 (15.01.2008; 19:00 Uhr) lag die gesamte inländische Kraftwerksleistung bei 132,7 GW.⁹⁸ Vergleichbar zu den Jahren 2006 und 2007 war im Berichtsjahr 2008 ein Anstieg der gesamten inländischen Kraftwerksleistung festzustellen. Sie stieg von 129,2 GW zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2007 um 3,5 GW auf 132,7 GW zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2008. Nachdem die Jahreshöchstlast in 2006 und 2007 gegenüber dem Vorjahr jeweils anstieg, war im Berichtsjahr 2008 eine niedrigere Jahreshöchstlast zu verzeichnen. So lag die Jahreshöchstlast 2008 mit 76,8 GW um 2,2 Prozent bzw. 1,7 GW niedriger als in 2007.

Die nach BDEW- und UCTE-Leistungsbilanzsystematik zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2008 verfügbare Kraftwerksleistung betrug 90,5 GW. Damit lag die gesicherte Kraftwerksleistung um 13,7 GW über der inländischen Jahreshöchstlast 2008. Ein Vergleich der Leistungsbilanzen zeigt im Zeitraum 2005 bis 2008 einen Anstieg der verbleibenden Leistung (ohne grenzüberschreitende Austausch) um insgesamt 7,7 GW, von 6,0 GW auf 13,7 GW, an. Dabei stieg die verbleibende Leistung in den Jahren 2006, 2007 und 2008 jeweils gegenüber dem Vorjahr an. Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2006 (2,1 GW), 2007 (5,0 GW) bzw. 2008 (3,1 GW) wurde exportiert, während 0,5 GW zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2005 importiert worden sind.

Der prozentuale Anteil der verbleibenden Leistung an der gesamten inländischen Kraftwerksleistung, der als ein Indikator für die Versorgungssicherheit gilt, ist zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast von fünf Prozent (2005) auf 10,3 Prozent (2008) angestiegen. Auch hierbei konnte für die Jahre 2006, 2007 und 2008 jeweils ein Anstieg gegenüber dem Vorjahr verzeichnet werden.

Die Höhe der nicht einsetzbaren Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast wird im wesentlichen durch folgende Faktoren bestimmt: Fehlendes Winddargebot, geringe Wasser-

⁹⁷ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, Berlin, August 2008, S. 6 ff. (Kapitel 3).

⁹⁸ Der Unterschied der installierten Kraftwerksleistung in den Gesamtzahlen gemäß Tabelle 15 (s. Kapitel 2.3.1.1) und im Rahmen der Leistungsbilanz liegt in den unterschiedlichen Zielstellungen der Gesamtstatistik und der Leistungsbilanz begründet. Während die Gesamtstatistik alle in Deutschland physisch existenten Erzeugungskapazitäten abbildet, berücksichtigt die Leistungsbilanz nur aus Sicht der Netzbetreiber für die Systemstabilität relevante Leistungen.

führung der Flüsse, begrenztes Tagesarbeitsvermögen der Speicherkraftwerke, leistungsmindernde Fernwärmeauskopplungen, behördliche Auflagen, langzeitige Konservierungen von Anlagen und genehmigungsbedingt nicht einsetzbare Leistung. Im Betrachtungszeitraum 2005 bis 2008 ist ein jährlicher Anstieg der nicht einsetzbaren Leistung von 22,8 GW (2005) auf 27,3 GW (2008) festzustellen. Dabei erreichte die nicht einsetzbare Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in den Jahren 2005 bis 2008 bis zu 20,6 Prozent (2008) der gesamten im Rahmen der Leistungsbilanzsystematik ausgewiesenen Kraftwerksleistung.

	2005 Leistung in GW	2006 Leistung in GW	2007 Leistung in GW	2008 Leistung in GW
Gesamte inländische Kraftwerksleistung (Summe Netto-Engpassleistungen)	119,4	124,3	129,2	132,7
Nicht einsetzbare Leistung	22,8	23,8	24,8	27,3
Ausfälle	4,1	4,0	5,3	4,7
Revisionen	2,7	2,4	2,8	3,2
Reserve für Systemdienstleistungen	7,1	7,9	7,0	7,0
Stundengesicherte Nettoleistung	82,7	86,2	89,3	90,5
Verbleibende Leistung (ohne grenzüberschreitende Austausche)	6,0	8,4	10,8	13,7
Höchstlast im Inland	76,7	77,8	78,5	76,8
Physikalischer Austauschsaldo (Importe-Exporte)	0,5	-2,1	-5,0	-3,1
Zeitpunkt Höchstlast im Inland	15.12.2005 17:45 Uhr	11.12.2006 17:30 Uhr	03.12.2007 18:00 Uhr	15.01.2008 19:00 Uhr

Tabelle 55: Leistungsbilanz der Allgemeinen Elektrizitätsversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2005 bis 2008⁹⁹

Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2008 ergaben sich im Rahmen der Leistungsbilanzsystematik folgende prozentuale Anteile der installierten Leistung der Kraftwerkstypen an der gesamten installierten Kraftwerksleistung:

⁹⁹ Quelle: BDEW (VDN). Zur Methodologie vgl. VDN: Leistungsbilanzen in Deutschland – Rahmen, Zielsetzung und Systematik, Berlin, Januar 2000.

Angaben in Prozent	Jahreshöchstlast 2008
Wasserkraft	7
Kernkraft	15
Konventionelle Wärmekraft	55
Erneuerbare Energieträger (ohne Wasserkraft)	23

Tabelle 56: Installierte Leistung nach Energieträgern zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2008 im Rahmen der Leistungsbilanzsystematik¹⁰⁰

Im Rahmen der Erhebungen für die Leistungsbilanz-Vorschau 2009 bis 2020 wurden folgende Werte ermittelt:

Angaben in Prozent	2010	2015	2020
Wasserkraft	7	6	6
Kernkraft	13	7	2
Konventionelle Wärmekraft	54	56	54
Erneuerbare Energieträger (ohne Wasserkraft)	26	31	38

Tabelle 57: Voraussichtlich installierte Leistung nach Energieträgern zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast im Rahmen der Leistungsbilanz-Vorschau bis 2020¹⁰¹

Da den Angaben die installierte Leistung zugrunde liegt, ergibt sich nach der Leistungsbilanz-Vorschau des BDEW ein starker Anstieg des Anteils erneuerbarer Energieträger (insbesondere Windkraft). Von der gesamten installierten Leistung sind die Nichtverfügbarkeiten, Revisionen, Ausfälle und Reserve für Systemdienstleistungen (Kurzzeitreserve) bei Kraftwerken abzuziehen, um eine realistische Größe für die gesicherte Leistung zur Deckung der Last zu erhalten. Insbesondere bei Windenergie muss ein hoher Prozentsatz der installierten Leistung der so genannten "Nicht verfügbaren Leistung" zugerechnet werden, steht also zur Lastdeckung nicht zur Verfügung.

2.4.4 Bewertung Versorgungssicherheit Elektrizität

Die Bewertung der Versorgungssicherheit bei der Versorgung mit Elektrizität¹⁰² erfolgt durch mehrere Bewertungskriterien. Diese Kriterien umfassen den Bestand und die Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazitäten sowohl heute als auch in planbarer Zukunft. Auch der prognostizierte Bedarf an Elektrizität spielt in Umfang und Verteilung zur Beurteilung der Versorgungssicherheit eine Rolle. Letztlich sind der derzeitige Zustand und die zukünftigen Planungen im Bereich der Übertragungs- und Verteilernetze zu bewerten.

Diese Kriterien sind im Kapitel 2.3.1 sowie in den obigen Abschnitten des Kapitels 2.4 dargestellt worden. Zusammengeführt ergibt sich das im Folgenden skizzierte Bild, welches mit zunehmender Vorausschau von steigender Prognoseungenauigkeit geprägt ist. Die Bewertung von Prognosewahrscheinlichkeiten und Sensitivitätsanalysen sind nicht Teil des vorlie-

¹⁰⁰ Quelle: BDEW.

¹⁰¹ Quelle: BDEW.

¹⁰² 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.

genden Berichtes. Auch in der zusammenfassenden Bewertung wird der Zeitpunkt der Jahreshöchstlast betrachtet, um die Versorgungssicherheit im maximalen statischen Auslastungsfall zu bewerten.

Als Ergebnis aller Betrachtungen lässt sich festhalten, dass sich die Zuverlässigkeit der Versorgung als Bestandteil der Versorgungssicherheit derzeit auf einem extrem hohen Niveau befindet, was sich in den im europäischen Vergleich kurzen durchschnittlichen Ausfallzeiten in Höhe von 19,25 Minuten für 2007 spiegelt. Die Situation zeigt sich gegenüber dem Wert von 21,53 Minuten für 2006 noch einmal verbessert. Für 2008 liegt noch kein Wert über die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit vor, da die Daten der Netzbetreiber derzeit von der Bundesnetzagentur plausibilisiert und geprüft werden.

Situation der aktuellen Last und der Lastdeckung

Für den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast sind ausreichend Kraftwerkskapazitäten vorzuhalten. Zwischen 2005 bis 2007 ist die Jahreshöchstlast stetig von 76,7 GW auf 78,5 GW angestiegen. Das Jahr 2008 lag mit 76,8 GW wieder annähernd auf dem Niveau von 2005. Im gleichen Zeitraum hat sich zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast der Wert der verbleibenden inländischen Kraftwerksleistung von 6,0 GW auf 13,7 GW verdoppelt. Deren Anteil an der gesamten inländischen Kraftwerkskapazität stieg von fünf auf zehn Prozent.

Situation der Erzeugung heute und in Zukunft

Die gesamten inländischen Kraftwerkskapazitäten gemäß der Leistungsbilanz der Allgemeinen Versorgung liegen bei ca. 132,7 GW. In der Zeit zwischen 2005 bis 2008 stiegen die Kapazitäten um 13,3 GW an, davon 3,5 GW in 2008. Der Zubau wurde in 2008 dominiert von solaren Energieanlagen und Windenergieanlagen (Onshore). Die Zunahme der gesamten Kraftwerkskapazitäten und die hieraus resultierende Zunahme der gesicherten Leistung hat die Steigerung der verbleibenden inländischen Kraftwerksleistung geprägt.

Im Bereich der Prognosen wird ein Bild über die zukünftig möglicherweise zur Verfügung stehenden Kraftwerkskapazitäten gegeben. Dies umfasst die Bewertung des Zu- sowie des Rückbaus der Kraftwerkskapazitäten. Eine Prognose der Höhe der zeitgleichen Jahreshöchstlast, der Kraftwerksverfügbarkeiten, des Außenhandelsaldos sowie der zukünftig notwendigen Reserve für Systemdienstleistungen wird durch die Bundesnetzagentur nicht vorgenommen. Die zukünftige Situation zur Beurteilung der verfügbaren Kapazitäten zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast kann daher nicht wirklich belastbar erfolgen.

Im für Kraftwerkskapazitäten relativ kurzfristigen Planungsbereich zwischen 2009 und 2012 ist ein weiterer Netto-Zuwachs inländischer Kraftwerkskapazitäten wahrscheinlich. Die in Bau befindlichen Kapazitäten (12,8 GW) übersteigen die derzeit geplanten endgültigen Stilllegungen (10,2 GW).

Im mittel- bis langfristigen Bereich steigt die Wahrscheinlichkeit eines Prognosefehlers zukünftiger Kraftwerkskapazitäten weiter an, da Marktsignale und -strukturen für Investoren weniger gut abschätzbar werden. Die Bundesnetzagentur führt keine Betrachtung der Realisierungswahrscheinlichkeiten zukünftiger Kraftwerkskapazitäten durch. Um das heutige Niveau der Kraftwerkskapazitäten stabil zu halten, müssten zukünftig ungefähr die Hälfte der derzeit geplanten bzw. durchgeführten Investitionsvorhaben von Kraftwerkskapazitäten realisiert werden. In der Betrachtung fehlt der Anteil kleiner Kraftwerkskapazitäten (< 5 MW). Die unberücksichtigten Anlagen insbesondere der regenerativen Erzeugung sowie der Kraft-Wärme-Kopplung würden die Kraftwerksleistungen im Rahmen ihres Beitrags zur gesicherten Leistung erhöhen.

Die Marktsignale scheinen genügend Investitionsanreize zur Planung ausreichend neuer Kraftwerkskapazitäten zu generieren, obwohl derzeit hohe Anschaffungskosten für Anlagen-

güter und die ab 2013 geplante Versteigerung der CO₂-Zertifikate zu verzeichnen sind. Eine derzeit nicht absehbare Reduktion der gesamten Netto-Engpassleistung der Kraftwerke gegenüber dem heutigen Stand würde in einem transparenten und effizienten Markt zu ausreichenden Marktsignalen zur Planung neuer Kraftwerke führen. Langwierige Genehmigungsverfahren sollten allerdings nicht zu einer Verzögerung von Kraftwerksprojekten führen, weshalb die Akzeptanz auf lokaler Ebene nachhaltig gestärkt werden muss.

Derzeit besteht der Trend zur Verlagerung von Kraftwerksstandorten in bezugsoptimale Regionen Deutschlands. Eine tatsächliche Realisierung dieses Trends würde die Anforderungen an das bestehende Übertragungsnetz zusätzlich steigern. Netzausbaumaßnahmen oder strukturelle innerdeutsche Engpässe werden kaum zu vermeiden sein. Denkbar wäre die Schaffung von Anreizen für Kraftwerksinvestoren zur notwendigen Berücksichtigung der Netzausbaukosten bei der Standortwahl. Eine erste Studie zur Berücksichtigung entsprechender Anreize wurde vom Bundeswirtschaftsministerium veröffentlicht.¹⁰³

Situation im Netz

Es liegen derzeit keine strukturellen innerdeutschen Engpässe vor. Planungen der zukünftigen Netzstruktur sind derzeit durch die zunehmende Elektrizitätseinspeisung aus erneuerbaren Energien, vornehmlich aus Windkraftanlagen (on- wie offshore) im Norden Deutschlands geprägt. Ebenso sind regionale Verlagerungen von Kraftwerkskapazitäten vom Süden zu küstennahen Standorten in den Norden Deutschlands sowie die Entwicklung der Transitflüsse als weitere Anforderungen an die zukünftige Netzstruktur zu nennen. Im Ergebnis wird sich die mittlere Distanz zwischen Erzeugung und Verbrauch der Elektrizität in den nächsten Jahren erhöhen. Das Elektrizitätsnetz, insbesondere das Übertragungsnetz wird sich den technischen Anforderungen durch steigende Investitionen und technische Innovationen stellen müssen.

Der Bundesnetzagentur liegen Erkenntnisse über das tatsächliche sowie das geplante Investitionsverhalten, gemeint sind Investitionen und Aufwendungen, der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber vor.

Die tatsächlichen Investitionen (Investitionen und Aufwendungen) der Übertragungsnetzbetreiber sind zwischen 2007 und 2008 von 884 Mio. € auf 994 Mio. € gestiegen. Die ursprünglich für das Jahr 2008 geplanten Investitionen in Höhe von ca. 1.377 Mio. € konnten nicht erreicht werden. Insbesondere die Reduktionen in der Kategorie Neubau, Ausbau und Erweiterung deuten auf eine fehlende Umsetzung von geplanten Projekten hin. Hier wurden von geplanten 967 Mio. € nur 601 Mio. € tatsächlich investiert. Die derzeitigen Planungen der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2009 nehmen im Vergleich zu den Istwerten für 2008 um rund 15 Prozent auf insgesamt 1.144 Mio. € zu.

Positiv zu erwähnen ist die geplante Zunahme an Investitionen in grenzüberschreitende Verbindungen. Zwischen 2010 bis 2018 sollen ca. 681 Mio. € investiert werden, was eine deutliche Zunahme gegenüber einem Planwert von 100 Mio. € im Vorjahr bedeutet. Der Verbundgrad Deutschlands mit seinen europäischen Nachbarländern liegt derzeit mit rund 13 Prozent oberhalb der 10 Prozent-Forderung des Europäischen Rates von Barcelona 2002.

Trotz der positiv zu bewertenden Entwicklungen der Istzahlen im jahresübergreifenden Vergleich, kann es bei dauerhaften Verzögerungen in den Genehmigungsprozessen in Zukunft

¹⁰³ Vgl. Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke, November 2008, Quelle: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/anreize-errichtung-neuer-kraftwerke-abschlussbericht,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>

zu Einschränkungen der Versorgungssicherheit kommen. Die Bundesnetzagentur beobachtet nunmehr im zweiten Jahr in Folge den verzögerten Umsetzungsstand geplanter technischer Maßnahmen im Bereich der Übertragungsnetze, welcher sich auch in reduzierten Istzahlen gegenüber den Planungen manifestiert. Waren es zum Ende des ersten Quartals 2008 noch 38 verzögerte Maßnahmen, so sind es zum Ende des zweiten Quartals 2009 derzeit insgesamt 54 verzögerte Ausbaumaßnahmen. Die Gründe können insbesondere in den langwierigen und sich z. T. ändernden Genehmigungsverfahren verbunden mit der fehlenden Akzeptanz in der Bevölkerung, in Lieferengpässen bei Anlagenherstellern oder durch Unsicherheiten bei der Realisierung von Offshore-Windparkprojekten gesehen werden.

Es bleibt abzuwarten, ob die geplanten und die tatsächlichen Investitionen weiterhin auseinanderfallen. Ohne Reduktion der Verzögerungsursachen ist es sehr wahrscheinlich und nur noch eine Frage der Zeit, bis strukturelle Engpässe im Übertragungsnetz auftreten. Das Bundeswirtschaftsministerium hat den Handlungsdruck erkannt und mit dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), welches am 26.08.2009 in Kraft getreten ist, Gegenmaßnahmen ergriffen. Das EnLAG soll den Bau neuer Höchstspannungsleitungen zukünftig beschleunigen, indem vordringliche Projekte vorgegeben und der Umfang der rechtsprechenden Instanzen teilweise reduziert werden. Von einer Beschleunigung hängt auch der Erfolg der Integration der Windenergie ab, die zu den gesetzten klimapolitischen Zielen der Bundesregierung gehört.

Auch die Bundesnetzagentur wird in Zukunft weiterhin zu steigender Planbarkeit und Investitionssicherheit im Bereich des windbedingten Netzanschlusses und –ausbaus beitragen. Bestehende Unsicherheiten bei der Realisierung von Offshore-Windparks werden zukünftig durch einen allgemeingültigen und transparenten Leitfaden der Bundesnetzagentur minimiert, sodass die Übertragungsnetzbetreiber wie auch die Anlagenbetreiber ein notwendiges Maß an gegenseitiger Investitionssicherheit erhalten. Durch die zunehmende Sicherheit werden auch die davon abhängigen Investitionen in Netzausbaumaßnahmen profitieren.

Die Bundesnetzagentur wird die Entwicklungen der Investitionsverzögerungen im Bereich der Übertragungsnetze weiter aufmerksam beobachten. Ebenso steht die Beobachtung des Investitionsverhaltens der Verteilernetzbetreiber im Fokus der Bundesnetzagentur.

Die tatsächlichen Investitionen (Investitionen und Aufwendungen) der Verteilernetzbetreiber sind von 2007 auf 2008 um neun Prozent, von 5.108 Mio. € auf 5.574 Mio. € gestiegen. Die für 2008 geplanten Investitionen in Höhe von 5.328 Mio. € wurden aufgrund erhöhter Aufwendungen sogar übertroffen. Für 2009 wird weiterhin mit steigenden Investitionen geplant (plus 3,5 Prozent gegenüber den Istwerten für 2008). Die tatsächlichen Investitionen in Neubau, Ausbau und Erweiterung erreichten in 2008 allerdings nicht vollständig die geplante Höhe (minus fünf Prozent). Anders als im Bereich der Übertragungsnetzbetreiber, wo die tatsächlichen Werte für Neubau, Ausbau und Erweiterung in 2008 mehr als ein Drittel unter den Planwerten liegen, kann im Bereich der Verteilernetzbetreiber kein signifikanter Investitionsstau für Neubauten beobachtet werden, der auf wesentliche Hemmnisse beim Netzausbau hindeuten würde.

3 Regulierung und Entwicklung auf dem Gasmarkt

3.1 Regulierungsbezogene Themen

3.1.1 Marktabdeckung im Gasbereich

Die Teilnahme der auf dem Gasmarkt agierenden Unternehmen am Monitoring 2009 war durchweg sehr gut, wodurch in allen Bereichen eine hohe Marktabdeckung erreicht werden konnte, die wiederum zu einer soliden Datenbasis für den vorliegenden Bericht geführt hat. Die folgenden Ausführungen dienen als Übersicht für die Marktabdeckung, wobei teilweise in den nachfolgenden Kapiteln zusätzliche Aussagen zur verwendeten Datenbasis vorangestellt sind.

Fernleitungsnetzbetreiber

Im Bereich der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) konnte die bereits sehr gute Marktabdeckung von 95 Prozent in 2007 noch weiter verbessert werden. Alle 18 Fernleitungsnetzbetreiber in Deutschland haben sich an der Datenerhebung beteiligt.

Verteilernetzbetreiber

Auch die Anzahl der teilnehmenden Verteilernetzbetreiber (VNB) hat sich gegenüber dem Berichtsjahr 2007 weiter erhöht. So sind für das Berichtsjahr 2008 insgesamt 623 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 2009 teilgenommen hatten. Unter Berücksichtigung dieser Daten konnte für die Ausspeisung von Gas an Letztverbraucher in Deutschland¹⁰⁴ insoweit eine Marktabdeckung von 96,5 Prozent erreicht werden.

Großhändler und Lieferanten

Bei den Großhändlern und Lieferanten ist ein Rücklauf von 658 Fragebögen zu verzeichnen, was ebenfalls eine Verbesserung gegenüber dem Vorjahr darstellt. Gemessen an der gesamten Gasabgabe an Letztverbraucher ist damit eine Marktabdeckung von 92 Prozent erreicht worden.

Importeure und Exporteure

Im Rahmen der Datenerhebung für das Monitoring 2009 sind Fragebögen von 24 Gasimporteuren sowie 14 Fragebögen von Gasexporteuren 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 57 Fragebögen konnte die Marktabdeckung gegenüber dem Vorjahr auch hier deutlich verbessert werden. Insgesamt wurde dabei von den Speicherbetreibern ein nutzbares Arbeitsgasvolumen von 19,5 Mrd. m³ gemeldet. In Relation zu dem in Deutschland maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen von 19,9 Mrd. m³ ergibt sich eine Marktabdeckung von 98 Prozent.

3.1.2 Beschreibung des Gasnetz Zugangsmodells

Der Zugang zu den deutschen Gasnetzen hat sich im Jahr 2008 grundlegend gewandelt. Hierdurch hat sich der Wettbewerb in den Gasnetzen (wenn auch auf niedrigem Niveau) vervielfacht und der Markteintritt ist zu einer realistischen Option geworden.

¹⁰⁴ Mit einer angenommenen Marktabdeckung von 100 Prozent.

Die Grundlage der Änderungen war die Einführung des Zweivertragsmodells durch die Bundesnetzagentur, welche zwar bereits zum Oktober 2007 verpflichtend wurde, aber erst 2008 flächendeckend implementiert war. Seitdem benötigt ein Gashändler für die Nutzung der Netze nur noch zwei Verträge: Einen Vertrag mit dem Netzbetreiber, bei dem das Gas eingespeist wird, und einen zweiten Vertrag mit dem Netzbetreiber, bei dem das Gas wieder ausgespeist wird. Nach der Einspeisung und vor der Ausspeisung kann das Gas zwischen den Netznutzern gehandelt werden. Die Transaktionen erfolgen durch die Nominierung der Handelsmengen. Da es keinen realen technischen Punkt gibt, auf den sich diese Nominierungen beziehen, wird vom „Virtuellen Handlungspunkt“ gesprochen.

Allerdings ist dieses Modell auf die Grenzen der einzelnen Marktgebiete beschränkt, deren Anzahl sich im Jahr 2008 von 14 auf zwölf reduzierte¹⁰⁵. Wer Gas über mehrere Marktgebiete hinweg transportieren will, braucht an jeder Grenze zusätzlich zwei weitere Verträge: einen für die Ausspeisung aus dem einen Marktgebiet und einen für die Einspeisung in das nächste Marktgebiet.

Dies ist aus zwei Gründen problematisch: Erstens gibt es noch zu viele Marktgebiete (mehrere angekündigte Zusammenlegungen wurden im Jahr 2008 nicht realisiert. Die Bundesnetzagentur wirkt jedoch weiterhin aktiv auf eine weitere Verringerung der Marktgebiete hin). Zweitens sind die für den Transport über Marktgebietsgrenzen hinweg erforderlichen Kapazitäten schwer zu buchen, da an den Marktgebietsgrenzen sehr häufig „vertragliche Engpässe“ vorliegen. Dies bedeutet, dass in den Leitungen zwar oft noch Kapazität tatsächlich vorhanden wäre, aber die Transport-Kapazitäten vertraglich gebunden sind. Mit anderen Worten: Die Netze sind zwar ausgebucht, aber an sehr vielen Tagen im Jahr nutzen die Kapazitätsinhaber das Netz nur teilweise, schöpfen ihre vertraglich gebundene Kapazität also nicht aus. Diese nicht genutzten Kapazitäten stehen anderen Transportkunden in der Regel nicht oder nur sehr eingeschränkt zur Verfügung. Die Bundesnetzagentur strebt ein effizientes Engpassmanagement an, das dieses Problem nachhaltig verringern soll. Das Bundeskartellamt untersucht die geschilderte Situation in den Fernleitungsnetzen unter kartellrechtlichen Gesichtspunkten in einer Sektoruntersuchung nach § 32e GWB¹⁰⁶.

Die größte Aufmerksamkeit des Jahres 2008 genoss die Einführung eines neuen Bilanzierungsmodells, das den Namen „GABi Gas“ erhalten hat. Grundsätzlich geht es dabei um das Verfahren, nach dem abgerechnet wird, wie viel Gas vom Gashändler am Einspeisepunkt an den Netzbetreiber übergeben und am Ausspeisepunkt ausgespeist wurde¹⁰⁷. Diese Abrechnung („Bilanzierung“) ist insbesondere deswegen erforderlich, weil die Einspeisung spätestens am Tag zuvor geplant werden muss, während der tatsächliche Verbrauch (Ausspeisung) beim Industrie- oder Haushaltskunden nur nachträglich gemessen werden kann. Zwischen diesen beiden Vorgängen sind Abweichungen unvermeidlich. Da Gasnetze mit Druckschwankungen arbeiten, können sie einen Teil der Abweichungen auffangen – Abrechnungsregeln können daher großzügiger ausgestaltet werden: Für Industriekunden gelten Toleranzen und bei Haushaltskunden gilt, dass die Prognose des Verbrauchs am Vortag als alleinige Abrechnungsbasis herangezogen wird. Zugleich wurden die Preise für Bilanzdifferenzen drastisch gesenkt, wodurch das ökonomische Risiko der Händler kleiner wurde als die im Gas-Geschäft erzielbare Marge.

¹⁰⁵ Weitere Reduzierung im Jahr 2009 auf sechs Marktgebiete geplant.

¹⁰⁶ S. u. Kapitel 2.3.4.

¹⁰⁷ Bilanzierungssysteme sind notwendig, weil die tatsächlichen Gasflüsse nicht mit den im Voraus geschlossenen Verträgen übereinstimmen können. So ist das an den Letztverbraucher abgegebene Gas nicht identisch mit dem von seinem Versorger in das Netz eingespeisten Gas; üblicherweise ist auch der Brennwert unterschiedlich.

Schon im Jahr 2007 wurden von der Bundesnetzagentur verbindliche Verfahren für die Abwicklung des Kundenwechsels vorgegeben: Wer muss wem wann welche Daten übermitteln, mit welchen Fristen sind die Ummeldungen wirksam und was passiert im Konfliktfall, wenn z.B. zwei Händler behaupten, den gleichen Letztverbraucher zu beliefern? Für alle diese Fragen sind in der Festlegung der Bundesnetzagentur „GeLi Gas“ (Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel) klare deutschlandweit einheitliche und massengeschäftstaugliche Regelungen getroffen worden. Für die Netzbetreiber bedeutete die Umsetzung all dieser Neuerungen ein großes Maß an Arbeitsaufwand, insbesondere im IT-Bereich. Diese Neuerungen sind auch vor dem Hintergrund des Kostendrucks zu sehen, der sich aus der Kostenregulierung durch die Bundesnetzagentur ergibt. Deren zweite Runde wurde im Jahr 2008 abgeschlossen, womit zugleich die Kostenbasis für den Übergang in die Anreizregulierung geschaffen wurde, nach der mit Beginn des Jahres 2009 die Netzentgelte bestimmt werden. Die Gruppe der überregionalen FNB hatte die gesetzliche Möglichkeit genutzt, für ihre eigenen Netze eine Ausnahme von der Kosten- und Anreizregulierung zu beanspruchen, weil ihre Netze bei der Durchführung von Gastransporten tatsächlichem oder potenziellem Wettbewerb unterlägen. Die Bundesnetzagentur hat 2008 entschieden, dass dieser sogenannte Leitungswettbewerb in keinem Fall vorliegt und alle überregionalen FNB der Kostenregulierung unterworfen.

Zusammenfassend hat sich der Gasnetzzugang somit zu einem einheitlichen und kohärenten Modell weiterentwickelt, das von den Händlern immer weniger Kenntnisse des operativen Netzbetriebes abverlangt. Die Händler können sich somit auf ihr eigentliches Geschäft konzentrieren, nämlich den Letztverbrauchern in Deutschland neue und attraktive Angebote für die Gasversorgung zu unterbreiten.

3.1.3 Netzsituation auf dem deutschen Gasmarkt

3.1.3.1 Anzahl und Entwicklung Gasnetzbetreiber

Die Anzahl der FNB hat sich gegenüber 2007 um zwei Unternehmen reduziert. Zum einen verkauften die ehemaligen Netzbetreiber BEB Transport GmbH und ExxonMobil Fernleitungsnetz GmbH ihre Fernleitungsnetzbetreiber an Gasunie Deutschland Transport Services GmbH. Zum anderen fusionierten Hydro Energie Deutschland GmbH und Statoil Deutschland GmbH zu StatoilHydro Deutschland GmbH.

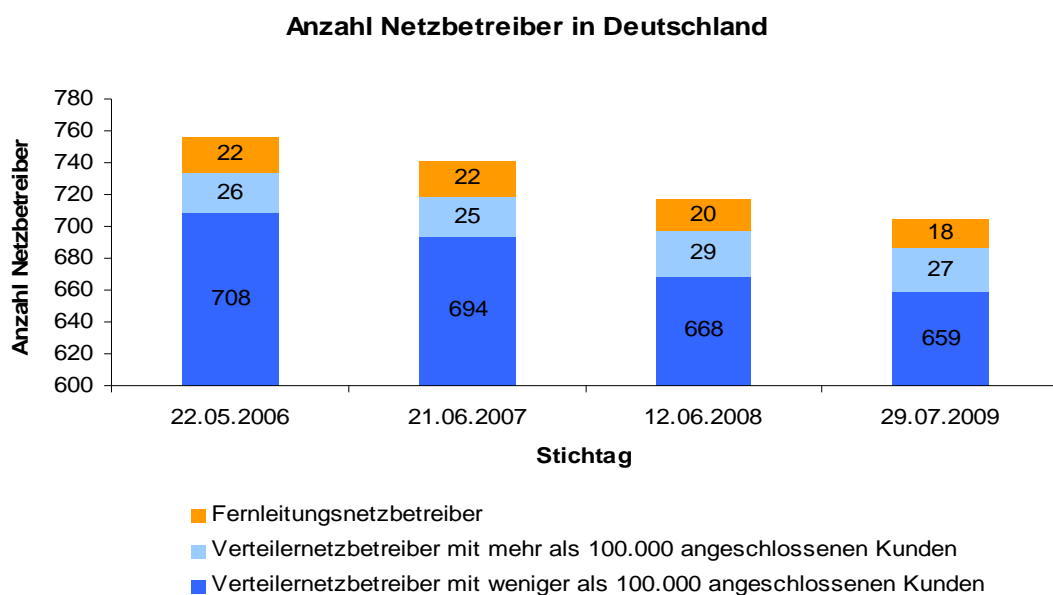


Abbildung 53: Entwicklung der Anzahl der Gasnetzbetreiber in Deutschland seit 2006

Auf der Verteilernetzebene setzt sich die Entwicklung der letzten Jahre fort. Durch Unternehmensfusionen reduziert sich stetig die Anzahl der Netzbetreiber, zum Stichtag 29.07.2009 auf 686 Verteilernetzbetreiber.

3.1.3.2 Entwicklung Transportkundenanzahl

Zur Analyse der Wettbewerbssituation im Gasmarkt wurden den Netzbetreibern Fragen zur Anzahl der Transportkunden, zu den Anfragen auf Netzzugang und den daraufhin abgeschlossenen Verträgen gestellt. Ein erster Indikator für zunehmenden Wettbewerb im Gas-handel ist die steigende Anzahl der Transportkunden eines Netzbetreibers. Sowohl auf der Ebene der marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber als auch auf der Ebene der Verteilernetzbetreiber ist weiterhin eine steigende Tendenz der durchschnittlichen Transportkundenanzahl festzustellen.

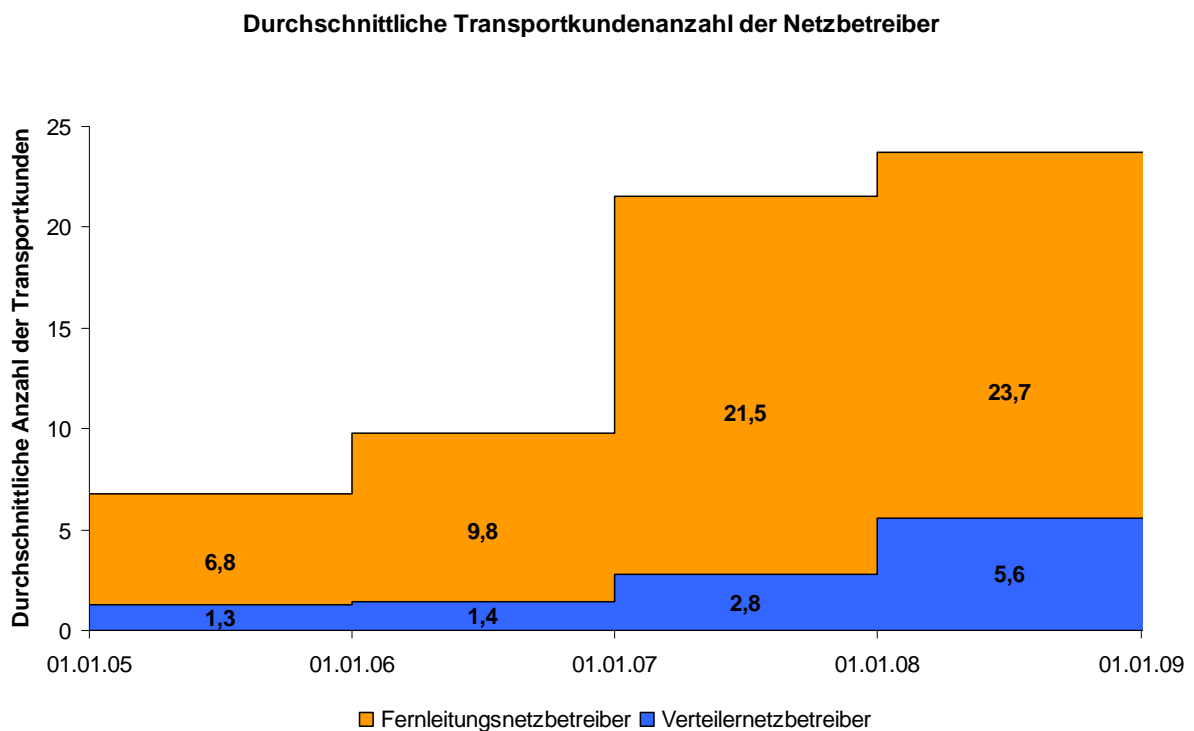


Abbildung 54: Entwicklung der durchschnittlichen Transportkundenanzahl bei marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern

Gemäß dem Monitoringbericht 2008 gab es noch fünf marktgebietsaufspannende FNB, bei denen weniger als fünf Transportkunden das Netz nutzten. Im aktuellen Bericht ist dies nur noch bei einem Netzbetreiber der Fall. Zwei marktgebietsaufspannende FNB haben im Berichtszeitraum deutlich über 50 Transportkunden in ihrem Netz.

Die Veränderung der Transportkundenanzahl pro Netzbetreiber in den letzten vier Jahren wird in der nachfolgenden Abbildung veranschaulicht. Die Abbildung zeigt, dass die Zahl der Netze, in denen nur ein oder zwei Transportkunden aktiv sind, in nur drei Jahren von 438 auf unter 160 Netze abgenommen hat. Aktuell geben bereits über 50 Netzbetreiber an, dass zehn oder mehr Transportkunden in ihrem Netz aktiv sind.

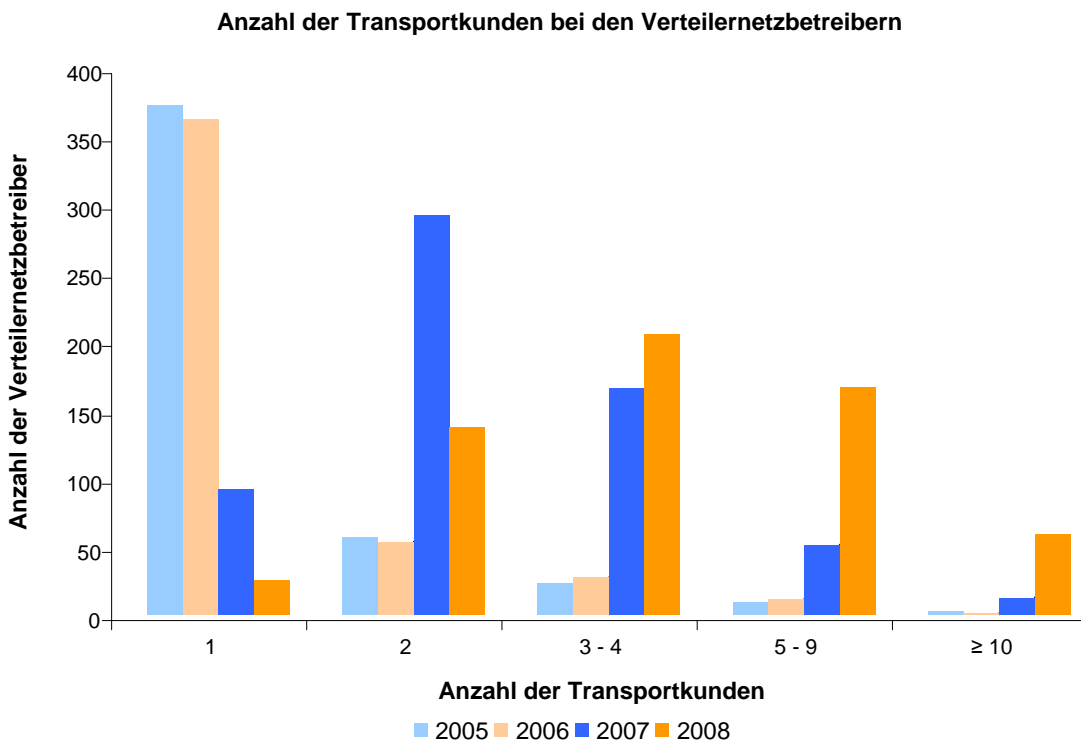


Abbildung 55: Anzahl der Transportkunden bei den Verteilernetzbetreibern

Beide Abbildungen spiegeln den positiven Trend eines zunehmenden Wettbewerbs wieder. Im Gegensatz zu den letzten Berichtsjahren haben sich die Netzgebiete, in denen nur ein Transportkunde aktiv und damit die Gasversorgung in dem entsprechenden Netzgebiet grundsätzlich monopolisiert ist, von 372 auf 24 deutlich reduziert. Seit Einführung des Zwei-vertragsmodells im Jahr 2007 reduzierte sich die Anzahl der Monopolsituationen auf 91 Gasversorgungsnetze, im Jahr 2008 bei Einführung von GABi Gas auf 24 Netze.

3.1.3.3 Netzkoppelkapazität der marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber

Im Rahmen des Monitorings wurden die FNB nach der Anzahl der bestehenden Netzkoppel-punkte und nach der Anzahl der Kreuzungspunkte ihrer Rohrleitungen befragt. Die Antwor-ten der Netzbetreiber sind allerdings unvollständig.

Die Zahl der gemeldeten bestehenden Netzkoppel-punkte liegt bei rund 70 und entspricht damit ungefähr den Kenntnissen, die der Bundesnetzagentur aus sonstigen Quellen vorlie- gen. Zudem zeigt sich in den gemeldeten Daten, dass die Betreiber von miteinander verbun- denen Netzen nicht in allen Fällen einheitliche Auffassungen darüber haben, über wie viele Netzkoppel-punkte sie Gas austauschen und wo sie Transportkunden die Möglichkeit geben, Kapazitäten zu buchen.

Die Zahl der gemeldeten Kreuzungspunkte von Netzen und die Zahl der ebenfalls abgefrag-ten gemeinsamen Trassen liegt insgesamt in der gleichen Größenordnung wie die Zahl der bestehenden Netzkoppel-punkte. Wenn man – stark vereinfachend – unterstellt, dass an Kreuzungen und in gemeinsamen Trassen mit relativ geringem technischen und finanziellen Aufwand Netzkoppel-punkte erstellt werden könnten, dann liegt der Schluss nahe, dass mit diesem geringen Aufwand der Vermaschungsgrad der Netze verdoppelt werden könnte.

Eine technisch sinnvolle stärkere Vermaschung dürfte sich positiv auf die Möglichkeit der Bereitstellung interner Regelenergie und auf die Verfügbarkeit von Kapazitäten auswirken. Letzteres ist insbesondere vor dem Hintergrund der aktuellen und möglichen weiteren Marktgebietszusammenlegungen von Bedeutung.

3.1.3.4 Leitungssituation der Verteilernetzbetreiber

Die Anzahl der durch die Monitoringerhebung 2009 ermittelten Einspeisepunkte beträgt 5.460, was einen Rückgang im Vergleich zu 2007 mit 5.900 Einspeisepunkten bedeutet. Von diesen Einspeisepunkten sind 3,8 Prozent als Noteinspeisemöglichkeit vorgesehen. Gruppieren man die teilnehmenden Unternehmen bezüglich ihrer Anzahl an Einspeisepunkten, so ergibt sich folgendes Bild:

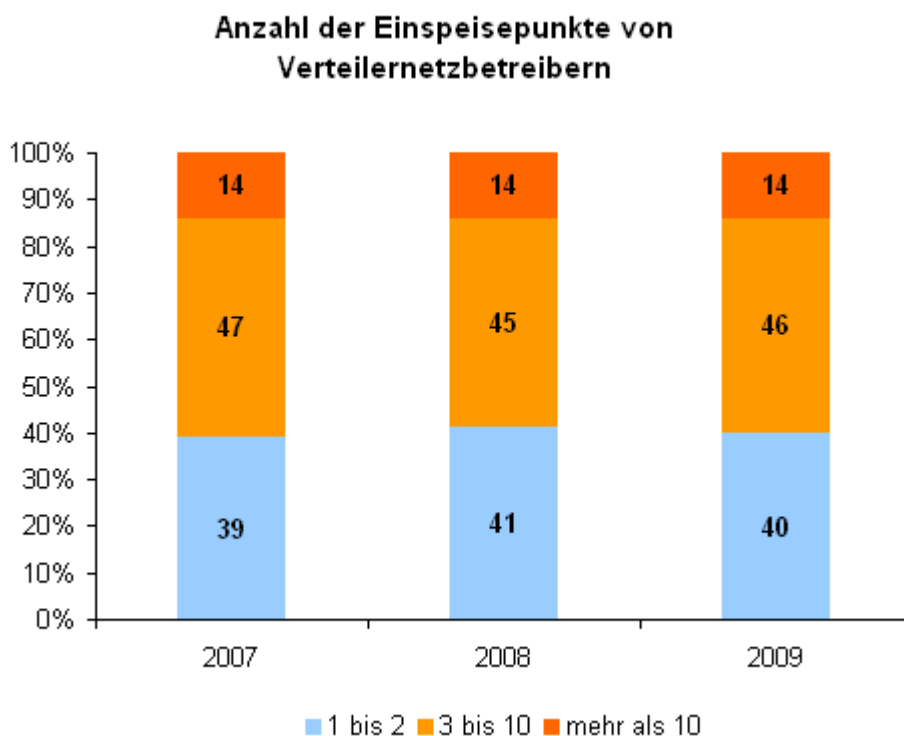


Abbildung 56: Anzahl der Einspeisepunkte von Verteilernetzbetreibern

Im Vergleich zum Berichtsjahr 2007 ist hier kaum eine Änderung festzustellen.

Die Situation hinsichtlich der Ausspeisepunkte stellt sich wie folgt dar: Erfasst wurden auf Gasverteilerebene ca. 9,1 Millionen Ausspeisepunkte an Letztverbraucher, im Vergleich zum Vorjahr ein Rückgang um gut vier Prozent. Die Häufigkeitsverteilung liegt im Bereich bis 500.000.

Die folgende Abbildung zeigt, dass ein überwiegender Teil der Gasverteilernetzbetreiber zwischen 1.000 und 10.000 Ausspeisepunkte betreibt.

Ausspeisepunkte an Letztverbraucher

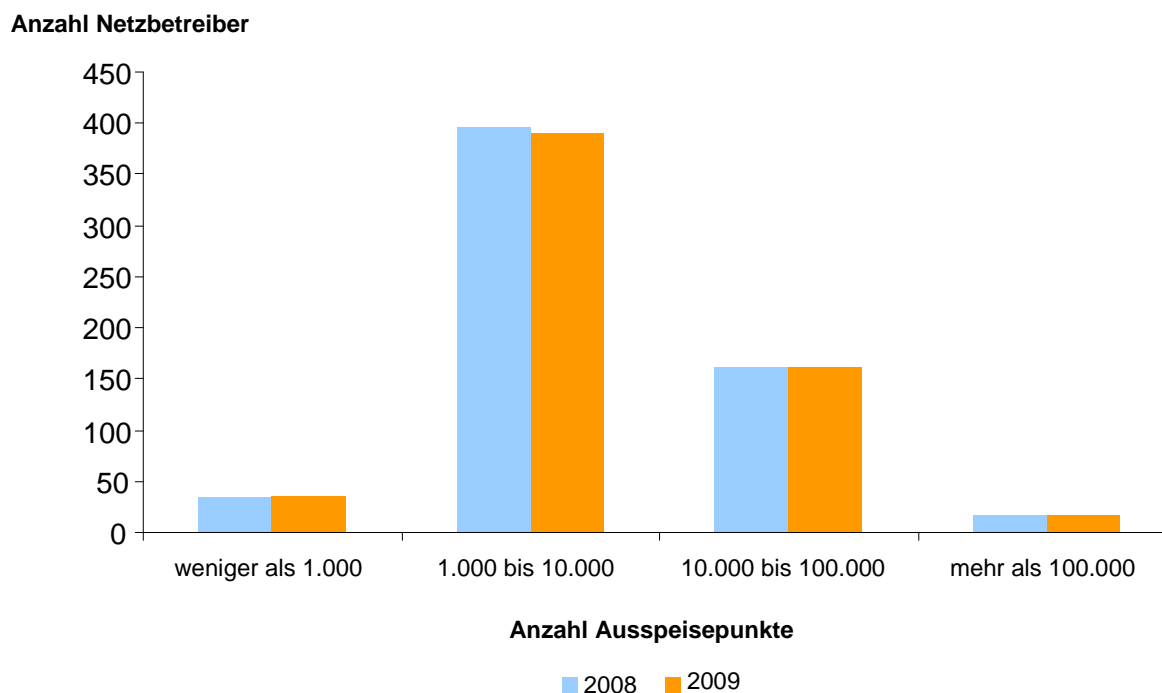


Abbildung 57: Ausspeisepunkte an Letztverbraucher

Bezüglich Ausspeisepunkte zu anderen Netzen wurden für das Monitoring 2009 insgesamt 4.093 Ausspeisepunkte gemeldet, ein deutlicher Zuwachs im Vergleich zu 2007 mit 2.990 Ausspeisepunkten. Erhöht wird die durch diese Vermaschung entstehende Komplexität des deutschen Gasnetzes noch zusätzlich durch 840 sonstige Ausspeisepunkte, beispielsweise zu Speicheranlagen.

Bezüglich der Frage, ob ihr Netz über mehrere Netzkopplungspunkte zu einem vorgelagerten Netzbetreiber verfügt, haben 463 VNB mit ja geantwortet, 157 mit nein, drei machten hierzu keine Angabe.

3.1.4 Marktgebiete und Überlappungsflächen

Ein Marktgebiet ist die vertikale oder horizontale Zusammenfassung technisch miteinander verbundener Netze bzw. Netzbereiche unterschiedlicher Netzbetreiber. Innerhalb von Marktgebieten bestehen definitionsgemäß keine Kapazitätsbeschränkungen, die den Transport von Gas zwischen Ein- und Ausspeisepunkten und den Handel von Gas am virtuellen Punkt einschränken würden. Das bedeutet, ein Transportkunde kann seine an dem Rand des Marktgebietes gebuchten Kapazitäten an den jeweiligen Ein- und Ausspeisepunkten flexibel nutzen.

Marktgebiete sind zugleich Bilanzzonen, in denen für jeden Transportkunden die saldierte Abrechnung der von ihm ein- und ausgespeisten Gasmengen erfolgt.

13 der 18 deutschen FNB spannen insgesamt zwölf Marktgebiete (Stand: Dezember 2008) in Deutschland auf, sieben H-Gas und fünf L-Gas Marktgebiete. Dabei werden einige Marktgebiete von mehreren marktgebietsaufspannenden FNB in einer horizontalen Marktgebietskooperation betrieben. E.ON Gastransport GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services

GmbH und RWE Transportnetz Gas GmbH spannen sowohl im H-Gas- als auch im L-Gas-Bereich ein Marktgebiet auf.

Die Marktgebiete weisen teils erhebliche geographische und netztechnische Überlappungsbereiche auf, in denen die Verteilernetze bis zu drei Marktgebieten gleichzeitig zugeordnet sind. Eine Marktgebietsüberlappung existiert immer dann, wenn ein nachgelagerter – in sich hydraulisch verbundener – Netzbereich von mehreren marktgebietsaufspannenden FNB aus unterschiedlichen Marktgebieten aufgespeist wird oder werden kann. In der nachfolgenden Abbildung sind die Überlappungsbereiche als Mischfarben der jeweiligen Marktgebiete dargestellt.

3.1.4.1 Veränderung der Marktgebietslandschaft

Neun benannte Marktgebiete H-Gas



Sieben benannte Marktgebiete H-Gas



Abbildung 58: Vereinfachte Darstellung der H-Gas Marktgebiete in Deutschland zum Stand 01.10.2007 und 01.10.2008, Quelle: Bundesnetzagentur

Bereits im Jahr 2007 konnte die Anzahl der Marktgebiete durch mehrere unternehmensinterne Maßnahmen auf 14 reduziert werden. Ab dem Jahr 2008 war eine weitere Reduzierung nur durch verstärkte unternehmensübergreifende Kooperationsbemühungen möglich. Zum 01.10.2008 fand eine unternehmensübergreifende Marktgebietszusammenlegung statt, bei der die bayernets GmbH und die E.ON Gastransport GmbH ihre H-Gas-Marktgebiete zusammenführten und die Abwicklungsverantwortung der gemeinsamen Marktgebietsgesellschaft NetConnect Germany GmbH übergaben. Ferner ordnete sich die Gas-Union Transport GmbH & Co. KG zum 01.10.2008 als nachgelagerter Netzbetreiber zu den Marktgebieten der NetConnect Germany und Wingas Transport zu, wodurch ihr bislang eigenständiges Marktgebiet entfiel. Somit reduzierte sich die Anzahl der Marktgebiete auf zwölf, wobei sieben auf H-Gas und fünf auf L-Gas entfielen.

Im L-Gas-Bereich hatten die marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber weitere Zusammenlegungen zum 01.10.2008 angekündigt. Dieser Termin wurde jedoch nicht eingehalten, ohne dass überzeugende Gründe hierfür ersichtlich waren. Da die weitergehende Verminderung der Marktgebiete im L-Gas-Bereich somit nicht länger auf freiwilliger Basis durchsetzbar erschien, entschloss sich am 22.08.2008 die Bundesnetzagentur, gegen die betroffenen Netzbetreiber von Amts wegen ein Missbrauchsverfahren (§ 30 EnWG i.V.m. § 20 Abs. 1b EnWG) bzw. Verfahren zur Zusammenlegung der Teilnetze/Marktgebiete (§§ 65 EnWG, 6 Abs. 4 S. 6 GasNZV) einzuleiten. Dieses Missbrauchsverfahren richtete sich gegen die Unternehmen:

- RWE Transportnetz Gas GmbH,
- E.ON Gastransport GmbH,
- Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG,
- EWE Netz GmbH und
- Gasunie Deutschland Transport Services GmbH.

Während des laufenden Verfahrens legten die Unternehmen Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG, EWE Netz GmbH und Gasunie Deutschland Transport Services GmbH zum 01.04.2009 ihre Marktgebiete zusammen und gründeten die Aequamus GmbH als gemeinsame Marktgebietsgesellschaft. Das Verfahren gegen diese Unternehmen wurde daher zum 15.05.2009 mit der Auflage eingestellt, Verhandlungen mit der RWE Transportnetz Gas GmbH und der E.ON Gastransport GmbH zur Aufnahme in das gemeinsame Marktgebiet aufzunehmen bzw. fortzuführen. Durch diese weitere Zusammenlegung sank die Zahl der Marktgebiete zum 01.04.2009 auf zehn Marktgebiete. Das Verfahren gegen die Netzbetreiber RWE Transportnetz Gas GmbH und E.ON Gastransport GmbH ist weiterhin anhängig.

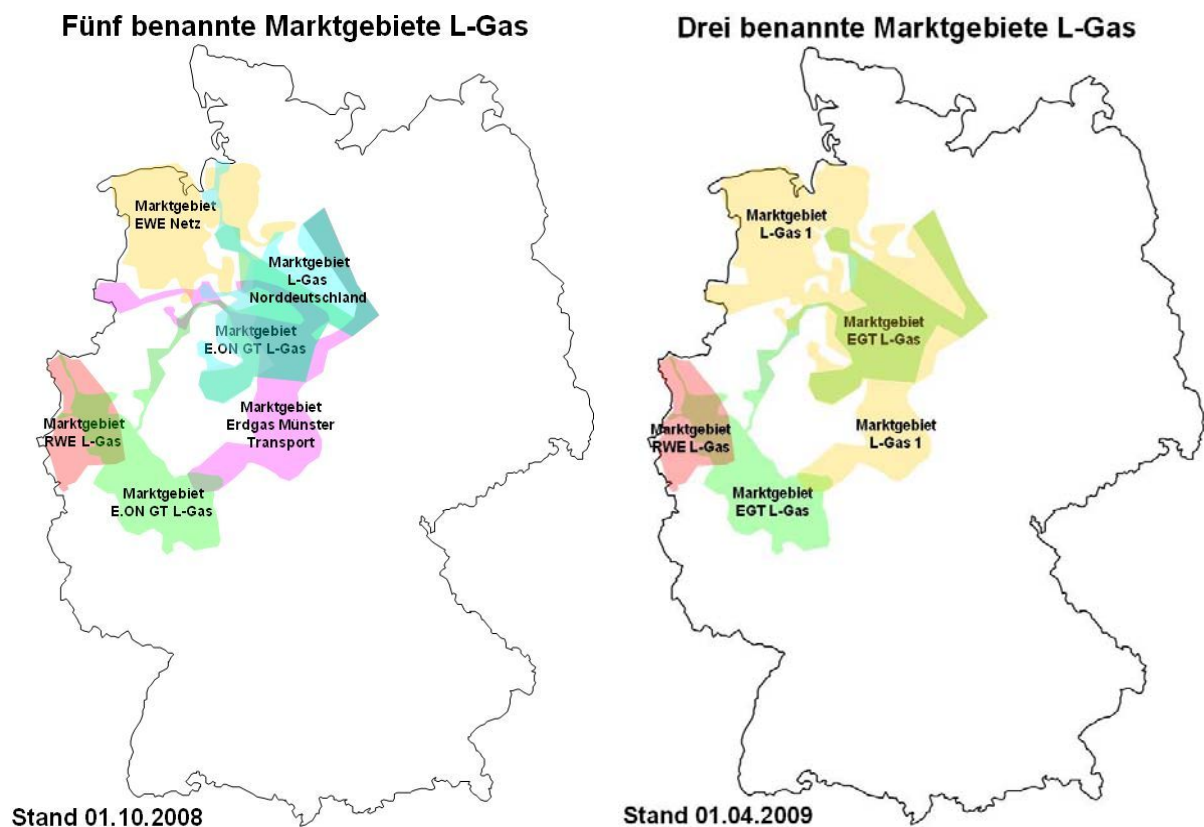


Abbildung 59: Vereinfachte Darstellung der L-Gas Marktgebiete in Deutschland zum Stand 01.10.2008 und 01.04.2009

Wie in der Abbildung ersichtlich überlappen sich die L-Gas Marktgebiete gegenseitig teils weiterhin sehr intensiv.

Ferner wurden im Mai 2009 die vertraglichen Grundlagen geschaffen, um die H-Gas-Marktgebiete der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (stellvertretend für das weitere Netzbetreiber umfassende Marktgebiet H-Gas Norddeutschland), ONTRAS – VNG Gas-transport GmbH und WINGAS TRANSPORT GmbH & Co. KG zusammenzulegen. Das neue Marktgebiet und die für die Aufgaben des Bilanzkreismanagements verantwortliche neue Gesellschaft sollen den Namen „GASPOOL“ tragen. Die Kooperation steht unter dem Vorbehalt der Genehmigung durch die zuständige Kartellbehörde und soll möglichst zum 01.10.2009 realisiert werden.

Eine weitere Zusammenlegung deutet sich zwischen den H-Gas-Marktgebieten der GVS Netz GmbH / ENI Gas Transport Deutschland S.p.A., der GRTgaz Deutschland GmbH und der NetConnect Germany GmbH an. Die Unternehmen haben die Planung der Kooperation bestätigt, ein Zieltermin ist hierfür jedoch nicht öffentlich genannt worden. Auch im Monitoring 2009 gaben fast alle marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber an, zum 01.10.2009 weitere Marktgebietszusammenlegungen zu realisieren. Somit reduziert sich die Anzahl der Marktgebiete in Deutschland auf sechs, jeweils drei Marktgebiete für H-Gas sowie für L-Gas.

3.1.4.2 Einfluss des Marktgebietszuschnitts auf den Gas-zu-Gas-Wettbewerb

Die Zahl und die Größe der Marktgebiete sind für die Entwicklung des Gaswettbewerbs von entscheidender Bedeutung. Nur hinreichend große Marktgebiete haben die Chance über eine Liquidität zu verfügen, die für einen aktiven und preissetzenden Wettbewerb ausreicht. Auch für die Etablierung eines börslichen Gashandels und für den Aufbau eines großen Kundenportfolios ist eine gewisse Mindestgröße der Marktgebiete erforderlich. In der Marktgebietslandschaft, die am Ende des Berichtszeitraumes bestand, verfügte allenfalls das Marktgebiet NetConnect Germany über diese Größe.

Während ein Markteintritt in einem Marktgebiet, in dem der Transportkunde bislang nicht aktiv war, mit Risiken und einem zusätzlichen initialen Transaktionsaufwand verbunden ist, machen bestehende Kapazitäts- und Gaslieferverträge im bisherigen Marktgebiet die Kundenakquisition in diesem Marktgebiet erheblich leichter. Darum wirken bislang die Grenzen der Marktgebiete in vielen Fällen noch als Grenzen des Gashandels. Allerdings hat die Neuregelung der Bilanzierung diesen Effekt abgeschwächt.

In den Überlappungsbereichen der Marktgebiete kommt ein weiterer Effekt hinzu, der für den Gaswettbewerb problematisch sein kann: Der Lieferantenwechsel eines Letztverbrauchers kann organisatorisch dessen Wechsel der Marktgebietszuordnung zur Voraussetzung haben, wenn der neue Lieferant in einem anderen der überlappenden Marktgebiete aktiv ist als der bisherige Lieferant. Ob dieser Wechsel organisatorisch möglich ist, bedarf einer technischen Prüfung der beteiligten Netzbetreiber, die positiv oder negativ ausfallen kann, und stellt somit ein Risiko bei der Kundenakquisition dar. Um den Einfluss des Marktgebietszuschnitts auf Kundenakquisition und Wechselprozesse, insbesondere bei Kunden in Überlappungsbereichen zweier oder dreier Marktgebiete, in der Praxis zu analysieren, wurden hierzu im Rahmen der Monitoringerhebung die Lieferanten gezielt befragt. Zunächst bleibt festzuhalten, dass 27 Prozent von 630 antwortenden Lieferanten im Berichtsjahr 2008 Letztverbraucher in Ausspeisenetzen beliefert haben, in denen sie bisher noch keine Kunden beliefert hatten. Allerdings haben nur 142 von 645 antwortenden Lieferanten versucht, Kunden (Letztverbraucher) in Ausspeisenetzen zu akquirieren, die mehreren Marktgebieten zugeordnet sind. Dies lässt vermuten, dass sich die überwiegende Mehrheit der Lieferanten durch den mit der Belieferung in Überlappungsbereichen verbundenen erhöhten Aufwand abschre-

cken lassen und daher auf Neukundenakquisitionen ganz verzichten. 40 Prozent (56 Lieferanten) der 142 bereits in Überlappungsbereichen tätigen Lieferanten akquirieren neue Kunden nicht in Überlappungsbereichen, in denen sie bisher noch nicht tätig waren.

Von den 142 in Überlappungsbereichen tätigen Lieferanten haben 34 Prozent versucht, eine Veränderung von Marktgebietszuordnungen der von ihnen belieferten Letztverbraucher durchzuführen. Die Anzahl der Veränderungen von Marktgebietszuordnungen (insgesamt 148.795 Fälle) der Letztverbraucher stieg gegenüber dem Berichtsjahr 2007 mit 3.235 Fällen deutlich an. Nach Angaben der Lieferanten war der Wechsel der Marktgebietszuordnung der Letztverbraucher in 1.213 Fällen nicht erfolgreich. Inwieweit Änderungen der Marktgebietszuordnung zukünftig erfolgreich sein werden, hängt davon ab, inwieweit die Kapazitäten zum vorgelagerten Netzbetreiber (Marktgebiet) durch die aktuelle Zuordnung der Kunden noch verfügbar sind. Der Bundesnetzagentur wurden insbesondere aus den Großräumen Berlin (in 2008) und Hamburg (seit Anfang 2009) entsprechende Schwierigkeiten berichtet. Im Übrigen dürften die Schwierigkeiten je nach Ausspeisenetz sehr unterschiedlich sein, so dass eine gewisse Unsicherheit bleibt, ob der Kunde dem gewünschten Marktgebiet zugeordnet werden kann, selbst wenn bis Ende 2008 noch keine Wechselwünsche abgelehnt wurden. Dies ist insbesondere für Lieferanten, die nur in einem Marktgebiet über Kapazitäts- und Gaslieferverträge verfügen, ein Risiko.

Fünf VNB berichteten, dass sie in 15.631 Fällen keinen Marktgebietswechsel von Letztverbrauchern nach Transportkundenanfrage durchführen konnten. Da Marktgebietswechsel zur Versorgung neuer Kunden nur in Überlappungsgebieten notwendig sind, ist die Bundesnetzagentur auch weiterhin bemüht, die Zahl der Marktgebiete und auch die Zahl der Überlappungsflächen nachhaltig zu reduzieren.

3.1.5 Kartellrechtliche Aspekte der Netznutzung

3.1.5.1 Netznutzungsanteil verbundener Unternehmen

Insgesamt wurden im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 bei den marktgebietsaufspannenden FNB 536 MWh/h an Einspeisekapazitäten und 345 MWh/h an Ausspeisekapazitäten gebucht. Um den Wettbewerb im Gashandel besser beurteilen zu können, wurden die Netzbetreiber befragt, wie viel Kapazität durch im Sinne des § 3 Nr. 38 EnWG mit ihnen verbundene Transportkunden gebucht wurde.

Im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 wurden demnach die Einspeisekapazitäten zu 78 Prozent (gleicher Anteil wie in 2007), die Ausspeisekapazitäten zu 83 Prozent (2007: 65 Prozent) von verbundenen Unternehmen gebucht.

Des Weiteren wurden die marktgebietsaufspannenden FNB nach dem Anteil der Nominierung durch das verbundene Unternehmen gefragt.

- Insgesamt wurden im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 an den Einspeisepunkten dieser FNB 2.034 TWh Gas (2007: 1.828 TWh) von Transportkunden nominiert und durch die FNB transportiert.
- An den Ausspeisepunkten der jeweiligen Netze meldeten die marktgebietsaufspannenden FNB 983 TWh (2007: 1.659 TWh) Nominierungen durch die Transportkunden bzw. transportiertes Gas.

Der Anteil der Nominierungen von im Sinne des § 3 Nr. 38 EnWG verbundenen Unternehmen betrug einspeiseseitig 78 Prozent (2007: 77 Prozent) und ausspeiseseitig 66 Prozent (2007: 77 Prozent). Dies entspricht in etwa auch der Verteilung auf der Kapazitätsseite an den durch Transportkunden buchbaren Ein- und Ausspeisepunkten. Allerdings muss dieser Befund relativiert werden:

Einer dieser marktgebietsaufspannenden FNB hat überhaupt keinen verbundenen Transportkunden. Ein weiterer marktgebietsaufspannender FNB hat weniger als drei Prozent seiner buchbaren Kapazitäten an den verbundenen Transportkunden vergeben. Dies bedeutet, dass bei den restlichen marktgebietsaufspannenden FNB in der Regel der Buchungs- und Nominierungsanteil der verbundenen Transportkunden doch deutlich über den oben angegebenen Durchschnittswerten liegen dürfte.

3.1.5.2 Sektoruntersuchung Fernleitungsnetze des Bundeskartellamtes

Wie bereits im Rahmen der Missbrauchsverfahren des Bundeskartellamtes bezüglich langfristiger Gaslieferverträge festgestellt wurde, ist der Mangel an verfügbaren Transportkapazitäten als weiteres wesentliches Wettbewerbshemmnis neben der langfristigen Vertragsbindung der Weiterverteiler an ihren Lieferanten anzusehen. Auf Grund vertraglicher Kapazitätsengpässe wird der Marktzutritt von Newcomern erschwert oder sogar verhindert. Konkrete Beschwerden einzelner Unternehmen ließen vermuten, dass langfristige Kapazitätsbuchungen in Fernleitungsnetzen durch mit den Netzbetreibern konzernverbundene Vertriebsunternehmen eine der Hauptursachen für vertragliche Kapazitätsengpässe sein könnten. Unter kartellrechtlichen Gesichtspunkten wäre diese Verhaltensweise insbesondere dann als missbräuchlich anzusehen, wenn den Kapazitätsbuchungen keine leistungs- und laufzeitkonformen Gasbezugs- bzw. Gaslieferverträge zu Grunde lägen. In diesem Fall müsste von einem Verstoß des marktbeherrschenden Transportkunden gegen Art. 82 Abs. 2 lit. b EG ausgegangen werden: Langfristbuchungen von Kapazitäten ohne korrespondierende vertragliche Bindungen des Kapazitätsinhabers auf der Beschaffungs- und Absatzseite führen zu einer Einschränkung des Absatzes von Gas, da konzernfremden Vertriebsunternehmen der Netzzugang verwehrt oder allenfalls auf unterbrechbarer Basis möglich ist. Diesem Aspekt geht das Bundeskartellamt in einer Sektoruntersuchung gemäß § 32e GWB nach. Befragt wurden sowohl sämtliche Betreiber der deutschen Fernleitungsnetze als auch deren wichtigste Abnehmer, darunter die überregionalen und regionalen Ferngasunternehmen sowie Gashändler. Die Auswertung der umfangreichen Antworten dauert gegenwärtig noch an.

3.1.6 Netzentgelte

3.1.6.1 Entwicklung der Netzentgelte und deren Anteile am Gesamtgaspreis 2006 bis 2009

In der im Sommer 2008 abgeschlossenen Netzentgeltgenehmigungsrunde sind im Gasbereich insgesamt 226 Netzentgeltanträge durch die Bundesnetzagentur beschieden worden. Von diesen 226 Anträgen wurden bei 129 kleineren Netzbetreibern mit im Wesentlichen unveränderten Kosten die Genehmigungen antragsgemäß bis zum 31.12.2008 verlängert. Die Genehmigungen der restlichen 97 kostengeprüften Unternehmen wurden ebenfalls bis zum 31.12.2008 ausgestellt. Als Prüfungsschwerpunkte kamen zusätzlich zu den Prüfungsthemen der ersten Genehmigungsrunde u. a. Betriebsführungsentgelte und Rückstellungen hinzu. Die auf diese Weise festgestellten Kostendaten bildeten die Basis für die erste Regulierungsperiode der Anreizregulierung.

Bei zehn Betreibern von überregionalen Fernleitungsnetzen hat die Bundesnetzagentur gemäß § 3 Abs. 3 GasNEV i.V.m. § 65 EnWG im September/Okttober 2008 entschieden, dass diese keinem bestehenden (Leitungs-)Wettbewerb ausgesetzt sind. Daher hatten diese Unternehmen wie alle anderen ihre Netzentgelte kostenorientiert zu bilden und innerhalb einer Frist von zwei Monaten einen Antrag auf Genehmigung ihrer Gasnetzentgelte zu stellen. Die Prüfung mit der abschließenden Genehmigung wird durch die Bundesnetzagentur voraussichtlich bis Herbst 2009 erfolgen.

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen mengengewichteten Nettonetzentgelte Gas inklusive der Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb jeweils zum Preisstand 01.04. in den Jahren 2006 bis 2009.

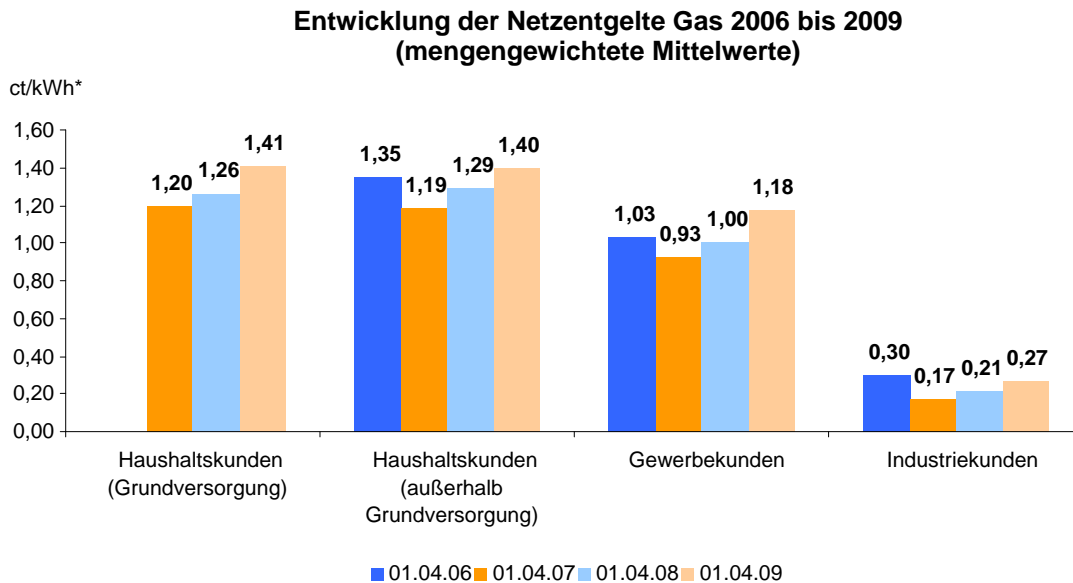


Abbildung 60: Entwicklung der mengengewichteten Netzentgelte 2006 bis 2009. Preisstand 01.04.2009 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten¹⁰⁸

Die im Vergleich zum Abfragezeitpunkt 01.04.2008 höheren Netzentgelte lassen sich mit einer abweichenden Berücksichtigung der Kosten vorgelagerter Netzebenen in den ausgewiesenen Netzentgelten, auf die umfassende Einbeziehung der Kosten für Systemdienstleistungen sowie Mengeneffekte zurückführen. Mengeneffekte erfassen zum einen die Berücksichtigung von Mindererlösen der Netzbetreiber aus dem Jahr 2007 („periodenübergreifende Saldierung“) sowie eine mit zurückgehendem Gesamterdgasverbrauch einhergehende geringere prognostizierte Absatzmenge der Netzbetreiber. Die Verteilung der genehmigten Kosten auf eine geringere prognostizierte Menge führt in der Konsequenz des angelegten Regulierungssystems zu erhöhten spezifischen Netzentgelten.

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Anteile der durchschnittlichen mengengewichteten Nettonetzentgelte Gas am Gesamtgaspreis (inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb) jeweils zum Preisstand 01.04. in den Jahren 2006 bis 2009.

¹⁰⁸ Zum Stichtag 01.04.2006 wurde für das Netzentgelt beim Gaspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung kein Wert erhoben.

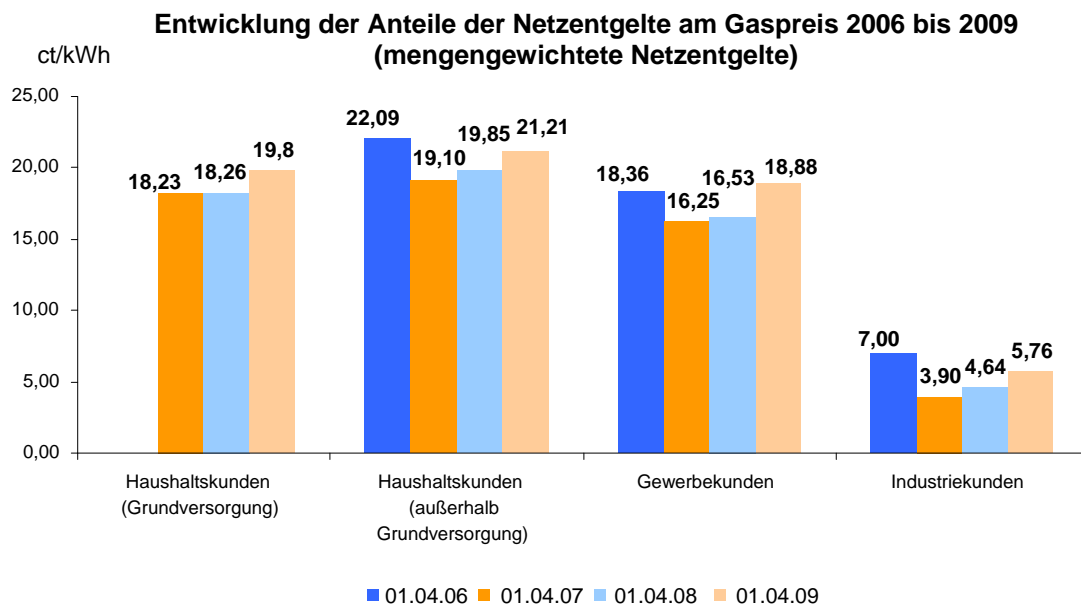


Abbildung 61: Entwicklung der Anteile der mengengewichteten Netzentgelte 2006 bis 2009. Preisstand 01.04.2009 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten¹⁰⁹

Mit dem Anstieg der Netzentgelte im Vergleich zum Vorjahr geht ein Anstieg des Anteils der Netzentgelte am Gesamtgaspreis einher.

3.1.6.2 Grundzüge der Anreizregulierung / Veränderungen gegenüber der Netzkostenprüfung

Am 01.01.2009 hat mit der Einführung der Anreizregulierung ein neues Regulierungsregime für die Betreiber der deutschen Gasversorgungsnetze begonnen. Gesetzliche Grundlage hierfür ist die Anreizregulierungsverordnung (ARegV), die am 06.11.2007 in Kraft getreten ist. Ziel der Anreizregulierung ist es, den Betreibern der Energieversorgungsnetze Anreize für eine effiziente Leistungserbringung zu setzen. Einerseits wird den Netzbetreibern ein Senkungspfad vorgegeben und andererseits dürfen die regulierten Unternehmen bei Übererfüllung der Vorgaben die höheren Renditen für die Dauer der jeweiligen Regulierungsperiode aus der Differenz zwischen den tatsächlichen Kosten und der genehmigten Erlösobergrenze einbehalten - so entsteht ein Anreiz zur Effizienzsteigerung.

Hierzu ist es erforderlich, Effizienzvergleiche durchzuführen. Durch diese wird ermittelt, wie effizient ein Netzbetreiber im Vergleich zu den anderen Netzbetreibern ist. Die unternehmensindividuell ermittelten Effizienzwerte gehen in die Formel zur Festsetzung der Erlösobergrenzen ein.

Die Effizienzwerte der Gasverteilernetzbetreiber wurden anhand eines bundesweiten Effizienzvergleichs, in welchen Daten von 187 Netzen eingegangen sind, bestimmt. Für den Gasbereich wurden neben den von § 13 Abs. 4 ARegV vorgegebenen Vergleichsparametern (Anzahl der Ausspeisepunkte, Fläche des versorgten Gebietes, Leitungslänge und Zeitgleiche Jahreshöchstlast) sechs weitere Vergleichsparameter verwendet. Nach Realisierung der Kostentreiberanalyse wurde der Effizienzvergleich durchgeführt. Dieser erfolgte nach den

¹⁰⁹ Zum Stichtag 01.04.2006 wurde für das Netzentgelt beim Gaspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung kein Wert erhoben.

Effizienzvergleichsmethoden DEA (Data Envelopment Analysis) und SFA (Stochastic Frontier Analysis) jeweils mit standardisierten und nicht standardisierten Kosten. Die Vergleichsparameter blieben dabei jeweils unverändert.

Zugunsten des Netzbetreibers wurde zudem davon ausgegangen, dass das beste Ergebnis der insgesamt vier Einzeleffizienzanalysen die Effizienz des Unternehmens abbildet. Die durchschnittliche Effizienz, die sich aus dem Vergleich der Gasverteilternetzbetreiber ergibt, liegt bei 87,3 Prozent. Die Effizienzwerte der einzelnen Netzbetreiber liegen in einer Spannweite von 56,4 Prozent bis 100 Prozent. Für Netzbetreiber, deren Effizienzwert unter 60 Prozent liegt, wird nach § 12 Abs. 4 ARegV ein Effizienzwert von 60 Prozent bei der Berechnung der Erlösobergrenzen zur Anwendung gebracht.

Die Ermittlung der Effizienzwerte wurde vorgenommen unter Einbeziehung aller Druckstufen. Es erfolgte keine Ermittlung von Teileffizienzen für die einzelnen Druckstufen. Für die nicht überregionalen FNB ist ein nationaler Effizienzvergleich durchgeführt worden. In diesen sind Daten von neun regionalen Fernleitungsnetzen eingegangen. Für die Anwendung der Effizienzvergleichsmethode SFA stand damit keine hinreichende Anzahl von Unternehmen zur Verfügung. Aus diesem Grund wurde ausschließlich die Effizienzvergleichsmethode DEA angewendet. Die durchschnittliche Effizienz der FNB liegt bei 91,7 Prozent. Gemäß § 24 ARegV hatten Gasverteilternetzbetreiber, an deren Netz weniger als 15.000 Kunden angeschlossen sind, die Möglichkeit, die Teilnahme am vereinfachten Verfahren zu wählen, was ihnen einen festen Effizienzwert von 87,5 Prozent gesichert hat. Von dieser Möglichkeit haben 137 von den in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur (originär oder Organleihe) fallenden Netzbetreibern Gebrauch gemacht. Die Bundesnetzagentur hat im Gasbereich 214 Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 und 2 ARegV i.V.m. § 21a Abs. 2 S. 1 EnWG bis zum 22.12.2008 beschieden. Die Erlösobergrenzen beinhalten im Gegensatz zu den Kosten im Rahmen der entsprechenden Entgeltgenehmigungen Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzkosten. Das für 2009 genehmigte Erlösobergrenzenvolumen (ohne vorgelagerte Kosten) übertrifft das in der letzten Kostenprüfungsrunde genehmigte Ausgangsniveau (Kostenbasis 2006 bzw. bei „Verlängerungsregelungen“ 2004) um durchschnittlich ein Prozent. In den vereinfachten Verfahren wird das Ausgangsniveau um knapp zwei Prozent übertroffen. Ursachen hierfür sind zum einen die Berücksichtigung der allgemeinen Geldwertentwicklung sowie die Pauschalregelung für die Bemessung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemäß ARegV in den vereinfachten Verfahren.

3.1.6.3 Auswirkung von Biogasanteilen auf die Netzentgelte

Mit der Änderung der GasNEV und GasNZV vom 12.04.2008 wurde ein Wälzungsmechanismus für Kosten aus der Einspeisung von Biogas in Gasnetze eingeführt. Die durch die Einspeisung von Biogas bei den Netzbetreibern verursachten Kosten werden auf alle Netze innerhalb des Marktgebietes umgelegt. Der damit verbundene Wälzungsmechanismus ist durch die Vertragspartner der „Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1 b) EnWG“ (KoV III) in der Fassung vom 29.07.2008 entwickelt und vertraglich festgelegt worden. Die Biogaswälzungskosten sind demnach – erstmalig ab dem 01.01.2009 - vom marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber wie Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen zu behandeln und werden damit an die nachgelagerten Netzbetreiber weitergewälzt.

3.1.7 Kapazitäten und Kapazitätsauslastung

3.1.7.1 Kapazitätsangebot

Insgesamt wurden im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 von den marktgebietsaufspannenden FNB 536 GWh/h Einspeisekapazität (2007: 573 GWh/h) und 345 GWh/h Ausspeisekapazität (2007: 585 GWh/h) an Transportkunden vermarktet.

Die Netzbetreiber wurden im Rahmen des Monitoring gefragt, wie viel feste Kapazität an den Grenzübergangspunkten für die kommenden Gaswirtschaftsjahre noch verfügbar ist. Die Angaben beziehen sich auf die Kapazitätsverfügbarkeit am Stichtag 01.10.2008. Es wurde für jeden angrenzenden Staat über alle dort Kapazitäten anbietenden FNB die feste freie Kapazität getrennt nach Ein- und Ausspeisung aufsummiert und dann ins Verhältnis zur jeweiligen maximal technischen Kapazität gesetzt.

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen jeweils die Ergebnisse pro angrenzenden Staat und das gewichtete Mittel über alle Grenzübergangspunkte. Die gestrichelten Pfeile mit dem Kapazitätsanteil in Klammern sollen andeuten, dass von den Netzbetreibern in dieser Richtung keine feste Kapazität vermarktet wird, weil in dieser Richtung der physikalische Transport von Gas nicht möglich ist.

Kaum freie Kapazitäten an den Grenzen verfügbar Kaum freie Kapazitäten an den Grenzen verfügbar

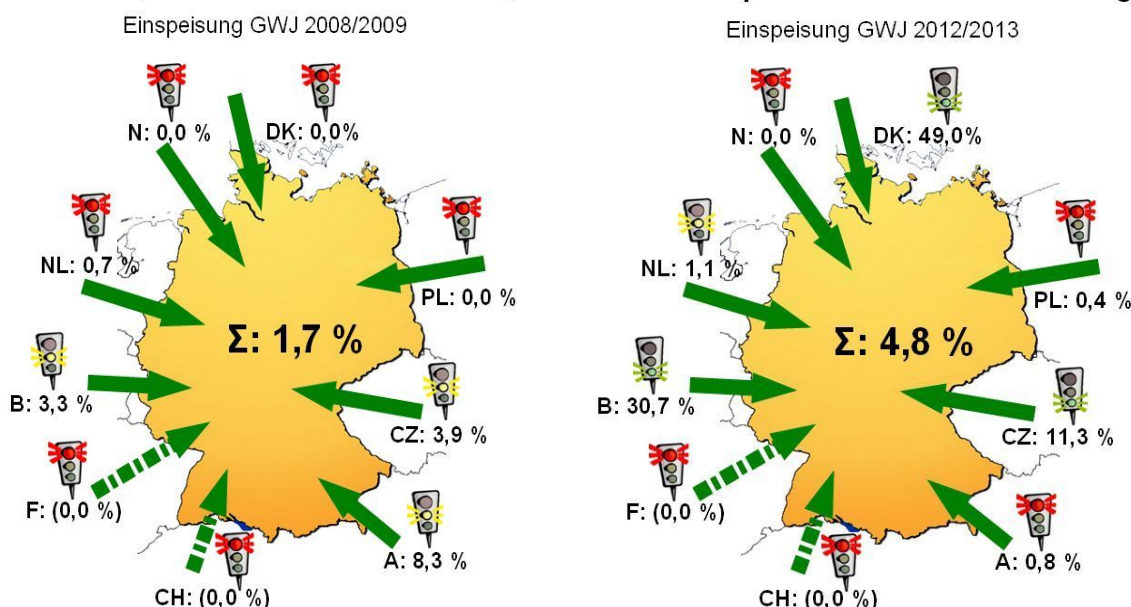


Abbildung 62: Darstellung der freien festen Einspeisekapazität an den Grenzübergangspunkten am Stichtag 01.10.2008 für die Gaswirtschaftsjahre 2008/2009 und 2012/2013

Die Abbildungen zeigen, dass die festen Einspeisekapazitäten auch schon fünf Jahre im Voraus nahezu vollständig ausgebucht sind. In Summe sind weniger als fünf Prozent der Einspeisekapazitäten an den Grenzübergangspunkten buchbar. An einigen Grenzen wären selbst für das Gaswirtschaftsjahr 2012/2013 somit weniger als ein Prozent der Kapazitäten verfügbar. Der sehr hohe freie Kapazitätsanteil von Dänemark nach Deutschland lässt sich damit erklären, dass sich Dänemark vom Gasexport- zum Gasimportland wandelt. Betrachtet man die maximalen technischen Einspeisekapazitäten, so ergeben sich gegenüber 2007 keine nennenswerten Veränderungen.

Neben den beiden dargestellten Gaswirtschaftsjahren wurden auch Daten zum Gaswirtschaftsjahr 2009/2010 erhoben. Diese unterscheiden sich kaum zu den Ergebnissen des Gaswirtschaftsjahres 2008/2009 (Abweichung unter einem Prozent). Einzige Ausnahme sind die verfügbaren Kapazitäten von Tschechien, die sich verdoppeln.

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die verfügbaren Ausspeisekapazitäten an den Grenzübergangspunkten von Deutschland.

Kaum freie Kapazitäten an den Grenzen verfügbar Kaum freie Kapazitäten an den Grenzen verfügbar

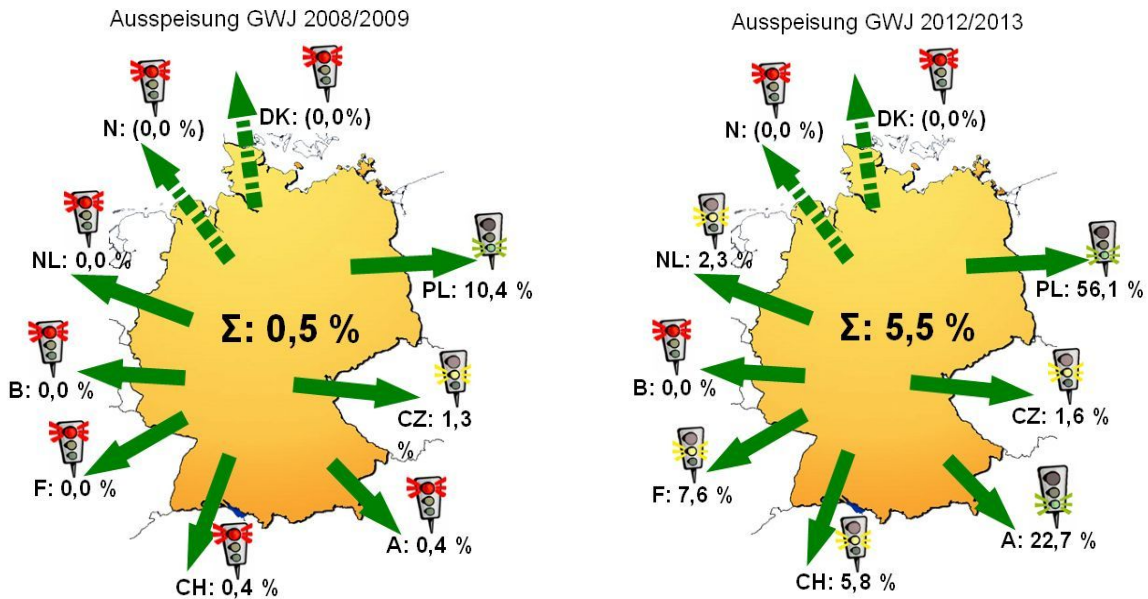


Abbildung 63: Darstellung der freien festen Ausspeisekapazität an den Grenzübergangspunkten am Stichtag 01.10.2008 für die Gaswirtschaftsjahre 2008/2009 und 2012/2013

Auch die festen Ausspeisekapazitäten sind für lange Zeit (Gaswirtschaftsjahr 2012/2013: 94,5 Prozent) nahezu vollständig ausgebucht. Lediglich an den Grenzen nach Österreich und Polen sind noch nennenswerte Anteile an freien festen Kapazitäten vorhanden. Die Ausspeisekapazitäten Richtung Polen werden von den Transportkunden weniger nachgefragt. Richtung Niederlande haben sich die maximalen technischen Ausspeisekapazitäten um gut 16 Prozent gegenüber dem Berichtsjahr 2007 erhöht. Diese Kapazitäten werden deutlich stärker nachgefragt und sind auch schon langfristig nahezu vollständig vergeben worden.

Auch ausspeiseseitig wurde das Gaswirtschaftsjahr 2009/2010 nicht grafisch dargestellt. Gegenüber den Ergebnissen des Gaswirtschaftsjahres 2008/2009 erhöhen sich nur zu den Ländern Österreich (freie Kapazität: 16 Prozent), Polen (freie Kapazität: 18 Prozent) und Schweiz (freie Kapazität: vier Prozent) nennenswert die Anteile der freien Ausspeisekapazität.

3.1.7.2 Beschränkt zuordenbare Kapazitäten

Eine Möglichkeit, das Angebot fester Kapazitäten zu erhöhen, ist gemäß § 6 Abs. 3 Satz 2 Nr. 2 und 3 GasNZV die Ausweisung von beschränkt zuordenbaren festen Kapazitäten. Gas, das über beschränkt zuordenbare Kapazitäten ein- oder ausgespeist wird, ist dem freien Handel am virtuellen Handlungspunkt entzogen. Beschränkt zuordenbare Kapazitäten sind nur mit einem Teil der Ein- und/oder Ausspeisepunkte des jeweiligen Marktgebietes kombinierbar, jedoch nicht mit allen diesen Punkten. Das bedeutet, dass zum Beispiel eine Einspeiseminimierung einer beschränkt zuordenbaren Kapazität nur an den dafür explizit ausgewiesenen Ausspeisepunkten mit einer Ausspeiseminimierung in gleicher Höhe kombiniert werden darf. Da das am virtuellen Handlungspunkt gehandelte Gas überall im Marktgebiet ein- oder ausgespeist werden darf, sind die Gasmengen, die über beschränkt zuordenbaren Kapazitäten ein- oder ausgespeist werden, dort nicht frei handelbar. Daher sollte der Anteil der beschränkt zuordenbaren Kapazitäten möglichst gering sein.

Vier der dreizehn marktgebietsaufspannenden FNB weisen beschränkt zuordenbare Einspeisekapazitäten aus. Im Vergleich zum Jahr 2007 hat sich der Anteil der beschränkt zuor-

denbaren Kapazitäten an den gesamten Einspeisekapazitäten von achtzehn auf sieben Prozent reduziert. Zwei von zwölf¹¹⁰ marktgebietsaufspannenden FNB vermarkten darüber hinaus auch auf der Ausspeiseseite beschränkt zuordenbare Kapazitäten. Auch hier ist der Anteil von 14 Prozent im Jahr 2007 auf acht Prozent zurück gegangen, obwohl die Marktgebiete in dieser Zeit größer geworden sind. Bei einem FNB ist die Buchung von beschränkt zuordenbaren Kapazitäten nur auf Anfrage und Prüfung im Einzelfall möglich, wurde aber im Berichtszeitraum von den Transportkunden nicht genutzt.

3.1.7.3 Netzzugangsverweigerungen

Die Bundesnetzagentur führt eine Datenbank zur Erfassung der gemäß § 20 Abs. 2 EnWG von den Netzbetreibern zu übersendenden Mitteilungen über Netzzugangsverweigerungen, um unter anderem die Kapazitätssituation überwachen zu können. Im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 sind bei der Bundesnetzagentur 223 Netzzugangsverweigerungen von insgesamt sechs marktgebietsaufspannenden FNB gemeldet worden. Im Vergleich zum Gaswirtschaftsjahr 2006/2007 (166 Netzzugangsverweigerungen) ist ein Anstieg bei der Anzahl der Netzzugangsverweigerungen zu bemerken.

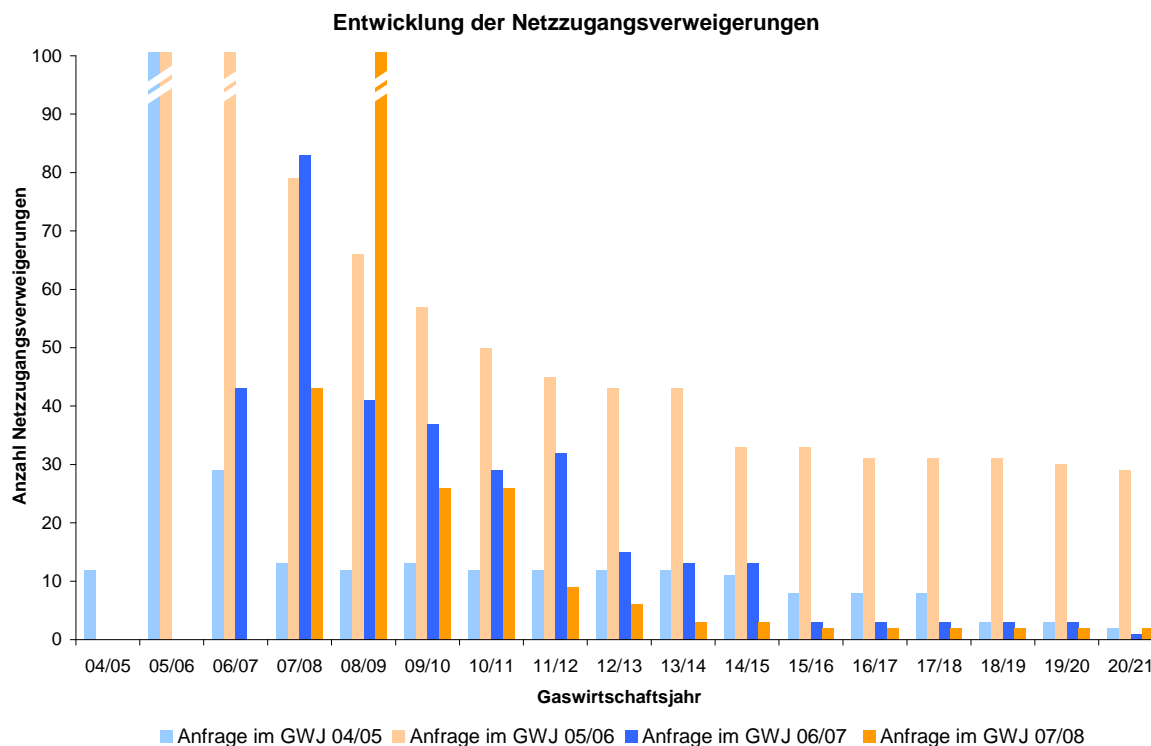


Abbildung 64: Entwicklung der Netzzugangsverweigerungen, Gaswirtschaftsjahre 2004/2005 bis 2007/2008¹¹¹

Die Abbildung zeigt, dass die höchste Anzahl der Netzzugangsverweigerungen immer für das jeweils kommende Gaswirtschaftsjahr ausgesprochen wird. Zusätzlich wird deutlich,

¹¹⁰ Ein marktgebietsaufspannender Fernleitungsnetzbetreiber vermarktet ausschließlich Einspeisekapazitäten an Transportkunden.

¹¹¹ Die Anzahl der Netzzugangsverweigerungen ist im dargestellten Diagramm höher als die im Text genannten Anzahlen (Gaswirtschaftsjahr 2006/2007: 166 bzw. Gaswirtschaftsjahr 2007/2008: 223), da sich einige Netzzugangsverweigerungen über einen Zeitraum von mehreren Gaswirtschaftsjahren erstrecken.

dass an wichtigen Netzkoppelpunkten die freien Kapazitäten schon weit im Voraus angefragt wurden und vergeben sind. Neben der reinen Anzahl der Anfragen vermittelt auch die angefragte und verweigerete 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 beiden Gaswirtschaftsjahren verweigert wurde.

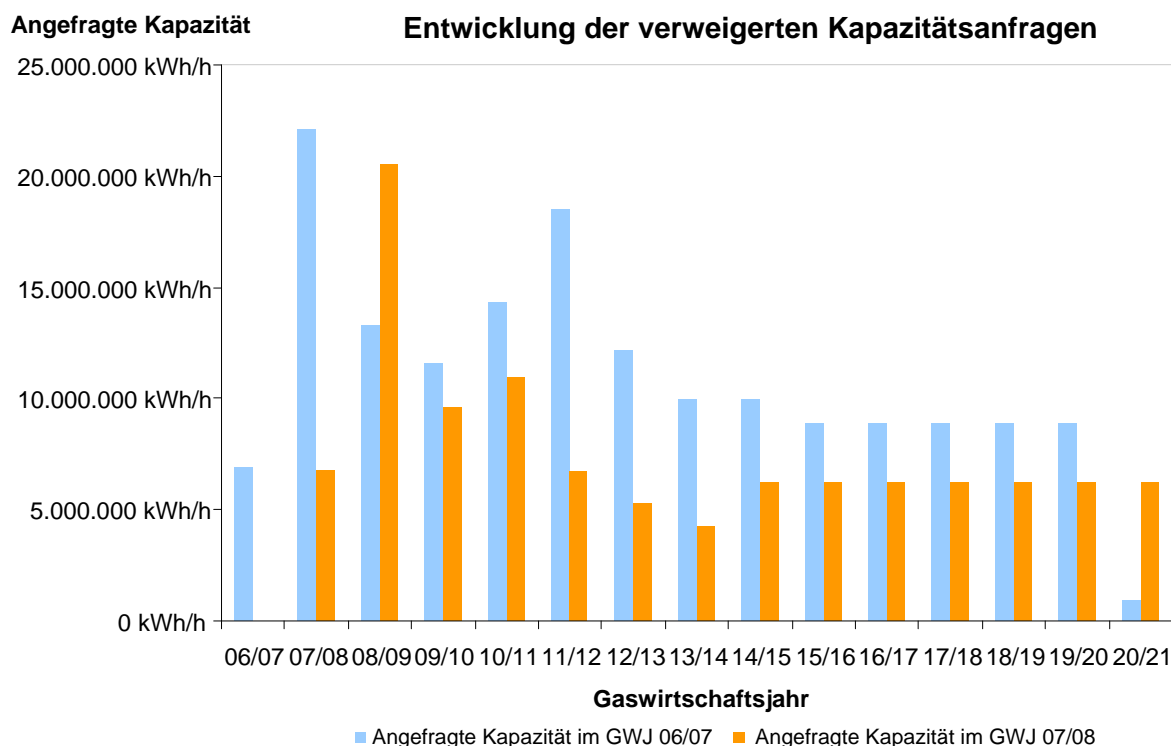


Abbildung 65: Entwicklung der verweigereten Kapazitätsanfragen, in den Gaswirtschaftsjahren 2006/2007 und 2007/2008

Die Auswertung der Daten ergibt, dass im Bereich der FNB überwiegend vertragliche Engpässe als Begründung für die Netzzugangsverweigerungen angeführt wurden. Häufig wurde angegeben, dass die vorhandenen Kapazitäten von (anderen) Transportkunden bereits ausgebucht waren. In über 98 Prozent der Anfragen im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 wurden daraufhin Transportverträge auf unterbrechbarer Basis abgeschlossen.

3.1.7.4 Unterbrechbare Kapazitäten

Großhändler und Lieferanten gaben an, für das Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 insgesamt 116 GWh/h (2007: 44 GWh/h) an Einspeisekapazität auf unterbrechbarer Basis gebucht zu haben. Damit sind rund 18 Prozent aller Kapazitätsbuchungen auf unterbrechbarer Basis abgeschlossen worden, dies entspricht mehr als einer Verdopplung gegenüber dem Berichtsjahr 2007 (sieben Prozent). Fast die gesamten Buchungen (95 Prozent) dieser unterbrechbaren Einspeisekapazität wurden aus Mangel an fester Kapazität vorgenommen. Ausspeiseseitig wurden für das Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 an unterbrechbarer Kapazität 90,5 Mio. kWh/h (2007: 59 Mio. kWh/h) gebucht. Auch diese wurde zu 97 Prozent aus Mangel an fester Kapazität gebucht.

Wie im Berichtsjahr 2007 mussten sieben Prozent der Großhändler oder Lieferanten auch einen Teil unterbrechbarer Kapazitäten zur Erfüllung fester Lieferverpflichtungen nutzen. Weiterhin sind 62 Prozent der Großhändler und Lieferanten der Meinung, dass keine angemessenen Informationen zur Unterbrechungswahrscheinlichkeit veröffentlicht werden. Sowohl ein- als auch ausspeiseseitig wurden weniger als ein Prozent der gebuchten unterbrechbaren Kapazitäten in feste Kapazitäten umgewandelt (2007: unter vier Prozent).

Zwei marktgebietsaufspannende FNB mussten im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 unterbrechbare Kapazitätsverträge unterbrechen und konnten somit nicht die gesamte nominierte Gasmenge transportieren. Einspeiseseitig wurden an vier Grenzübergangspunkten über insgesamt 388 Stunden 301,5 Mio. kWh an nominiertem Gas nicht transportiert. Ausspeiseseitig unterbrachen diese beiden FNB an zwei Grenzübergangspunkten für insgesamt 1.732 Stunden 820,5 Mio. kWh an nominiertem Gas. Zusätzlich wurde an einem innerdeutschen Netzkoppelpunkt zwischen zwei Marktgebieten für zwei Stunden die Ausspeisung von 4,5 Mio. kWh an nominiertem Gas unterbrochen.

Die tatsächliche Unterbrechung aller unterbrechbaren Kapazitätsverträge erhöhte sich gegenüber dem Berichtsjahr 2007 (800 Mio. kWh) um das 1,4-fache. Die Großhändler und Lieferanten bestätigen die Größenordnung dieses Wertes. Gleichwohl ist zu berücksichtigen, dass die Summe der tatsächlich nicht transportierten Gasmengen mit ca. 0,1 Prozent des in Deutschland transportierten Gases sehr gering ist.

Elf von 37 Großhändlern und Lieferanten, die Gas auf Basis unterbrechbarer Einspeiseverträge nominiert hatten, gaben an, tatsächlich im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 unterbrochen worden zu sein. Drei Großhändler und Lieferanten konnten auf Grund der Unterbrechung den gewünschten Gastransport gar nicht durchführen, da sie nicht auf alternative Einspeisepunkte ausweichen konnten.

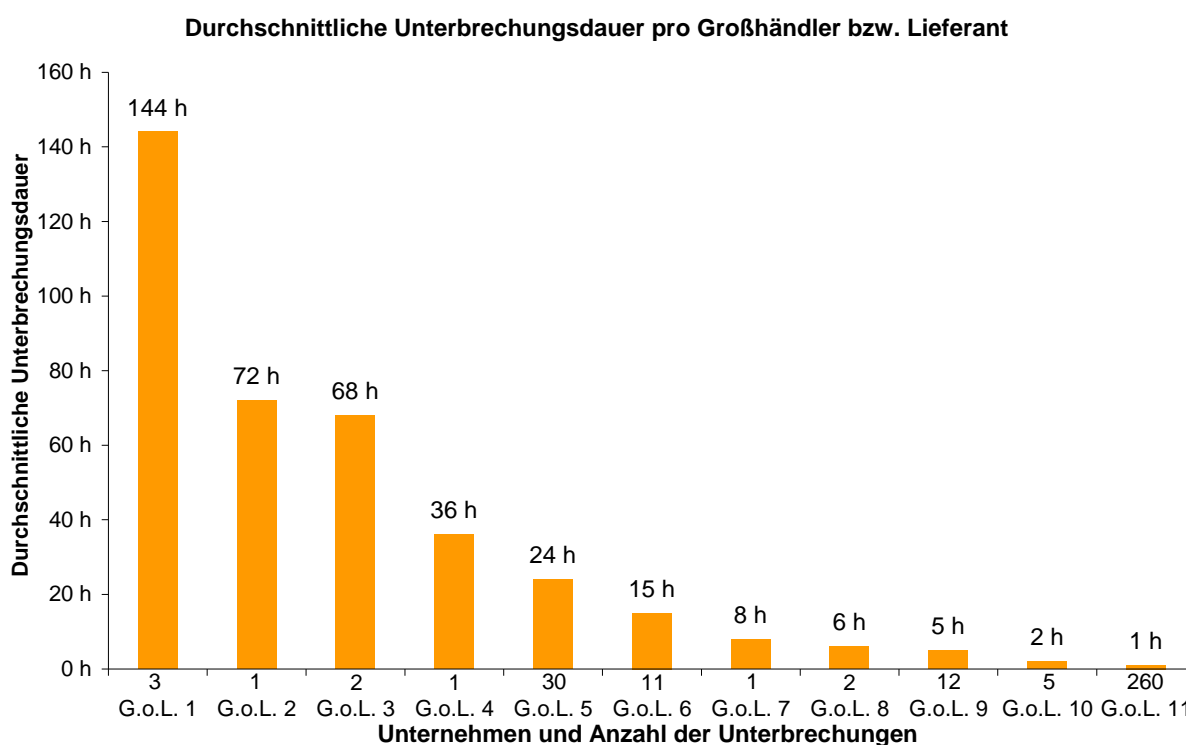


Abbildung 66: Durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Großhändler oder Lieferant (G.o.L.)

Wie in 2007 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 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 5 (siehe obige Abbildung: G.o.L. 5) mit 30 Unterbrechungen und einer durchschnittlichen Unterbrechungsdauer von 24 Stunden insgesamt 720 Stunden unterbrochen, wo hingegen der Großhändler oder Lieferant 1 (siehe obige Abbildung: G.o.L. 1) insgesamt nur 432 Stunden unterbrochen wurde (drei Unterbrechungen multipliziert mit der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer von 144 Stunden).

3.1.7.5 Physische Auslastung und Höchstlast der Netze

Wie in den Vorjahren wurde auch im Monitoring 2009 ermittelt, an wie vielen Stunden im Jahr die Netzkoppelpunkte physisch im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 ausgelastet waren. Anders als im Monitoring 2008 wurde der Fokus ausschließlich auf die Grenzübergangspunkte gelegt. Die Netzbetreiber sollten bezogen auf die maximale technische Kapazität angeben, in wie vielen Stunden des Gaswirtschaftsjahres der Netzkoppelpunkt zu über 90 Prozent, zu über 80 Prozent und zu unter 70 Prozent ausgelastet war.

In den nachfolgenden Abbildungen wurden die Angaben der Netzbetreiber für die jeweils angrenzenden Länder mengengewichtet aufsummiert¹¹² dargestellt. Die Dicke der Pfeile stellt dabei die relative Größe der Kapazitäten dar, die auch als entsprechender Prozentsatz angegeben ist¹¹³. Von Frankreich 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 Kapazitätsanteil von Null Prozent ist in Klammern gesetzt.

Die Abbildungen veranschaulichen die technische Auslastung an den jeweiligen Grenzen als stark vereinfachtes Jahresdauerdiagramm unter Angabe der Zahl der Stunden, die in die jeweilige Kategorie der Auslastungsgrade fallen¹¹⁴. Zu beachten ist allerdings, dass die Abbildung nur eine summarische Gesamtdarstellung enthält. Bei einer punktbezogenen Betrachtung zeigt sich, dass viele Punkte zumindest kurze Zeiten eine sehr hohe Auslastung aufweisen.

¹¹² Zum Verfahren 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 Kreisdiagramm die Angabe: $1.000/3.000 \times 1.200 + 2.000/3.000 \times 600 = 800$ Stunden.

¹¹³ Bezogen auf die maximale technische Gesamtkapazität summiert über alle Grenzübergangspunkte: Einspeiseseite 225,8 Mio. kWh/h, Ausspeiseseite 110,7 Mio. kWh/h.

¹¹⁴ Da das Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 ein Schaltjahr war, beträgt die gesamte Stundenanzahl 8.784 Stunden/Jahr und nicht wie sonst üblich 8.760 Stunden. Die Summe der Stunden an jedem Kreisdiagramm beträgt darum 8784 h.

Auslastung im GWJ 2007/2008

Ausspeiseseite

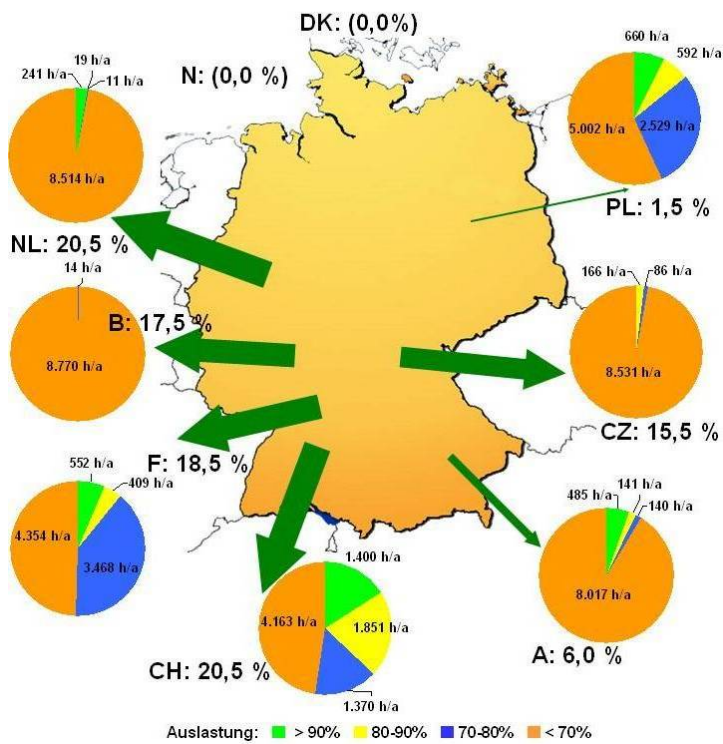


Abbildung 67: Auslastung im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008; Ausspeiseseite

Auslastung im GWJ 2007/2008

Einspeiseseite

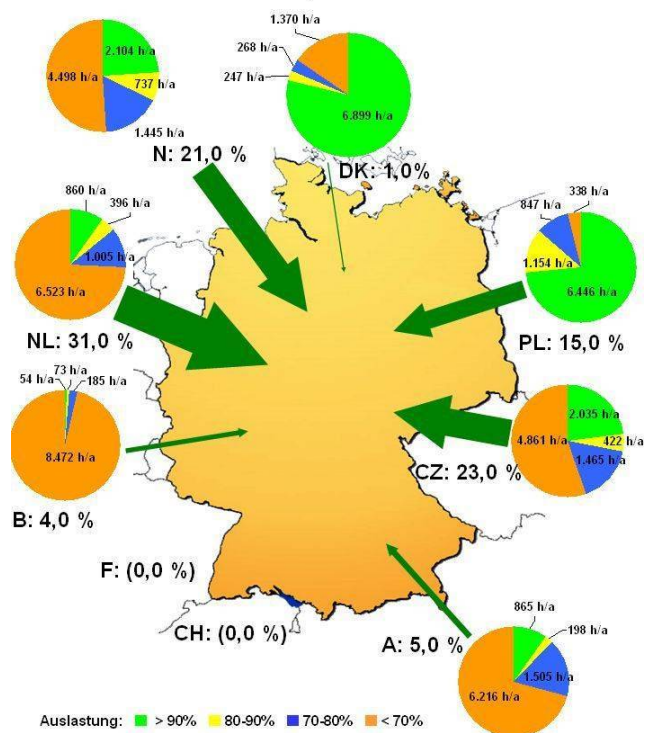


Abbildung 68: Auslastung im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008; Einspeiseseite

Durch die gewichtete Angabe der Auslastungen wird die Unterschiedlichkeit der Auslastung der einzelnen Rohrleitungen nicht sichtbar. Bei Betrachtung einzelner Rohrleitungen 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 waren die Netzkopplungspunkte über das gesamte Jahr zu 70 bis 80 Prozent bzw. zu unter 70 Prozent ausgelastet. Daneben traten auch Fälle auf, bei denen die Auslastung für vier bis fünf Monate unterhalb von 70 Prozent lag und im restlichen Jahr eine Auslastung von über 90 Prozent erreicht wurde.

Sogar bei den Gemeinschaftsleitungen, von denen mehrere Netzbetreiber jeweils einen Anteil der Kapazität der gemeinsamen Rohrleitung vermarkteten, war die physische Auslastung bezogen auf den individuell vermarkteten Kapazitätsanteil sehr unterschiedlich. Hier entstand allein aus dem Effekt der getrennten Teilvermarktungen und demzufolge auch der zeitungleichen Starkauslastungen der Teilkapazitäten durch die Transportkunden bei den verschiedenen Netzbetreibern eine physikalische Unterauslastung der vorhandenen Leitung.

Die FNB wurden im Rahmen des Monitoring für jeden Netzkoppelpunkt nach der Höchstlast und der Stunde, in der diese Höchstlast auftrat, befragt. Die Antworten wurden in der folgenden Abbildung grafisch dargestellt.

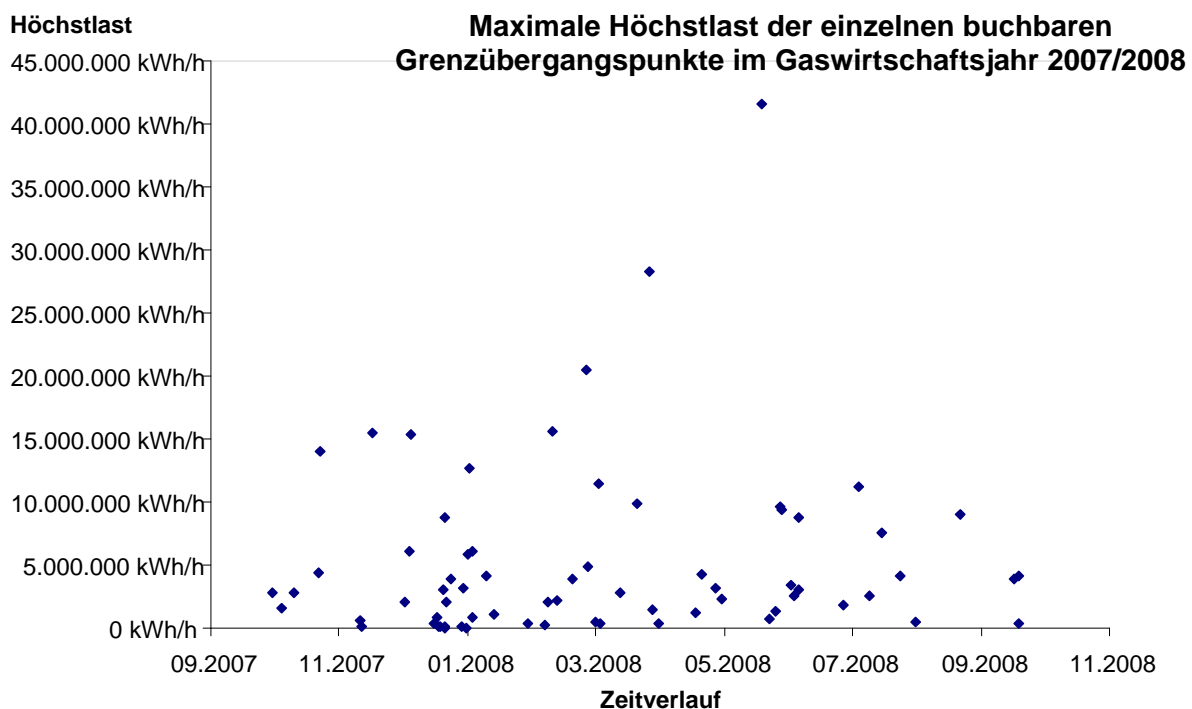


Abbildung 69: Maximale Höchstlast der einzelnen buchbaren Grenzübergangspunkte im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008

Es zeigt sich, dass sich die Höchstlast an den einzelnen buchbaren Grenzübergangspunkten bei allen Netzbetreibern über das gesamte Jahr verteilt. Die Höhe der technischen Auslastung korreliert weder mit den Jahreszeiten, noch mit Gasqualitäten, Importbeziehungen oder sonstigen Parametern. Die Vermutung, dass Maximalflüsse auf das Winterhalbjahr konzentriert sein müssten, bestätigt sich damit nicht. Offensichtlich ist ein nennenswerter Teil der Gasflüsse bereits gegenwärtig nicht direkt verbrauchsgetrieben, sondern folgt anderen Bedingungen. In der Gesamtbewertung der Antworten zur Frage nach der technischen Auslastung ergibt sich, dass sowohl räumlich als auch zeitlich viel Spielraum in den Netzen

existiert. Hohe Auslastungen kommen vor, sind aber an den meisten Punkten die Ausnahme. Vor dem Hintergrund, dass an fast allen Punkten die technischen Kapazitäten vollständig ausgebucht und dadurch für andere Transportkunden nicht verfügbar sind, ist ein verbessertes Kapazitätsengpassmanagement, das dem Markt nicht genutzte Kapazitäten zur Verfügung stellt, erforderlich. Dieses Management soll dabei keineswegs die technische Auslastung erhöhen, sondern vielmehr die Nutzbarkeit der Kapazitäten verbessern. Die Bundesnetzagentur hat diesbezüglich am 01.04.2009 einen Workshop durchgeführt und ein umfassendes Papier zur Konsultation veröffentlicht. Die Stellungnahmen der Branche werden gegenwärtig ausgewertet. Anschließend wird entschieden, für welche Maßnahmen ein Festlegungsverfahren eingeleitet wird.

3.1.7.6 Interne Bestellung durch die Verteilernetzbetreiber

Aufgrund des Zweivertragsmodelles werden Buchungen an marktgebietsinternen Netzkopplpunkten mit Fernleitungsnetzen nicht mehr von Transportkunden, sondern von den nachgelagerten Netzbetreibern abgegeben. Eine vollständige Betrachtung der Kapazitätsthematik muss auch diese Buchungen, die als „interne Bestellungen“ bezeichnet werden, mit betrachten.

Die Netzbetreiber stellen im internen Verhältnis sicher, dass das Gas aller Transportkunden innerhalb des Marktgebietes vom Ein- zum Ausspeisepunkt transportiert wird. Zu diesem Zweck geben die nachgelagerten Netzbetreiber beim technisch vorgelagerten Netzbetreiber eine interne Bestellung ab. Sofern es sich beim vorgelagerten Netz um ein örtliches Verteilernetz handelt, teilen die nachgelagerten Netzbetreiber die erforderliche Vorhalteleistung mit. Ähnlich wie im Jahr 2007 haben auch im Jahr 2008 über 94 Prozent aller antwortenden VNB für das Gaswirtschaftsjahr 2008/2009 beim vorgelagerten Netzbetreiber die interne Bestellung nach § 8 Kooperationsvereinbarung der Netzbetreiber (KoV) vorgenommen.

Bei knapp drei Prozent der VNB wurde vom vorgelagerten Netzbetreiber die interne Bestellung gekürzt. 59 Prozent der betroffenen VNB wurde alternativ eine unterbrechbare Kapazität zusätzlich zur gekürzten internen Bestellung angeboten.

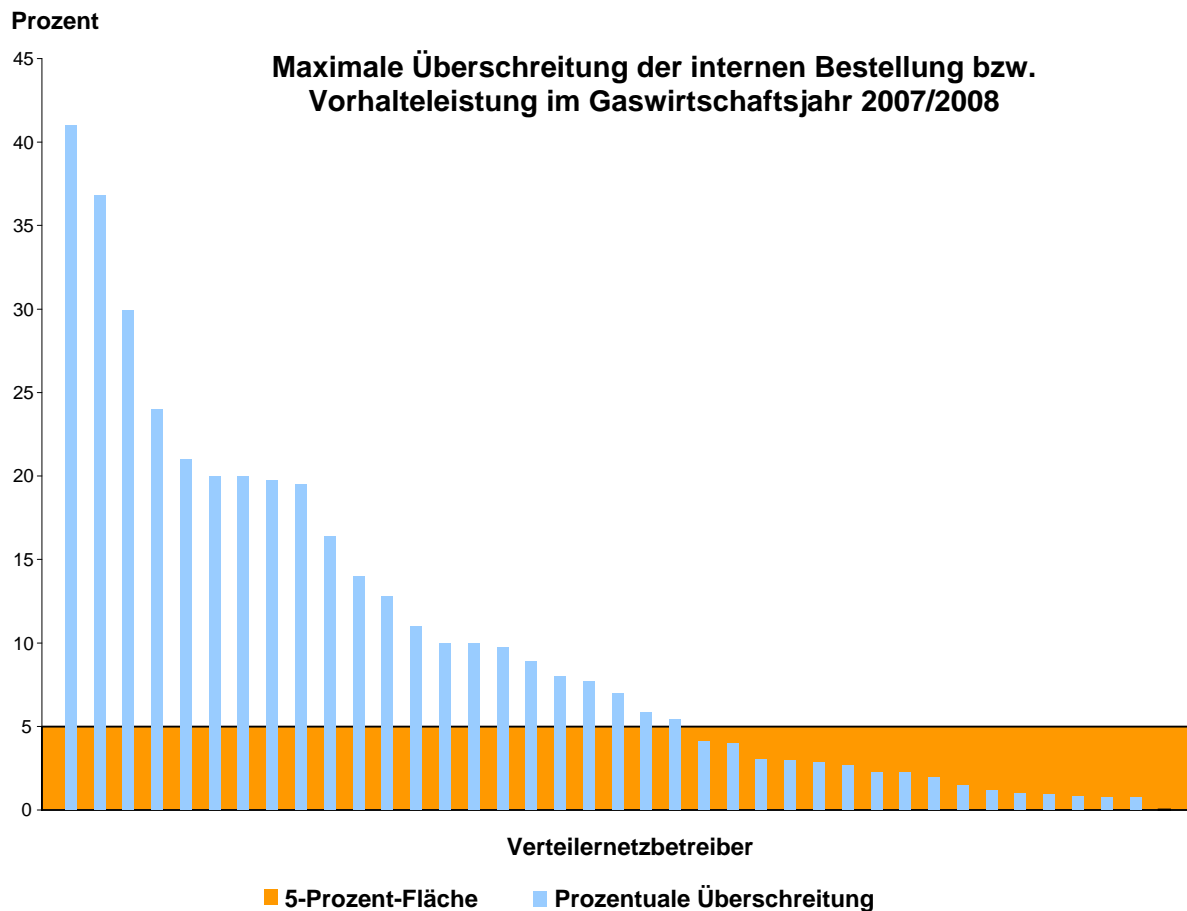


Abbildung 70: Maximale Überschreitung der internen Bestellung bzw. Vorhalteleistung im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008¹¹⁵

Von sieben Prozent der antwortenden 571 VNB wurde die interne Bestellung bzw. Vorhalteleistung im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 überschritten. Die Abbildung zeigt an, um wie viel Prozent die 39 VNB die Höhe (bezogen auf den Wert der internen Bestellung bzw. Vorhalteleistung) maximal überschritten haben. Das orange eingefärbte Fünf-Prozent-Band in der Abbildung verdeutlicht die Überschreitungen, die gemäß § 8 KoV entgeltfrei sind. Dieses entgeltfreie Überschreitungsband wurde aus zwei Gründen eingeführt. Zum einen liegt der/die interne Bestellwert/Vorhalteleistung systembedingt¹¹⁶ etwas niedriger als der historisch vorgekommene maximale Stundenleistungswert. Zum anderen soll eine häufige unterjährige Anpassung, auf Grund von unterjährigen Marktgebietswechseln der Letztverbraucher in Überlappungsflächen oder dem Neuanschluss von Letztverbrauchern, vermieden werden.

3.1.7.7 Sekundärhandel mit Kapazitätsrechten (trac-x)

Auf der Plattform trac-x.de können Transportkunden Kapazitäten untereinander handeln. Zur Unterscheidung von dem „primären“ Erwerb der Kapazität beim Netzbetreiber wird dies als „sekundärer“ Handel bezeichnet. Zu Redaktionsschluss sind sieben FNB auf der Plattform registriert und setzen hiermit ihre Verpflichtung aus § 14 Abs. 1 GasNZV um.

¹¹⁵ Jeder Balken stellt einen Netzbetreiber dar.

¹¹⁶ Bestimmung des Wertes über eine lineare Regression oder der Sigmoid-Funktion nach Anlage 2 Punkt 1.4 der KoV auf Basis der maximalen Stundenleistungswerte pro Tag und der jeweiligen Tagesmittelwerte der Temperaturen des Lastgangs und der für den/die Ausspeisepunkt/-zone relevanten Auslegungstemperatur gemäß DIN EN 12831.

Neben der Möglichkeit langfristige Kapazitäten zu handeln besteht seit Mai 2008 für die Kapazitäten einiger Netzbetreiber zusätzlich die Möglichkeit, feste Sekundärkapazitäten am Grenzkoppelpunkt Bunde/Oude Statenzijl über die Sekundärplattform trac-x für den Folgetag anzubieten. Der Day-Ahead-Kapazitätshandel über trac-x wurde im Rahmen der Gas Regional Initiative als Pilotprojekt begonnen und von trac-x inzwischen auf neun weitere Grenzkoppelpunkte sowie sieben inländische Marktgebietskoppelpunkte ausgedehnt. Nach Aussage der trac-x wurden im Day-Ahead-Bereich seit Mai 2008 insgesamt 12.105 Angebote mit einem Volumen von insgesamt 478.822 MWh/h eingestellt: In 3.004 Fällen mit einem Gesamtvolumen von 127.943 MWh/h kam es zum Abschluss, was verdeutlicht, dass im Markt ein Bedarf an festen Day-Ahead-Kapazitäten besteht. Hintergrund dürften einerseits die Liquiditätsunterschiede und andererseits die kurzfristige Nutzung der Preisdifferenzen zwischen den Märkten sein. Die aktive Nutzung der festen Day-Ahead-Kapazität zeigt, dass der Markt neue Optionen annimmt und zur Optimierung einsetzt.

Auch der sekundäre Handel mit langfristigen Kapazitätsrechten entwickelt sich mit einer seit Mai 2005 umgesetzten Gesamtleistung von 54,43 Mrd kWh/h nach Aussagen von trac-x positiv.

3.1.7.8 Zusammenfassung

Im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 wurden von den marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreibern 536 Mio. kWh/h Einspeisekapazität und 345 Mio. kWh/h Ausspeisekapazität an Transportkunden vermarktet. Damit verringerten sich die an Transportkunden vermarkteten Kapazitäten gegenüber 2007, was insbesondere auf die Reduzierung der Marktgebiete und damit das Wegfallen von marktgebietsüberschreitenden Kapazitäten zurückzuführen ist. Sowohl Ein- als auch Ausspeisekapazitäten sind an den Grenzübergangspunkten für lange Zeit im Voraus nahezu vollständig ausgebucht. Für das Gaswirtschaftsjahr 2012/2013 waren am 01.10.2008 nur noch rund fünf Prozent der Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten verfügbar. Damit besteht das Problem fehlender freier Kapazitäten fort.

Eine Möglichkeit, das Angebot fester Kapazitäten zu erhöhen, besteht darin, beschränkt zuordenbare Kapazität anzubieten. Bezogen auf die vermarktete Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten beträgt der Anteil der beschränkt zuordenbaren Kapazitäten sieben bis acht Prozent. Damit hat sich ihr Anteil gegenüber dem Berichtsjahr 2007 halbiert. Dies ist positiv zu beurteilen, da das Gas, das über beschränkt zuordenbare Kapazitäten ein- und ausgespeist wird, dem freien Handel am virtuellen Handelspunkt entzogen ist.

Die 223 Netzzugangsverweigerungen, die im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 gemeldet wurden, zeigen, dass an wettbewerblich relevanteren Netzkoppelpunkten weiterhin eine hohe Nachfrage nach festen Kapazitäten besteht, die nicht befriedigt werden konnte. In der Regel handelt es sich wie im Jahr 2007 um vertragliche Engpässe, die dadurch entstehen, dass die vorhandenen festen Kapazitäten in Verträgen frühzeitig und langfristig an Transportkunden gebunden sind und eine das Angebot übersteigende Nachfrage nach Transportkapazitäten besteht. Im Verhältnis zum Vorjahr wurden von den Großhändlern und Lieferanten neben den festen Kapazitäten mehr als doppelt so viele unterbrechbare Kapazitäten gebucht, um feste Lieferverpflichtungen zu erfüllen. Diese unterbrechbaren Kapazitäten sind von den Großhändlern und Lieferanten auf Grund des zusätzlichen Unterbrechungsrisikos nicht erwünscht, allerdings stehen momentan auf dem Markt kaum feste Kapazitätsprodukte zur Verfügung.

Die physikalische Auslastung der vermarkteten Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten war während des Gaswirtschaftsjahres 2007/2008 sehr unterschiedlich. Festzuhalten bleibt, dass die meisten Netzkoppelpunkte im Jahr nicht dauerhaft vollständig physisch ausgelastet sind, obwohl sie vertraglich für den gesamten Zeitraum ausgebucht sind. Aus der Tatsache,

dass der Zeitpunkt der maximalen Höchstlast an den einzelnen Grenzübergangspunkten sich über das gesamte Jahr verteilt, lässt sich schlussfolgern, die Transportkunden das Fernleitungsnetz nicht nur in den Wintermonaten, sondern auch im restlichen Jahr stark nutzen wollen. Ein verbessertes Kapazitätsengpassmanagement, das dem Markt nicht genutzte Kapazitäten – auch kurzzeitig – zur Verfügung stellt, ist daher nicht nur im Winter sondern das gesamte Jahr über, erforderlich.

3.1.8 Netzausbau und Investitionen

3.1.8.1 Fernleitungsnetzbetreiber

Mit Hilfe der Erkenntnisse des Monitoring 2009 werden auf aggregierter Ebene die durchgeführten sowie die geplanten Investitionen in den Erhalt, die Erneuerung sowie in die Erweiterung der bestehenden Gastransportnetze sichtbar. Die FNB wurden nach ihren Investitionsvorhaben für 2008 und für die Zeiträume 2009 - 2011 und 2012 - 2014 gefragt. Weiterhin wurden die FNB darum gebeten, ihre konkreten Einzelprojekte zu nennen und die konkreten Einzelinvestitionen zu quantifizieren. Auf Grund der Qualität der Datenrückläufe sind nur eingeschränkt Aussagen über die tatsächlichen Entwicklungen im Bereich der Aufwendungen für Wartung/Instandhaltung, der Investitionen sowie der Kapazitätserweiterungen möglich. Einerseits kann davon ausgegangen werden, dass es sich bei den Unternehmensangaben auf Grund einer unvollständigen Gesamtbetrachtung um tendenziell zu geringe Angaben handelt. Andererseits handelt es sich um Planwerte, die bezogen auf die tatsächlichen Werte zu hoch oder zu niedrig ausfallen können. Die Unvollständigkeit der Datenbasis und der Planwertcharakter der Angaben lassen derzeit keine belastbaren Aussagen zu.

Erhöhung der technischen Kapazität

Die projektgenaue Abfrage zu diesem Thema wurde für das Jahr 2008 nur von elf der 18 FNB beantwortet. Für den Zeitraum 2009 - 2011 haben neun FNB Angaben gemacht und für den Zeitraum 2012 - 2014 lediglich sieben. Analysiert man die vorliegenden Daten, so wurden in 2008 zusätzliche Kapazitäten in Höhe von etwa 9,5 Mio. kWh/h durch 560 Einzelprojekte geschaffen. Für den Zeitraum von 2009 bis 2011 sind zusätzliche Kapazitäten in Höhe von 81 Mio. kWh/h durch 640 Einzelprojekte geplant, für den Zeitraum von 2012 - 2014 sollen weitere 66 Mio. kWh/h durch 351 Einzelprojekte geschaffen werden (siehe Abbildung). Aus den Angaben der FNB bleibt offen, in welchem Umfang diese Werte als reine weitere Importkapazitäten ausgewiesen werden können.

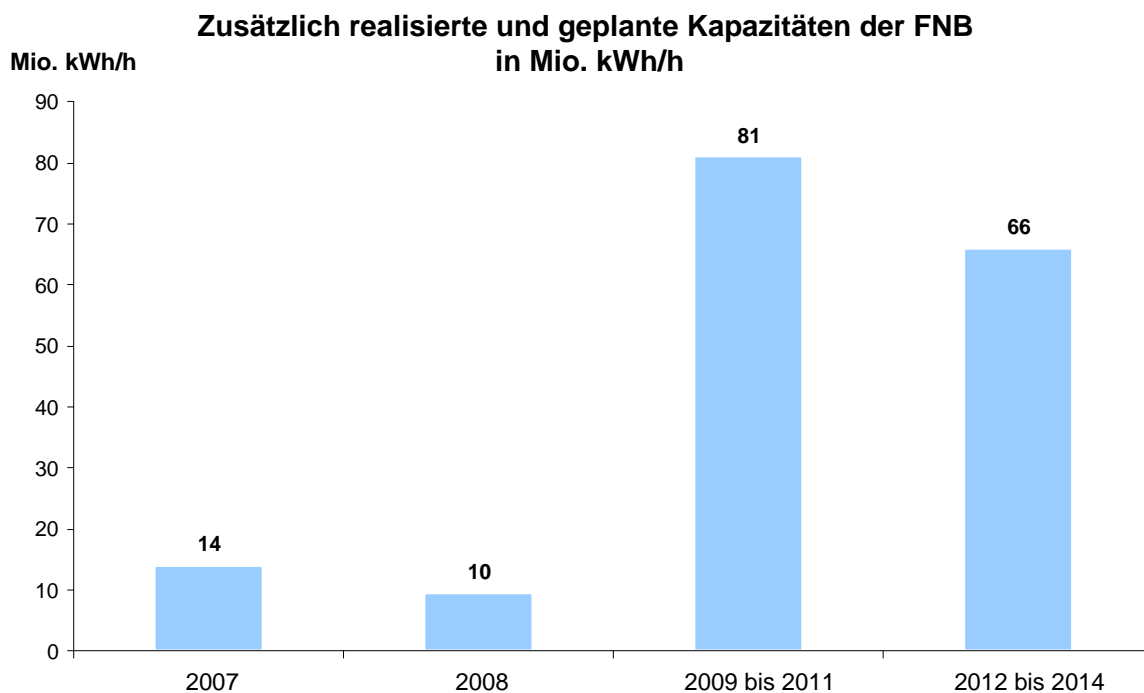


Abbildung 71: Zusätzlich realisierte und geplante Kapazitäten der FNB in Mio. kWh/h

Investitionen der Fernleitungsnetzbetreiber

Die nachfolgende Abbildung bildet die geplanten Investitionsvolumina in das gesamte deutsche Fernleitungsnetz in einem Zeitraum bis 2014 ab. Insgesamt wurden im Jahr 2008 Investitionen in Höhe von 301 Mio. € getätigt. Hierbei wurden knapp 268 Mio. € in den Neubau/Ausbau oder die Erweiterung investiert und 33 Mio. € für den Erhalt und die Erneuerung ausgegeben. Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung beliefen sich im Jahre 2008 auf insgesamt 525 Mio. €.

Für die Jahre 2009 - 2011 gaben die antwortenden FNB geplante Investitionen in Neubau/Ausbau und Erweiterung in Höhe von 1,783 Mrd. € an. Zusammen mit den Investitionen für den Erhalt und Erneuerung von 151 Mio. € sind also Investitionen von nahezu 1,934 Mrd. € geplant. 2009 - 2011 sind 1,56 Mrd. € an Aufwendungen für die Wartung und Instandhaltung eingeplant.

Die Investitionen in den Jahren 2012 - 2014 werden voraussichtlich 1,589 Mrd. € betragen. Diese Summe teilt sich zum einen auf die Investitionen für Neubau/Ausbau und Erweiterung mit 1,357 Mrd. € und Investitionen für den Erhalt und die Erneuerung mit 232 Mio. € auf. Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung werden sich auf 1,5 Mrd. € belaufen.

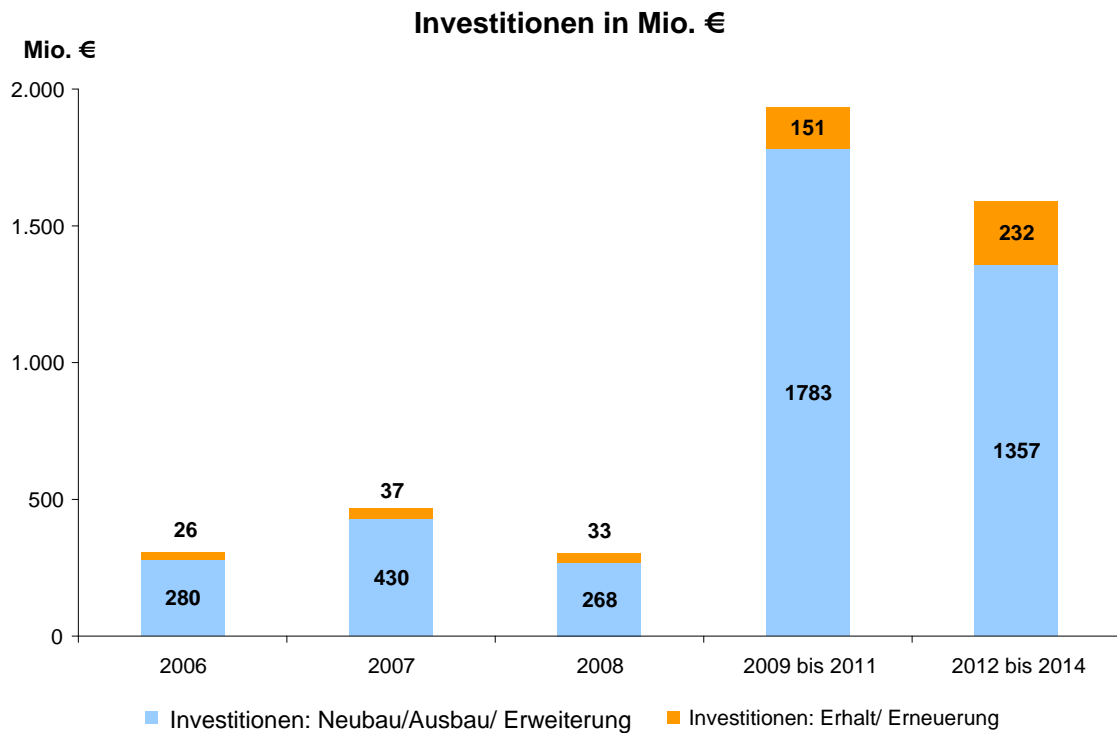


Abbildung 72: Investitionen in Mio. €

Im Vergleich mit 2007 sind die Investitionen 2008 in das deutsche Fernleitungsnetz um 36 Prozent zurückgegangen. Für die nächsten Jahren zeichnet sich allerdings ein stärkerer Anstieg der Investitionstätigkeit ab.

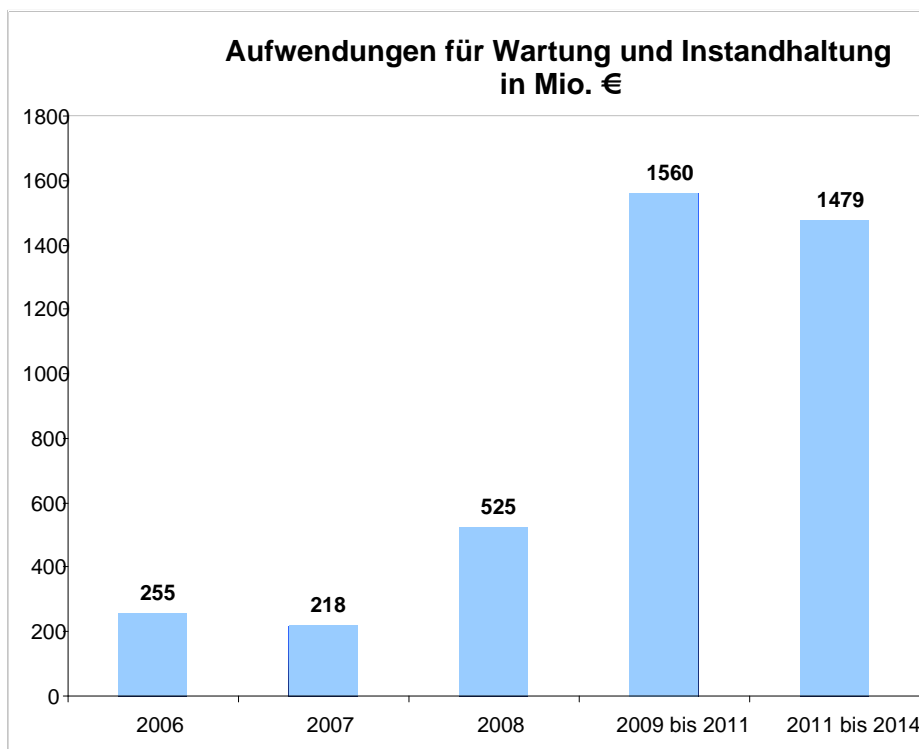


Abbildung 73: Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung in Mio. €

Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung fielen in 2008 im Vergleich zu 2007 mehr als doppelt so hoch aus. Bei einer gleichmäßigen Verteilung der Aufwendungen auf die einzelnen Jahre von 2009 - 2014 wird die Höhe der Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung in der Zukunft ungefähr gleich bleiben. Es muss konstatiert werden, dass die Angaben zu den Investitionen in den unterschiedlichen Zeiträumen nicht mit der Summe der konkreten Einzelinvestitionen in den jeweiligen Zeiträumen übereinstimmen. Generell ist der Umfang der Gesamtinvestitionen größer als die Summe der Investitionen der konkreten Einzelprojekte. Bei den angegebenen Einzelprojekten handelt es sich zu gleichen Teilen um Investitionen in Verdichter und Pipelines. Insgesamt ist die Datenlage relativ unklar, da viele FNB ihre Investitionsvorhaben nicht weiter durch Einzelprojekte spezifiziert haben.

3.1.8.2 Verteilernetzbetreiber

Die folgende Abbildung zeigt die abgeschlossenen Investitionsvolumina 2008 und zu erwartende Investitionsvolumina 2009 in die Gasverteilernetze:

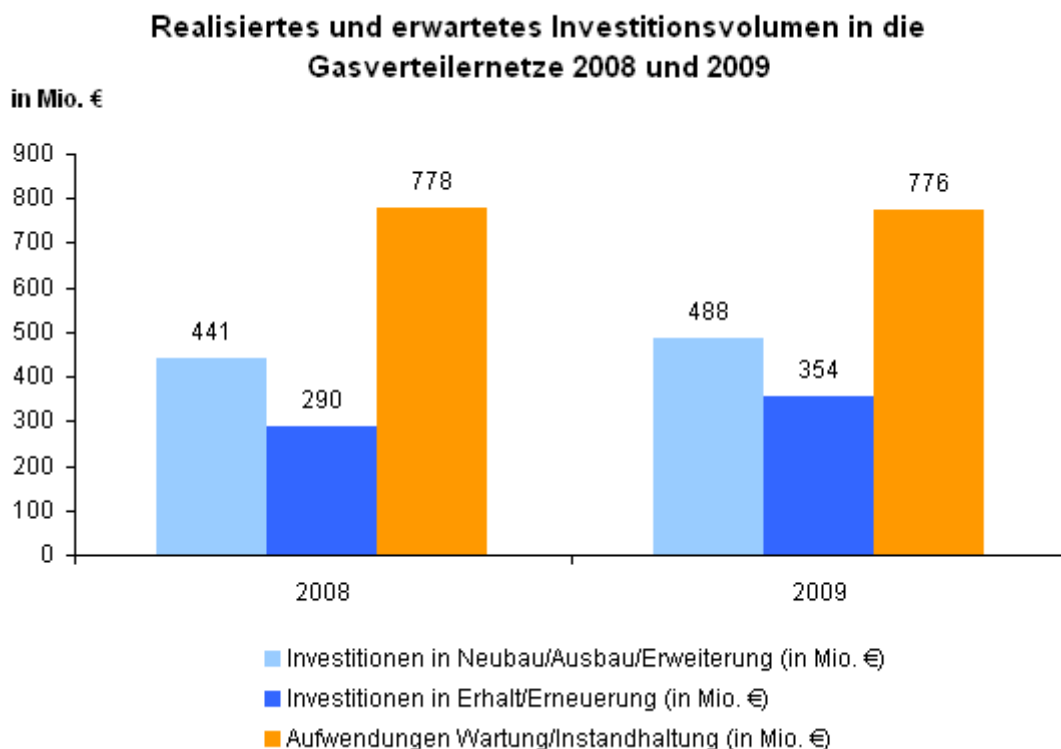


Abbildung 74: Realisiertes und erwartetes Investitionsvolumen in die Gasverteilernetze 2008 und 2009

Festzustellen ist, dass bei der Gegenüberstellung der Investitionsvolumina des Jahres 2008 mit der diesbezüglichen Prognose für 2009 die Tendenz zu steigenden Investitionen besteht. Dies gilt auch für Investitionen in Erhalt/Erneuerung. Bei den Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung entspricht die Prognose für 2009 der tatsächlichen Zahl des Vorjahres.

Zusätzlich zu den Investitionsvolumina in Gasverteilernetze wurden im Monitoring 2009 erstmalig auch Investitionen in Gas-Messeinrichtungen und Kommunikationsinfrastruktur abgefragt. Hierbei ergibt sich das folgende Bild: Die Investitionen in Messeinrichtungen betrugen 53,9 Mio. € im Jahr 2008 (Schätzwert für 2009: ca. 60 Mio. €), die Aufwendungen 107,5 Mio. € (Schätzwert für 2009: ca. 102 Mio. €). Für Kommunikationsinfrastruktur wurden 13,1 Mio. € in 2008 investiert (Schätzwert für 2009: ca. 17 Mio. €), die Aufwendungen betrugen 14,6 Mio. € (Schätzwert für 2009: ca. 14 Mio. €).

3.1.9 Bilanzierung / Regel- und Ausgleichsenergie

3.1.9.1 Festlegungsverfahren Ausgleichsleistungen Gas

Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen eines Festlegungsverfahrens mit Wirkung zum 01.10.2008 ein neues Regel- und Ausgleichsenergiesystem eingeführt.

In diesem System geht es zum einen um den Ausgleich der Differenzmengen, die bei den einzelnen Transportkunden zwischen der Einspeisung und der Ausspeisung auftreten, zum anderen aber auch um die Energie, die für die Systemstabilität vom Netzbetreiber eingesetzt werden muss, hierfür soll vorrangig die Speicherfähigkeit des Netzes („Netzpuffer“) genutzt werden. Letzteres ist tatsächlich physisch erforderlich und wird als „Regelenergie-Einsatz“ bezeichnet, während ersteres ein rein kommerzieller Vorgang ist und „Ausgleichsenergie“ genannt wird. Soweit die Belieferung von Letztverbrauchern intendiert ist, erfolgt die Einspeisung durch den Transportkunden auf Grund eines prognostizierten Verbrauchs der Letztverbraucher, der unvermeidlich von der tatsächlichen Entnahme beim Letztverbraucher abweicht. Die Höhe der Abweichung hängt u. a. von der Prognosegüte ab, die von zahlreichen Faktoren wie z. B. der Temperaturentwicklung, aber auch unplanbaren Ereignissen wie Produktionsstillstand an einer industriellen Entnahmestelle beeinflusst wird.

Die bislang im Bereich der Regel- und Ausgleichsenergie praktizierten vertraglichen Regelungen waren verbesserungsbedürftig, was auch ein von der Bundesnetzagentur vergebenes Gutachten bestätigte. Die Transportkunden wurden für ein Verhalten pönalisiert, das sie nicht vermeiden konnten und das zugleich auch keine Probleme verursachte. Die Bundesnetzagentur hat zur Entwicklung neuer Regelungen einen öffentlichen Konsultationsprozess eingeleitet, der nach intensiven Gesprächen mit den Verbänden der Netzbetreiber und Netznutzer in die Festlegung GABi Gas mündete.

Die Neuregelung hat zum Ziel, die Prozesse zu vereinfachen, die ökonomischen Risiken der Netznutzung zu minimieren, die technischen Flexibilität der Gasnetze effizient und diskriminierungsfrei allen Transportkunden zugute kommen zu lassen und die Netzsteuerung in einer einheitlichen effizienten Weise durchzuführen. Im Zentrum der neuen Regelungen steht der Übergang von der bisherigen Stundenbilanzierung auf die Tagesbilanzierung und die gleichzeitige Reduzierung der Bilanzierungstoleranzen des Basisbilanzausgleichs auf Null. Damit wird den Händlern während der - deutlich verlängerten - Bilanzierungsperiode ein großes Maß zusätzlicher Flexibilität gegeben.

Zur Sicherstellung der Netzintegrität und zur Vermeidung von Missbräuchen der vergrößerten Flexibilität gilt flankierend zur Tagesbilanzierung ein stündliches Anreizsystem. Darin werden die stündlichen Abweichungen überwacht. Bei Überschreiten von jeweiligen Toleranzen werden für diese Abweichungen Strukturierungsbeiträge erhoben. Ohne dieses Anreizsystem könnten z.B. Händler ihre gesamten täglichen Gasmengen nur innerhalb einer Stunde einspeisen, die Ausspeisung aber über den ganzen Tag verteilen.

Von großer Bedeutung für den Gaswettbewerb im Massengeschäft ist die Regelung, dass Haushalts- und Gewerbekunden, für die der Verbrauch nicht stündlich gemessen, sondern durch Anwendung von Standardlastprofilen geschätzt wird, keinem Prognoserisiko mehr unterliegen. Den Transportkunden wird am Vortag der Lieferung verbindlich mitgeteilt, welche Ausspeisemenge für ihre Standardlastprofilkunden bilanzrelevant sein wird. Die Transportkunden haben also die Möglichkeit, am Vortag genau diese Gasmenge für die Einspeisung zu nominieren und dadurch sowohl die Zahlungen für Ausgleichsenergie als auch die für Strukturierungsbeiträge zu vermeiden. Für diese Kundengruppe bestanden vor der Einführung von GABi Gas die größten Risiken, was eine preisgünstige Belieferung erschwerte.

Die Basis für die Berechnung der Ausgleichsenergiepreise bilden Referenzpreise für Einkauf und Verkauf von Gas an liquiden Handelsmärkten (derzeit TTF, NBP, Zeebrugge, EGT VP). Es wird ein Zwei-Preis-Modell angewendet, wonach für Überspeisungen tendenziell niedrigere Vergütungen und für Unterspeisungen tendenziell höhere Entgelte gelten. Die zuvor

gültige Spreizung von bis zu 1000 Prozent zwischen den Preisen für Unterspeisung und Überspeisung wurde durch die Neuregelung auf eine Spreizung von ca. 25 Prozent reduziert.

Die Kosten für Regelenergie und die Erlöse aus der Spreizung der Ausgleichsenergiepreise und den Strukturierungsbeiträgen werden in einem Umlagekonto für Regel- und Ausgleichsenergie verrechnet, das vom Bilanzkreisnetzbetreiber (BKN) geführt wird. Das Umlagekonto bildet die physikalische Tatsache der Entkopplung von Bilanzdifferenzen und Regelenergiebedarf ab und stellt zugleich sicher, dass das Regel- und Ausgleichsenergiesystem für den BKN ergebnisneutral ist, d.h. der BKN soll weder Gewinne mit dem System erwirtschaften können noch Defizite tragen müssen. Sollte ein Defizit erwartet werden, wird dieses als Regelenergieumlage den Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt, sofern diese Letztverbraucher mit Tagesband beliefern.

3.1.9.2 Auswirkungen der Einführung von GABi Gas auf die Wettbewerbssituation

Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur haben die Änderungen durch die Einführung von GABi Gas einen positiven Einfluss auf die Wettbewerbssituation auf dem deutschen Gasmarkt. Diese Einschätzung lässt sich auch durch die Angaben der Händler und Lieferanten untermauern. So geben die Transportkunden an, in folgender Weise ihr Marktverhalten verändert zu haben:

- 171 Transportkunden (25 Prozent) haben ihre Belieferung in andere Netze ausgedehnt
- 119 Transportkunden (18 Prozent) haben einen neuen Fokus auf die Belieferung von Haushaltskunden
- 125 Transportkunden (19 Prozent) haben ihre Kapazitätsbuchungen angepasst
- 120 Transportkunden (18 Prozent) haben ihr Nachfrageverhalten am virtuellen Punkt verändert
- 32 Transportkunden (fünf Prozent) haben die Verwendung von unterbrechbaren Buchungen verändert.

Da die Zahl der in Deutschland aktiven Transportkunden auf Grund der gewachsenen Stadtwerksstruktur sehr hoch ist, stellen diese Zahlen einen bemerkenswerten Zuwachs in sehr kurzer Frist nach der Einführung des neuen Bilanzierungsregimes dar. Unsystematische Recherchen der Bundesnetzagentur auf den Internetseiten, die die Angebote für Letztverbraucher auflisten, bestätigen das Bild. In allen betrachteten Städten und Gemeinden sind über zehn, bisweilen sogar über 20 Angebote mit teils erheblichen Preisunterschieden aufgelistet. Vor Einführung von GABi Gas waren hier in der Regel nur zwei bis drei Angebote zu finden.

Für die Transportkunden bestehen vielfältige Möglichkeiten, aktiv am deutschen Gasmarkt teilzunehmen. Die Entscheidung über die gewünschte Balance zwischen Entscheidungsfreiheit und wirtschaftlichem Risiko beginnt bei der Wahl der Bilanzkreisart. 97 Prozent der in Deutschland zur direkten Versorgung von Letztverbrauchern notwendigen Mengen werden immer noch im Rahmen eines Unterbilanzkreises/Subbilanzkontos bzw. eines verbundenen Bilanzkreises abgewickelt. Dies bedeutet, dass der jeweilige Lieferant nicht eigenständig und unabhängig aktiv am deutschen Gashandel teilnimmt, sondern dass die Versorgung über einen Vorlieferanten erfolgt, der diese Menge am nationalen bzw. internationalen Großhandelsmarkt oder beim Produzenten erstanden hat. Zumindest ist bei Nutzung eines abhängigen Bilanzkreises eine enge Abstimmung mit den Partnern im Bilanzkreis erforderlich. Immerhin 85 (zwölf Prozent) Transportkunden haben für ihre Letztverbraucherversorgung selbstständige Bilanzkreise eingerichtet, in denen allerdings nur drei Prozent der in

Deutschland zu Versorgung notwendigen Mengen abgewickelt werden. 60 Transportkunden (neun Prozent) führen sogar selbstständige Bilanzkreise in mehreren Marktgebieten und versorgen darüber Kunden in mehreren Marktgebieten.

3.1.9.3 Unterteilung der Gaskunden in verschiedene Fallgruppen

Gemäß GABi Gas werden die deutschen Letztverbraucher in verschiedene Fallgruppen unterteilt, für die unterschiedliche Abwicklungsregeln angewendet werden. Damit soll einerseits den jeweils spezifischen Verbrauchsstrukturen und Ablesungsrhythmen Rechnung getragen werden. Andererseits soll die Flexibilität des Netzes angemessen an die Transportkunden weitergegeben werden, ohne das Netz fahrlässig technisch problematischen Lastschwankungen auszusetzen.

Die erste Fallgruppe enthält die SLP-Entnahmestellen, bei denen die Versorgung der Letztverbraucher für die Händler keine bilanziellen Risiken mehr birgt: Die Bilanzierung wird auf Basis verbindlicher Daten abgewickelt, die vom BKN ex-ante zur Verfügung gestellt werden. Folgerichtig wird für diese Ausspeisemengen keine Toleranz gewährt.

Bei der Versorgung von Großverbrauchern werden bei der Bilanzierung die tatsächlich gemessenen Werte herangezogen. Eine Toleranz wird auch hier nicht gewährt.

Neben der eigentlichen Bilanzierung wurde durch GABi Gas ein stündliches Anreizsystem eingeführt. Stündliche Abweichungen werden mit einem Strukturierungsbeitrag von 15 Prozent des mittleren Ausgleichsenergieentgeltes belastet, wenn die nachfolgend genannten Toleranzen überschritten sind.

Hinsichtlich des stündlichen Anreizsystems können die Transportkunden zwischen zwei verschiedenen Fallgruppen wählen, zum einen die „Großverbraucher mit Tagesband“, zum anderen die „Großverbraucher ohne Tagesband“.

Bei der Versorgung von Großverbrauchern ohne Tagesband werden dem Transportkunden zwei Prozent Toleranz für jede Stunde zur Verfügung gewährt, Strukturierungsbeiträge sind dann zu zahlen, wenn die stündliche Differenz der Ein- und Ausspeisung diese geringe Toleranz überschreitet. Zum Ausgleich des höheren Risikos sind die Transportkunden hinsichtlich dieser Entnahmemengen von der Regelenergieumlage befreit. Diese Fallgruppe ist insbesondere dann geeignet, wenn der Letztverbraucher sehr gut prognostizierbar ist und der Transportkunde über gute Strukturierungsmöglichkeiten verfügt. Die Regelung war im Blick auf solche Letztverbraucher von der Industrie vorgeschlagen worden.

Großverbraucher mit Tagesband haben eine stündliche Toleranz von 15 Prozent, zudem wird aber vor der Berechnung der Differenzen ex-post die Tagesabnahme des Letztverbrauchers geglättet, also in eine Tagesband-Entnahme umgerechnet.

Nur elf Prozent der Großverbraucher sind der Fallgruppe „ohne Tagesband“ zugeordnet. Der Großteil der Großverbraucher (89 Prozent) wird als Großverbraucher mit Tagesband bilanziert.

Gemäß GABi Gas waren Großverbraucher zunächst anhand der Höhe ihrer Ausspeisekapazitätsbuchung und Vorhalteleistung von den BKN den verschiedenen Fallgruppen zuzuordnen:

- Großverbraucher mit einer Entnahmeleistung von mehr als 300 MWh/h:
Großverbraucher ohne Tagesband
- Großverbraucher mit einer Entnahmeleistung von weniger als 300 MWh/h:
Großverbraucher mit Tagesband.

Zwischen den Fallgruppen besteht für die Transportkunden ein Wahlrecht, allerdings kann der Ausspeisenezbetreiber dem Wechsel in die Fallgruppe „mit Tagesband“ aus technischen Gründen widersprechen. Laut Angaben der Händler wurde für 455 der Großverbraucher (zwei Prozent) ein Fallgruppenwechsel angestrebt, in 64 Prozent der Fälle wurde dem Wechsel jedoch aus technischen Gründen widersprochen.

Während in den Fernleitungsnetzen 61 Prozent der Letztverbraucher Großkunden mit Tagesband sind, macht diese Kundengruppe in den Verteilernetzen nur einen sehr kleinen Anteil von unter einem Prozent aller angeschlossenen Letztverbraucher aus. In den Verteilernetzen stellen SLP-Entnahmestellen die überwiegende Anzahl der Letztverbraucher dar.

Daneben besteht die Möglichkeit für Großverbraucher ein Nominierungsersatzverfahren zur Anwendung zu bringen. Für das am häufigsten angewendete Verfahren der Online-Absteuerung wird eine Verknüpfung von einer oder mehreren Ausspeisestellen mit einer steuerbaren Einspeisung hergestellt. Für diese Kunden werden gemäß KoV III keine Toleranzen für das stündliche Anreizsystem gewährt, da sie ohne Differenzrisiko bilanziert werden. Die Monitoringbefragung ergab, dass von dieser Möglichkeit in einem Umfang Gebrauch gemacht wird, der 18 Prozent der maximalen Ausspeisekapazität aller Gasspeicher in Deutschland entspricht.

3.1.9.4 Interne und externe Regelenergie

Interne Regelenergie

Interne Regelenergie wird im Wesentlichen durch den Einsatz des Netzpuffers in den deutschen Fernleitungs- und Verteilernetzen bereitgestellt. Die BKN haben über das ihnen zur Verfügung stehende Netzpuffervolumen Informationen geliefert. Aus diesen Informationen ergibt sich ein maximal täglich verfügbares Netzpuffervolumen von 1,2 TWh, dies stellt insgesamt 39 Prozent der an diesem Tag transportierten Gasmenge dar.

Um den Einsatz interner Regelenergie zu organisieren, müssen zwischen dem BKN und den Netzbetreibern Verfahren zur Vorhaltung und zum Einsatz dieser Regelenergie abgestimmt werden. Im Rahmen des Monitoring 2009 wurde nur für drei der zwölf Marktgebiete angegeben, dass Verfahren mit nachgelagerten FNB und nur für vier, dass Verfahren innerhalb des Marktgebietes mit nachgelagerten VNB abgestimmt wurden.

Laut Angaben in der Monitoringabfrage haben in sechs Marktgebieten 134 Netzbetreiber den jeweiligen BKN gemäß § 11 Ziffer 4 KOV III ihren Netzpuffer gemeldet und zum Einsatz als interne Regelenergie angeboten. Nur insgesamt 17 Netzbetreiber geben an, dass bis Ende März 2009 interne Regelenergie in ihrem Netz durch den BKN abgerufen wurde; dies erfolgte in diesen Fällen an durchschnittlich 61 Tagen.

Für die Bereitstellung von interner Regelenergie über Marktgebietsgrenzen hinweg wurden in acht Marktgebieten Verfahren mit FNB und in einem Marktgebiet Verfahren mit VNB abgestimmt. Für sechs Marktgebiete werden im Internet Daten zur eingesetzten internen Regelenergie auf täglicher Basis veröffentlicht. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die Einsatzhäufigkeit interner Regelenergie.

**Einsatzhäufigkeit interner Regelennergie pro Marktgebiet für die Monate
Oktober 2008 bis März 2009**

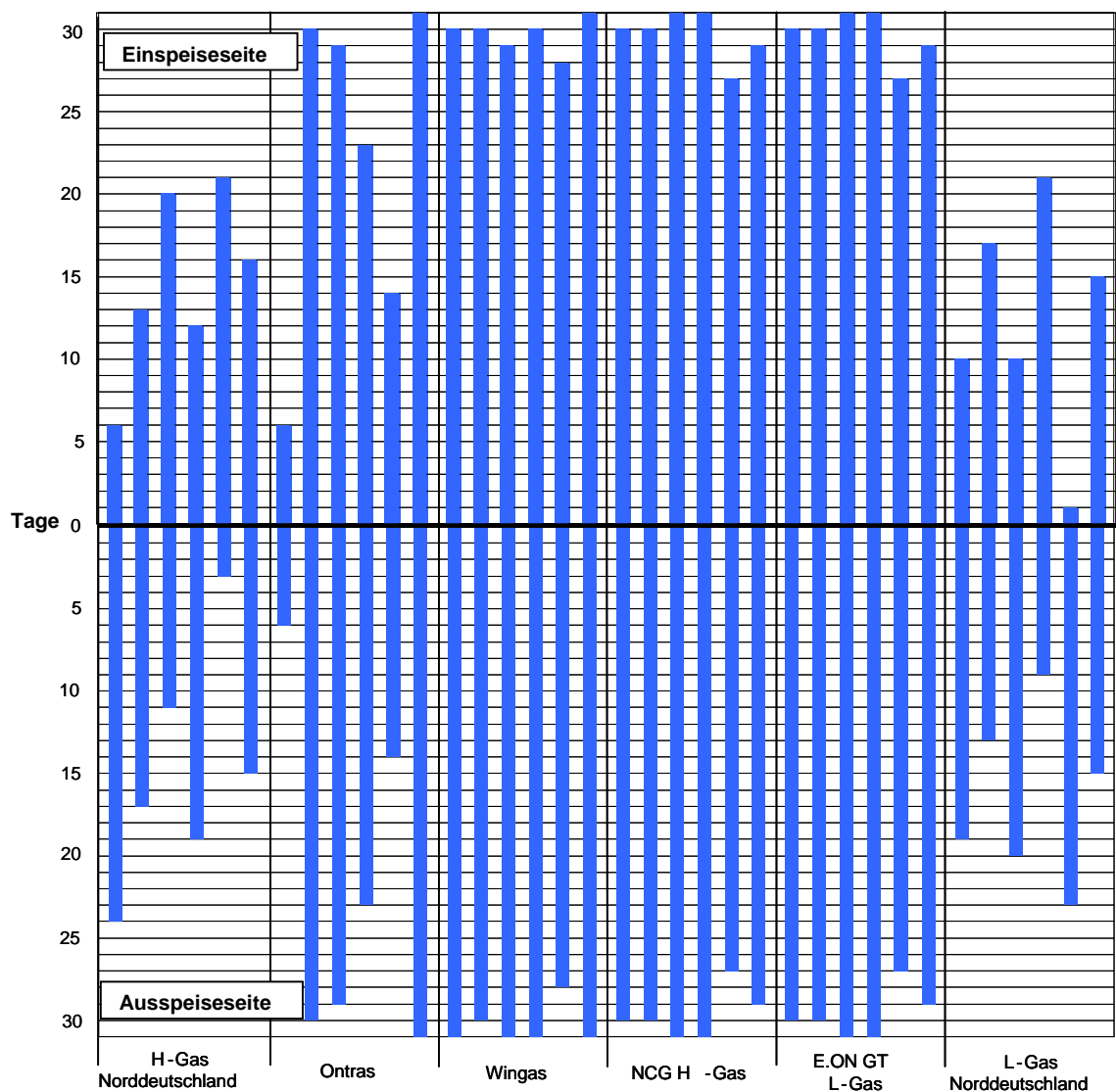


Abbildung 75: Einsatzhäufigkeit interner Regelennergie pro Marktgebiet für die Monate Oktober 2008 bis März 2009

Es wird deutlich, dass in den Marktgebieten, für die Informationen vorlagen, positive und negative interne Regelennergie meist an mehr als 20 Tagen (in den Abbildungen 66 Prozent) im Monat eingesetzt wurde.

Die durchschnittlich eingesetzten Tagesmengen für positive und negative interne Regelennergie veranschaulicht das folgende Diagramm.

Eingesetzte Mengen interner Regelernergie pro Marktgebiet für die Monate Oktober 2008 bis März 2009

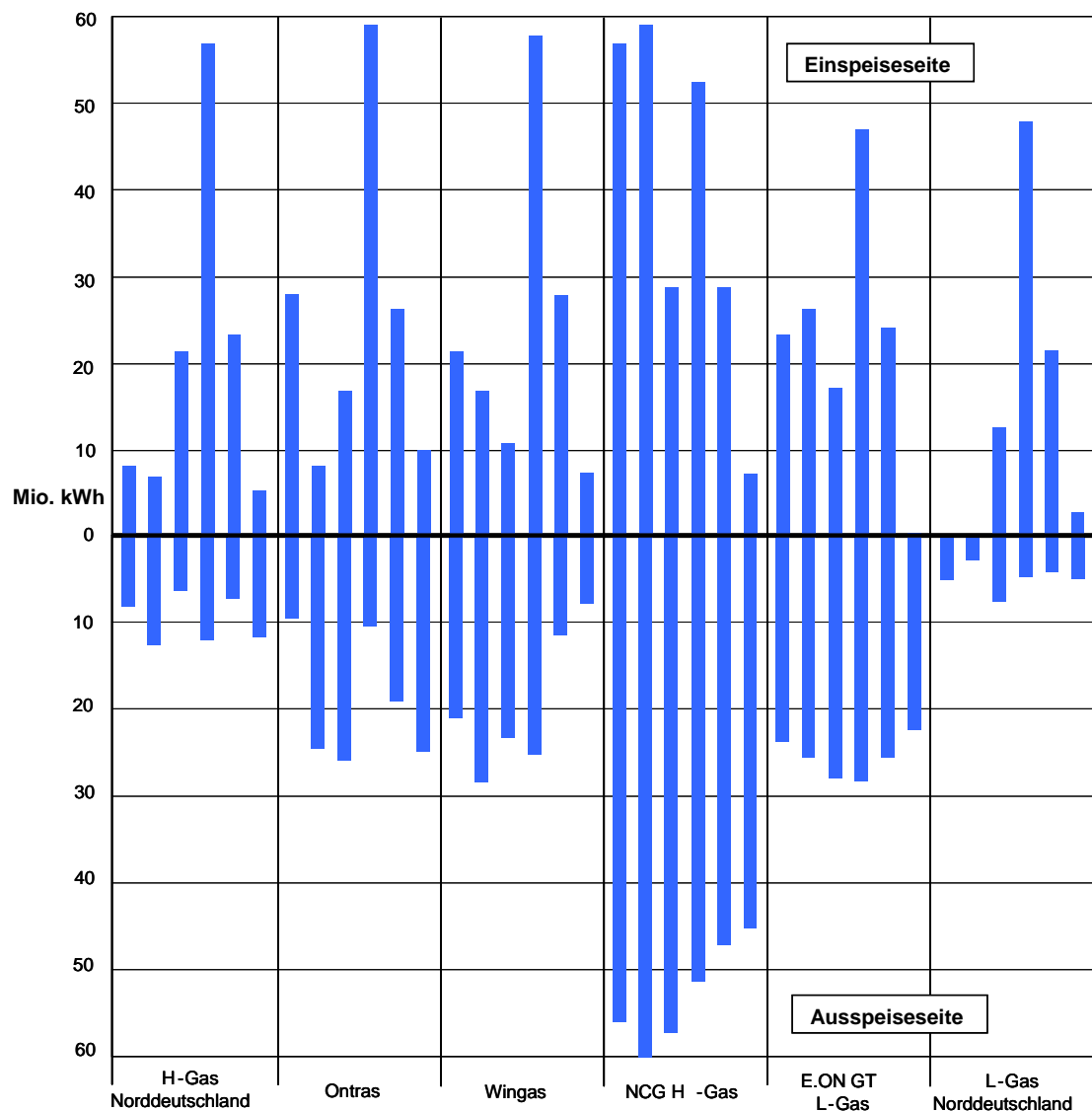


Abbildung 76: Eingesetzte Mengen interner Regelernergie pro Marktgebiet für die Monate Oktober 2008 bis März 2009

Externe Regelernergie

Nach GABi Gas umfasst die externe Regelernergie sowohl Dienstleistungen zur untertägigen Strukturierung als auch die dauerhafte Beschaffung von Gas zum Ausgleich von Fehlmen- gen bzw. die dauerhafte Veräußerung von Gas zum Ausgleich von Überschussmengen. Für sechs Marktgebiete werden im Internet auswertbare Daten zum Einsatz von externer Regel- energie veröffentlicht. Für zwei Marktgebiete wird angegeben, dass sie ihren Bedarf an externer Regelernergie nur über die Veräußerung und Beschaffung von Gasmengen decken. In vier Marktgebieten werden neben der Veräußerung und Beschaffung von Gasmengen auch Dienstleistungen zur untertägigen Strukturierung als externe Regelernergie eingesetzt. Einen Überblick über die Einsatzhäufigkeit externer Regelernergie gibt die folgende Abbil- dung.

Einsatzhäufigkeit externer Regelenergie pro Marktgebiet für die Monate Oktober 2008 bis März 2009

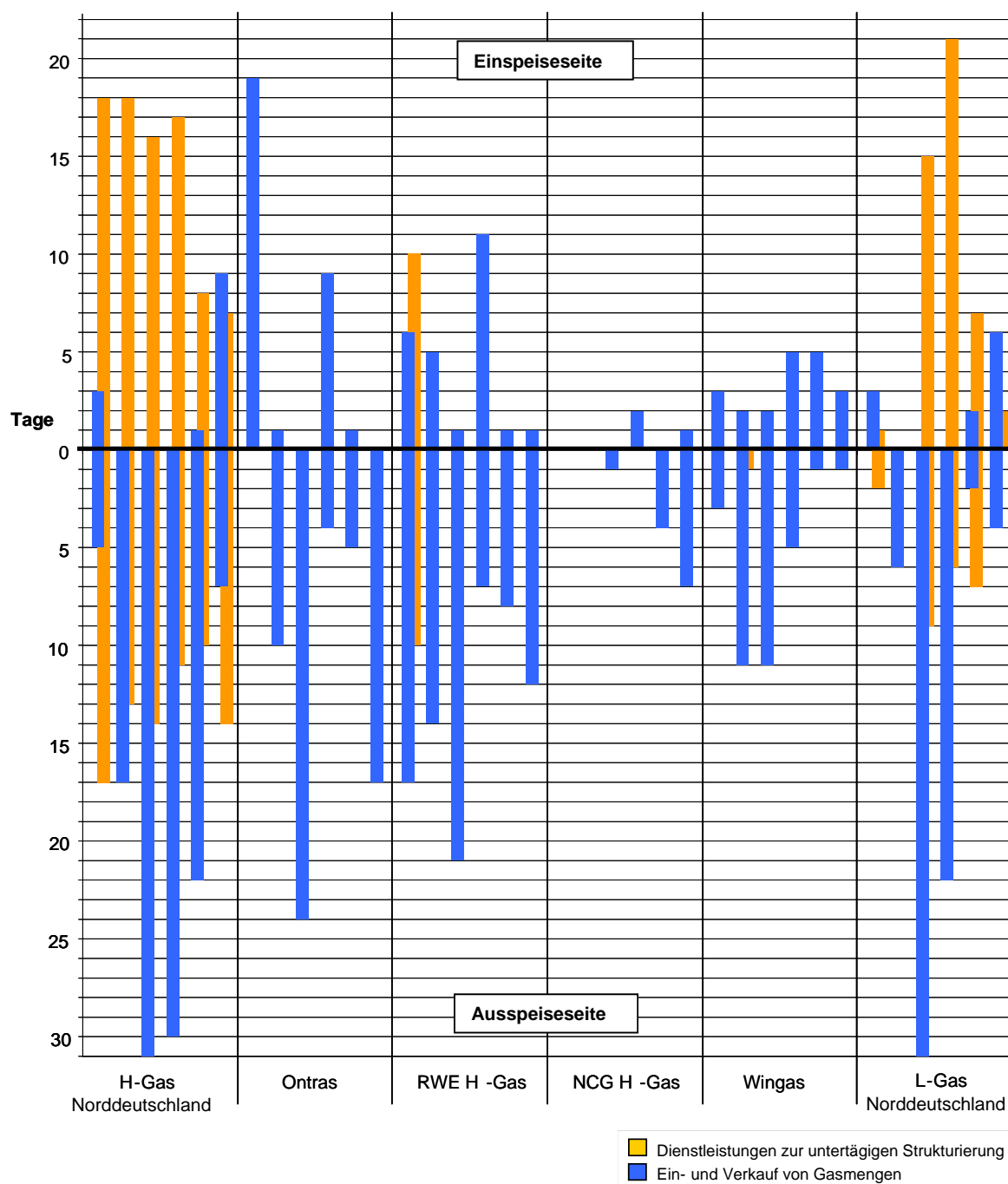


Abbildung 77: Einsatzhäufigkeit externer Regelenergie pro Marktgebiet für die Monate Oktober 2008 bis März 2009

Aus dem Vergleich der vorstehenden Abbildungen mit den Darstellungen zur Einsatzhäufigkeit interner Regelenergie wird deutlich, dass die BKN die Forderung aus GABi Gas, ihr Marktgebiet zuerst mit ihren internen Möglichkeiten auszugleichen und erst danach auf externe Regelenergie zurückzugreifen, offenbar weitgehend erfüllen.

Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die durchschnittlich täglich eingesetzte Menge an externer Regelenergie, unterschieden in Dienstleistungen zur untertägigen Strukturierung und die Veräußerung und Beschaffung von Gasmengen:

Eingesetzte Mengen externer Regelenergie pro Marktgebiet für die Monate Oktober 2008 bis März 2009

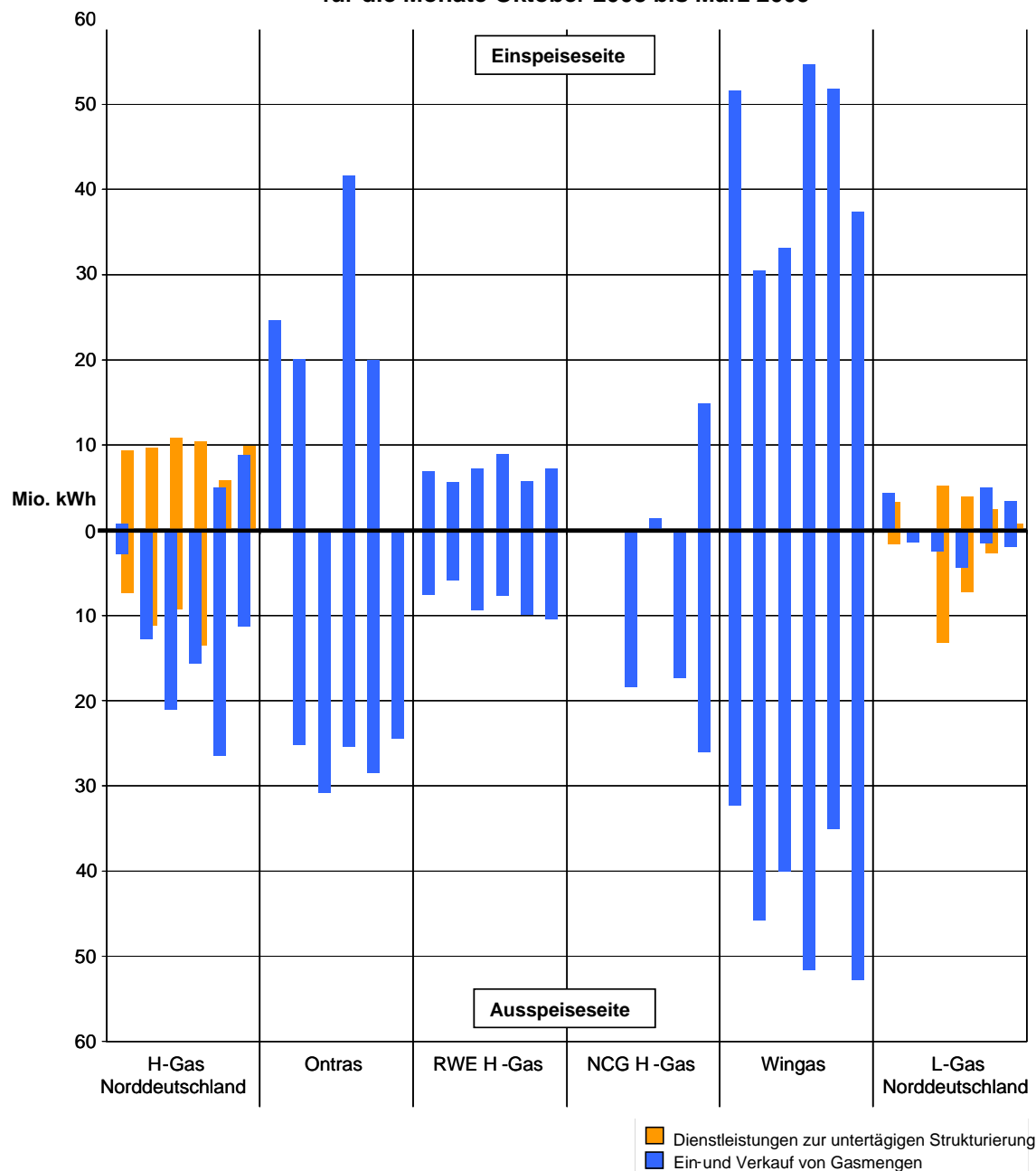


Abbildung 78: Eingesetzte Mengen externer Regelenergie pro Marktgebiet für die Monate Oktober 2008 bis März 2009

Es wird deutlich, dass in zunehmendem Umfang externe Regelenergie auf der Ausspeiseseite anfällt. Dies deckt sich mit den Aussagen der BKN, dass die Marktgebiete in der Regel eher über- als unterspeist sind. Konkrete Gründe für diese Tendenz sind nicht erkennbar.

Im Rahmen des Monitorings wurden die BKN gefragt, ob nach ihrer Einschätzung die Mengen der eingesetzten Regelenergie und die spezifischen Kosten für Regelenergie seit Einführung von GABi Gas gesunken oder gestiegen sind. Diese Frage war für die meisten BKN nicht zu beantworten, jedoch gaben drei BKN an, dass sowohl die Menge als auch die spezifischen Kosten gestiegen seien, und ein BKN gab an, dass beides gesunken sei. Aus diesen Angaben lässt sich keine konkrete Tendenz erkennen. Jedoch gehen acht von neun BKN

davon aus, dass der Regelenergiebedarf durch die Verbesserungen der Datenqualität und der Standardlastprofile absinken wird.

Für fünf Marktgebiete halten die zuständigen BKN nach ihren Angaben im Rahmen des Monitorings auch lokale bzw. regionale Regelenergie vor. Letztere ist bei drei BKN zum Einsatz gekommen, die zugleich angeben, ausschließlich lokale Regelenergie eingesetzt zu haben.

Neben dem Einsatz von interner und externer Regelenergie werden in sieben Marktgebieten auch Lastflusszusagen nach § 37 Anlage 3 KOV III verwendet. Diese Lastflusszusagen haben nach Aussage der meisten BKN gegenwärtig nicht den Charakter von externer Regelenergie. Außerdem kommen in fünf Marktgebieten auf nachgelagerter Ebene kapazitätsrelevante Instrumente nach § 9 KoV III zum Einsatz.

3.1.9.5 Regelenergieprodukte und Ausschreibungsverfahren

GABi Gas gibt vor, dass die externe Regelenergie nach einem einheitlichen Verfahren zu beschaffen ist und die Produkte so zu dimensionieren sind, dass sie auch von kleineren Marktteilnehmern angeboten oder nachgefragt werden können.

In Umsetzung dieser Vorgabe wurden für jedes Marktgebiet einheitliche Verfahren angewendet, jedoch unterscheiden sich diese Verfahren voneinander. Unterschiede gibt es insbesondere bei der Bepreisung, den Ausschreibungszeiträumen und den Losgrößen.

In einigen Marktgebieten werden die Produkte jährlich, in anderen monatlich oder täglich ausgeschrieben. Dies führt nach Aussagen der Händler dazu, dass sie sich nicht an den Ausschreibungen beteiligen konnten. Ein besonderes Problem seien die langen Zeiträume, nur an der Ausschreibung von Produkten für kürzere Zeiträume sei einigen Händlern eine Beteiligung möglich. Weiterhin sind nach Aussagen einiger Händler die Lose für kleinere Händler zu groß, so dass sie von diesen nicht erfüllt werden können. Aus diesem Grund gibt es erste Initiativen, die Möglichkeiten kleinerer Händler zu bündeln, um sich so am Regelenergiemarkt beteiligen zu können.

Hinsichtlich des Ergebnisses der Beschaffung der externen Regelenergie ergibt sich aus den Angaben zum Monitoring 2009 ein ausgesprochen heterogenes Bild:

- Sieben BKN beschaffen ihre externe Regelenergie ausschließlich über die Bezahlung eines Arbeitspreises. Dies bedeutet, dass nur im Fall des tatsächlichen Einsatzes externer Regelenergie Kosten fällig werden.
- Ein BKN gab an, die externe Regelenergie ausschließlich mit einem Leistungspreis zu vergüten. In diesem Fall wird nur die Vorhaltung der notwendigen Regelenergie bezahlt.
- Drei BKN wenden eine Kombinationen von Arbeitspreis und Leistungspreis an, wobei sich in der Aufteilung Unterschiede ergeben: Bei zwei BKN ergeben sich die hauptsächlichen Kosten (ca. 80 Prozent) aus dem Arbeitspreis, bei einem BKN macht dieser Anteil nur 24 Prozent aus und der überwiegende Teil der Regelenergiekosten ergibt sich aus dem Leistungspreis.

3.1.9.6 Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise

Um möglichst sicherzustellen, dass die Nutzung der Ausgleichsenergie stets die teuerste Art der Gasbeschaffung ist, wurden die Entgelte für die Ausgleichsenergie an einen Korb von Referenzpreisen vier liquider 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 Handelspunkt H-Gas. An diesen Handelsplätzen bilden 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 Ausgleichsenergiepreise von Oktober 2008 bis März 2009 dar. Wie die Gaspreise insgesamt, sind auch die Ausgleichsenergiepreise während des Februars deutlich gesunken. Mitte Januar 2009 zeigt sich ein höheres Preisniveau, das möglicherweise auf die gleichzeitige Versorgungsverknappung im Rahmen der „Gaskrise“ zwischen Russland und der Ukraine und besonders kalte Temperaturen zurückzuführen sein könnte.

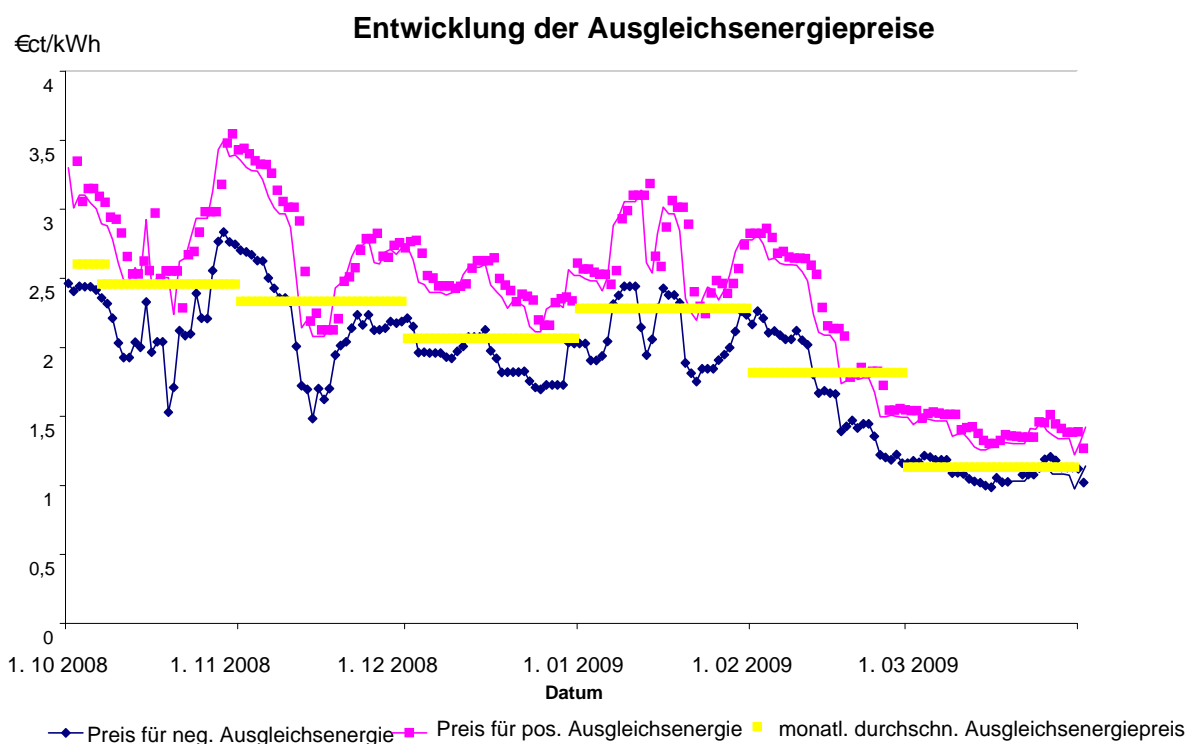


Abbildung 79: Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise

Die Preisspreizung zwischen positiver und negativer Ausgleichsenergie ist weder absolut noch relativ konstant. Durch die Referenzierung auf einen Korb von Preisen und die Orientierung an dem jeweils zweithöchsten und zweitniedrigsten Preis beträgt die relative Preisspreizung regelmäßig mehr als die minimal möglichen 20 Prozent. In absoluten Preisen hängt die Spreizung darüber hinaus auch mit dem Gaspreisniveau zusammen, das sich im Berichtszeitraum signifikant veränderte.

3.1.9.7 Umlagekonten

Die Erlöse der BKN aus der Preisspreizung der Ausgleichsenergie und aus Strukturierungsbeiträgen werden je Marktgebiet auf einem Umlagekonto verbucht, aus dem sämtliche Kosten der Regelenenergie beglichen werden. Auch die Mehr- und Mindermengenabrechnung wird über das Umlagekonto abgewickelt. Da die Ausgaben regelmäßig die Einnahmen übersteigen, kann auf die Ausspeisemenge bei Letztverbrauchern eine Regelenenergieumlage erhoben werden. In der ersten Umlageperiode (01.10.2008 bis 01.04.2009) wurde nur in einem Marktgebiet auf die Erhebung einer Umlage verzichtet. In den anderen Marktgebieten lag die Umlage zwischen 0,005 und 0,017 ct/kWh, wobei die Umlage in den L-Gas Marktgebieten höher ausfiel als in H-Gas Marktgebieten. Für die zweite Umlageperiode (01.04.2009 bis 01.10.2009) wird wiederum in einem Marktgebiet keine Umlage erhoben. In den anderen Marktgebieten liegt die Umlage zwischen 0,006 und 0,017 ct/kWh. Nur in drei Marktgebieten kann die Umlage in der zweiten Periode beibehalten werden, in allen anderen Marktgebieten ist sie im Durchschnitt um 0,00575 ct/kWh angehoben worden.

Das Umlagekonto wurde eingeführt, um die Regelenenergiekosten einerseits und die Ausgleichsenergiepreise andererseits auf transparente Weise voneinander zu entkoppeln und zugleich sicherzustellen, dass die Bilanzierung für die BKN nicht zu einer Einnahmequelle oder einer zusätzlichen Belastung wird. Aus diesem Grund muss der Kontostand des Umlagekontos von den BKN veröffentlicht werden. Der Saldo des Umlagekontos wird z. Zt. für fünf Marktgebiete veröffentlicht. Für zwei Marktgebiete wird die Nicht-Veröffentlichung mit dem Fehlen einer belastbaren Datengrundlage begründet, für die fünf weiteren Marktgebiete werden keine Angaben zu den Gründen für die Nicht-Veröffentlichung gemacht.

Der veröffentlichte Stand des Umlagekontos ist allerdings zum gegenwärtigen Zeitpunkt in keinem Fall für eine tragfähige Interpretation geeignet, da viele Bilanzkreise noch nicht oder nur unvollständig abgerechnet sind, in keinem Fall eine Mehr- und Mindermengenabrechnung durchgeführt wurde und der Regelenenergiebedarf im Sommer und im Winter typischerweise sehr unterschiedlich ist.

3.1.9.8 Datenübermittlung von Veröffentlichungen gemäß GABi Gas

Übermittlung der bilanzrelevanten Daten

Für die Umsetzung von GABi Gas war die Implementierung umfangreicher neuer Prozesse zur automatischen Übermittlung der bilanzrelevanten Daten zwischen den Marktakteuren erforderlich. Unter anderem waren geeignete Datenformate zu vereinbaren. Diese Aufgabe war zwar im Prinzip nicht neu, weil die Bilanzierung auch vor der Einführung von GABi Gas umfangreiche Datenübertragungsprozesse erfordert hätte. Da diese aber in der Praxis nicht umgesetzt wurden, machte erst GABi Gas diese Implementierung unvermeidbar.

Durch die kurze Umsetzungsfrist von GABi Gas (ca. vier Monate) gab es in den meisten Marktgebieten keine Möglichkeit, die Systeme vor dem Start am 01.10.2008 mit hinreichender Ausführlichkeit auf ihre Funktionsfähigkeit zu überprüfen. Grundsätzlich standen jedoch zum 01.10.2008 in allen Marktgebieten durch die BKN installierte Systeme zur Entgegennahme und Verrechnung der SLP-Ausspeiseallokation und der Ist-Entnahme bei Letztverbrauchern mit registrierender Leistungsmessung zu Verfügung. Die Systeme zur Übertragung des vorläufigen Bilanzkreisstatus an die Bilanzkreisverantwortlichen wurden spätestens Anfang 2009 in Betrieb genommen. Bei der Umsetzung der Systeme zu den Renominierungsdaten, zum endgültigen Bilanzkreisstatus und den Daten der Netzkonten kam und kommt es bei einer sehr geringen Anzahl von BKN noch zu Verzögerungen.

Problematischer war die Situation bei den Ausspeisenetzbetreibern. Viele von ihnen konnten auf Grund von Ressourcenproblemen und fehlenden Datenverbindungen noch überhaupt keine Daten übertragen. Beides zusammen führte in der Anfangsphase der Umsetzung zu Fehlern bei der Datenermittlung, -verarbeitung, -bereitstellung und -kommunikation. Zum

Stichtag 31.03.2009 erhielten die BKN erst in sieben von zwölf Marktgebieten von allen Ausspeisenetzbetreibern in ihrem Marktgebiet die Daten in vollständig automatisierter Form. Besonders in den ersten beiden Monaten (Oktober und November 2008) war die Datenqualität so schlecht, dass den Bilanzkreisverantwortlichen nicht die notwendigen Informationen zur Verfügung standen, um ihre Bilanzkreise sinnvoll bewirtschaften zu können. Aus diesem Grund hat die Bundesnetzagentur in ihrer Mitteilung Nr. 3 zur Umsetzung des Beschlusses „GABi Gas“ die BKN berechtigt, für einen Übergangszeitraum, maximal bis zum 01.04.2009, ein Daten-Clearing-Verfahren durchzuführen. Dieses Daten-Clearing-Verfahren ermöglicht es den BKN, im Übergangszeitraum unter von GABi Gas abweichenden Bedingungen die Bilanzkreise abzurechnen, sofern die mangelhafte Datenqualität der Grund für die Abrechnungsprobleme ist.

Insbesondere für Großkunden der Fallgruppe „ohne Tagesband“ benötigen die Bilanzkreisverantwortlichen in der Regel stündliche Informationen zu den ausgespeisten Mengen, um auf Bilanzungleichgewichte aktuell reagieren zu können. Aber auch für Großkunden mit Tagesband sind untertägige Informationen notwendig, um ggf. Anpassungen vornehmen zu können. Für 34 Prozent der Großkunden mit Tagesband stehen den Bilanzkreisverantwortlichen stündliche Datenübermittlungen zur Verfügung. Bei 38 Prozent dieser Großkunden mit Tagesband bei stündlicher Datenübermittlung wurden diese Daten auch tatsächlich dazu verwendet, untertägige Anpassungen vorzunehmen. Die durch GABi Gas vorgeschriebene untertägige Übermittlung der Bilanzkreisstatus wurde von den Netzbetreibern bisher dadurch umgesetzt, dass den Bilanzkreisverantwortlichen um 19.00 Uhr der Bilanzkreisstatus mitgeteilt wurde, der um 12.00 Uhr galt. Dies wird von vielen Transportkunden als unzureichend kritisiert, eine Verbesserung des Systems wäre allerdings mit erheblichem Aufwand verbunden. Entsprechend wurde in der Zeit bis Ende März 2009 die untertägige Mitteilung des Bilanzkreisstatus auch nur von vier Prozent der Händler verwendet, um im Durchschnitt an 102 Tagen untertägige Anpassungen ihre Einspeisungen vorzunehmen.

Die anfänglichen Probleme haben dazu geführt, dass zum Zeitpunkt der Monitoringerhebung (April 2009) noch keine Bilanzkreise nach den neuen Regeln abgerechnet werden konnten. Die von GABi Gas intendierte schnelle Abrechnung der Bilanzkreise konnte in dieser Zeit noch nicht realisiert werden.

Veröffentlichungspflichten

In GABi Gas wird eine Erweiterung der Veröffentlichungspflichten der BKN festgelegt. Diese Pflichten werden von den BKN überwiegend gut erfüllt. Die Pflicht zur Veröffentlichung der täglichen Ausgleichsenergiepreise wird von allen BKN erfüllt. Für drei Marktgebiete wird im Internet veröffentlicht, dass variable Strukturierungsbeiträge eingesetzt werden, dazu deren Höhe und die entsprechende Begründung. In den anderen neun Marktgebieten wird der in GABi Gas festgelegte Strukturierungsbeitrag verwendet.

Daten zum Regelenergieeinsatz werden von sechs Marktgebieten veröffentlicht. Für vier Marktgebiete werden keine entsprechenden Daten veröffentlicht. Für drei Marktgebiete werden die Daten nicht in den im Beschluss geforderten Einheiten veröffentlicht oder ein Herunterladen der Daten ist nicht in vollem Umfang möglich.

Für sechs Marktgebiete werden im Internet Angaben zum Einsatz von Regelenergie auf Grund von lokalen oder räumlich begrenzten Ungleichgewichten veröffentlicht. Dabei wird entweder angegeben, dass aus diesen Gründen keine Regelenergie eingesetzt wurde oder es wird unterschieden zwischen dem Regelenergieeinsatz am Virtuellen Punkt und dem an einem konkreten physischen Punkt.

Seit 01.04.2009 gilt die erweiterte Veröffentlichungspflicht nach GABi Gas, nach der die BKN eine Liste derjenigen Ausspeisenetzbetreiber des Marktgebietes auf ihrer Internetseite veröffentlichen, die dem BKN die für die Bilanzkreisabrechnung erforderlichen Daten nicht, nicht fristgerecht, unvollständig oder in unzureichender Qualität zur Verfügung stellen. Für sieben

Marktgebiete wird eine solche Liste veröffentlicht, jedoch enthält die Liste nur bei einem BKN Einträge zu zwei Netzbetreibern. Alle anderen Listen enthalten keine Einträge.

3.1.9.9 Standardlastprofile

Anwendung

Für die Abwicklung von Gaslieferungen an Letztverbraucher, die eine maximale stündliche Ausspeiseleistung von 500 Kilowatt und eine jährliche Entnahme von 1,5 Millionen Kilowattstunden nicht überschreiten, haben Netzbetreiber gemäß § 29 GasNZV grundsätzlich vereinfachte Methoden (Standardlastprofile) anzuwenden. Diese haben sich hierbei am typischen Abnahmeprofil verschiedener Gruppen von Letztverbrauchern, insbesondere Gewerbe und Haushalt, zu orientieren (§ 29 Abs. 3 GasNZV).

Im Rahmen der zum 01.10. 2008 durchzuführenden Umsetzung von GABi Gas hat die Anwendung von Standardlastprofilen durch die ausschließliche Berücksichtigung von Tagesverbrauchsmengen einerseits und den Wegfall nachträglicher bilanzieller Korrekturen andererseits eine abwicklungsvereinfachende Neuerung erfahren.

In 2008 wurden insgesamt 12,7 Mio. Kunden (2007: ca. 11,6 Mio.) bei einem Gesamtgasabsatz von ca. 365 TWh (2007: ca. 314 TWh) auf der Basis von Standardlastprofilen versorgt. Im Durchschnitt wurden dabei rund 68 Prozent (2007: 65 Prozent) der transportierten Gasmenge der Unternehmen für die Versorgung von Standardlastprofilkunden aufgewendet, die insgesamt im Mittel 97,2 Prozent (2007: 98,4 Prozent) aller Kunden umfassten.

Der durchschnittliche Jahresverbrauch eines Standardlastprofilkunden hat sich leicht auf rund 28,6 MWh (2007: ca. 27 MWh) erhöht. Neben einem deutlich gesunkenen durchschnittlichen Jahresmindestverbrauch pro Kunden von rund drei MWh (2007: 5,9 MWh) konnten in der diesjährigen Auswertung zudem vermehrt durchschnittliche Verbrauchswerte von mehr als 1,5 MWh je Standardlastprofilkunde festgestellt werden.

Trotz der bereits seit der Einführung der GasNZV bestehenden Verpflichtungen zur Anwendung von Standardlastprofilen zur Abwicklung der Belieferung von Letztverbrauchern ist in diesem Berichtszeitraum erstmalig eine fast flächendeckende Anwendung bei den VNB zu registrieren. Gaben 2007 noch 93,8 Prozent (2006: 24,8 Prozent) aller VNB (die an der Erhebung teilgenommen haben) an, für die Belieferung von Letztverbrauchern Standardlastprofile zu verwenden, so sind es 99 Prozent im Jahr 2008. Lediglich bei einem VNB fanden diese noch keine Verwendung, fünf machten hierzu keine Angabe. Nach wie vor bevorzugen die VNB mehrheitlich das synthetische Lastprofilverfahren (ca. 90 Prozent).

Verfahren

Mit 94 Prozent dominiert bei der Anwendung der Standardlastprofile durch die VNB nach wie vor das Verfahren der Technischen Universität München in der Version des Jahres 2005.

Angewendete Lastprofilverfahren	Anteil 2007 in Prozent	Anteil 2008 in Prozent
Eigene Daten	0,8	1,0
TU München Version 2002	3,9	3,2
TU München Version 2005	91,6	94,0
HTWK Leipzig ¹¹⁷	0,8	0,6
Sonstige Verfahren	2,9	1,1

Tabelle 58: Entwicklungsgrundlage der verwendeten Standardlastprofile

Die bereits in den Erhebungen der Vorjahre erkennbare untergeordnete Rolle sonstiger und netzbetreibereigener Entwicklungen von Lastprofilen setzt sich ebenso für das Berichtsjahr 2008 fort. Analog zeigt sich demgegenüber die Dominanz der Anwendung von TU München-Lastprofile auch im Rahmen der durchgeführten Lieferantenwechsel. Zu rund 96 Prozent werden die Lieferantenwechsel nach Angaben der Großhändler und Lieferanten nur mit diesem Verfahren abgewickelt. Lediglich 2,5 Prozent der Großhändler und Lieferanten haben für die Wechselverfahren noch ein zweites Lastprofilverfahren verwendet, 0,9 Prozent benutzen zur Abwicklung der Belieferung von Letztverbrauchern drei unterschiedliche Standardlastprofile. Wird ein zusätzliches Lastprofil eingesetzt, werden im Mittel hierüber 22 Prozent der Lieferantenwechsel der Großhändler und Lieferanten abgewickelt.

In der detaillierten Betrachtung der Verwendung von Standardlastprofilen nach dem Verfahren der TU München wurde von rund 90,2 Prozent der VNB angegeben, dass auf die im Gutachten vorgegebenen Lastprofilprägungen zurückgegriffen wurde. Eine unternehmensindividuelle Anpassung zur Darstellung netzbetreiberspezifischer Besonderheiten von Verbrauchsausprägungen einzelner Kundengruppen wurde lediglich von 5,8 Prozent der VNB vorgenommen. Darüber hinaus schränkte die Mehrheit mit 51,4 Prozent der Unternehmen (2007: 48,6 Prozent) die Anzahl der in den einzelnen Abnahmegruppen (z. B. Haushalt, Gewerbe) zu verwendenden Lastprofile gegenüber der im Gutachten der TU München beschriebenen potentiell möglichen Anzahl ein. Der für 2007 aufgezeigte Trend zur Reduktion der einzusetzenden Lastprofile hat sich auch für das Jahr 2008 bestätigt. Für den Haushaltskundenbereich fanden 2008 bei rund 96 Prozent (2007: 87 Prozent) der betreffenden VNB nur zwei Lastprofile Anwendung. Auch im Bereich Gewerbe/Handel/Dienstleistungen halten die VNB den Einsatz von weniger Profilausprägungen für sinnvoll: Hielten in 2007 noch rund 40 Prozent ein bis drei Lastprofile für notwendig, gaben 41,4 Prozent der Netzbetreiber in 2008 an, lediglich ein Profil zu nutzen. Weitere zehn Prozent nutzten zwei bis drei Lastprofile zur Darstellung des gewerblichen Verbrauchsverhaltens in ihrem Netzbereich. Allerdings gaben auch ca. 33 Prozent (2007: 29 Prozent) dieser Unternehmen an, die Verbrauchsdarstellung dieser Kundengruppe sehr detailliert mit zehn bzw. elf unterschiedlichen Lastprofilen abzudecken. Nur im Ausnahmefall gelten die vom Netzbetreiber verwendeten Lastprofile hierbei nicht einheitlich für das gesamte Netzgebiet (2,4 Prozent).

Hinsichtlich der für die Abschätzung der Belieferungsmengen verwendeten Wetterdaten zeigt sich ein den Vorjahren entsprechendes Ergebnis. Die für eine Temperaturprognose im Lastprofilverfahren erforderlichen Wetterdaten werden von den VNB nach wie vor fast ausschließlich (97,2 Prozent) von kommerziellen Anbietern bezogen. Hierbei repräsentiert eine Messstation im Regelfall (92,5 Prozent) das gesamte Netzgebiet eines VNB.

¹¹⁷ HTWK - Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig (FH).

Im Rahmen der Verwendung des analytischen Lastprofilverfahrens sieht der Beschluss GABi Gas vor, den systemimmanenten Zeitversatz der Allokationsdaten von zwei Tagen bezogen auf den Liefertag durch den Einsatz von sog. „Korrekturfaktoren“ auszugleichen. Hiervon machte lediglich ein VNB Gebrauch. Ein weiteres Unternehmen steuerte mit diesem Instrument individuelle Verbrauchsschwankungen aus. Weitere 31 VNB verwenden zudem zur Verbesserung der Prognosequalität der synthetischen Lastprofile über die Stellgrößen des eigentlichen Lastprofilverfahrens hinausgehende Anpassungsfaktoren.

Im Ergebnis kann festgestellt werden, dass mit der vorliegenden Erhebung von einem fast durchgehenden Umsetzungsgrad der Anwendung von Standardlastprofilen bei den VNB gem. § 29 GasNZV ausgegangen werden kann. Damit wird die wesentliche Grundbedingung für die Gewährleistung einer massengeschäftstauglichen Abwicklung von Lieferantenwechseln sichergestellt.

Durch die mehrheitliche Verwendung des Verfahrens der TU München wird auch hinsichtlich der IT-technischen Umsetzung eine für den Lieferantenwechselprozess wünschenswerte, weil in der Massenanwendung Effizienzvorteile nutzende, Standardisierung erreicht. Die Detailbetrachtung zeigt weiterhin, dass Mehrfachvorhaltung von unterschiedlichen Lastprofilverfahren, die IT-Zusatzkosten für Lieferanten erzeugt, derzeit nur in Einzelfällen erforderlich ist. Auch in der Detailumsetzung der TU München-Lastprofile zeigt sich bei den Netzbetreibern im Berichtszeitraum eine zunehmende Tendenz zur Vereinfachung. Sowohl der bisherige Trend des Großteils der Verteilernetzbetreiber, auf die vorgegebenen Lastprofilausprägungen zurückzugreifen, als auch die anhaltenden Bestrebungen der Netzbetreiber zur Verwendung einer möglichst geringen Profilanzahl in den einzelnen Kundengruppen scheinen insbesondere für eine effiziente Abwicklung des eigentlichen Lieferantenwechselprozesses von Vorteil zu sein. Vor dem Hintergrund der Einführung des marktweiten Bilanzierungssystems zur Regel- und Ausgleichsenergie und der damit einhergehenden zusätzlichen Bedeutung der Bilanzierung von Standardlastprofilkunden über das eigene Netzgebiet hinaus muss der Einsatz von Lastprofilverfahren aber ebenfalls diesen Anforderungen gerecht werden. Aussagen von Marktbeteiligten deuten aber zum gegenwärtigen Zeitpunkt darauf hin, dass dies nicht im Widerspruch zu den aufgezeigten Verfahrensvereinfachungen steht.

3.1.10 Anfrageentwicklung auf Netzzugang Biogas für die Jahre 2005 bis 2008

Seit dem 12.04.2008 gibt es einen neuen Teil 11a in der GasNZV, der den Regulierungsrahmen der Biogaseinspeisung in Gasnetze festlegt. Ziel der Regelung ist es, die Einspeisung in Deutschland bestehenden Biogaspotenzials 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 Gasnetz ist in den letzten Jahren stetig gestiegen. Dies zeigt sich insbesondere in der steigenden Anzahl von Netzzugangsbegehren für Biogasaufbereitungsanlagen, die im Monitoring genannt wurden.

Anfrageentwicklung auf Netzzugang Biogas

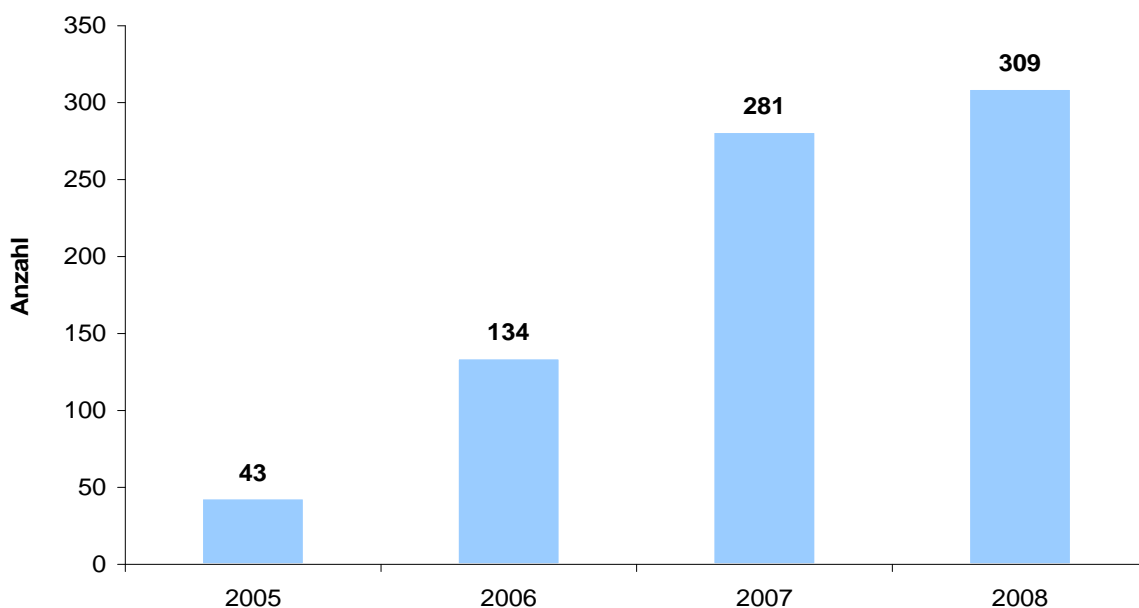


Abbildung 80: Anfrageentwicklung auf Netzzugang Biogas

Nach Angaben der Netzbetreiber entfielen wie in 2007 auch im Berichtsjahr 2008 etwa zwei Drittel der Begehren auf VNB und ein Drittel auf FNB. Von den Zugangsbegehren (insgesamt 309) wurden acht verweigert. Keine Angaben zur Verweigerung machten insgesamt 37 Unternehmen. Als Verweigerungsgründe wurden im Gegensatz zu 2007 nicht mehr netztechnische Restriktionen angegeben, sondern eine nicht kompatible Gasqualität.

Insgesamt haben 26 der antwortenden Großhändler und Lieferanten angegeben, ein Netzzugangsbegehren für Biogas gestellt zu haben. Die Großhändler und Lieferanten gaben an, dass kein Begehren definitiv verweigert wurde. Zu den 26 Unternehmen, die bereits Netzzugangsbegehren gestellt haben, kommen weitere 71 Unternehmen, die im Berichtsjahr angeben, ein entsprechendes Begehren zu planen. Weiterhin konnten 17 der befragten Großhändler und Lieferanten die Höhe des Biogasabsatzes benennen. Insgesamt wurde ein Wert von 104.654 MWh pro Jahr angegeben.

Im Hinblick auf die Erfüllung der Veröffentlichungspflichten gaben 57 Prozent für 2008 (in 2007: 54 Prozent) der Gasnetzbetreiber an, die technischen Mindestanforderungen für den Netzanschluss von Biogasanlagen veröffentlicht zu haben. Es hat sich damit nur eine zögerliche Verbesserung gegenüber dem Berichtsjahr 2007 eingestellt.

Sonderabfrage Biogas zur Einspeiseleistung/-kapazität

Für die Erhebung dieser Daten wurden diejenigen zwölf Netzbetreiber angeschrieben, bei denen im Jahr 2008 eine Biogaseinspeisung in ihr Gasnetz erfolgte. Die Auswertung dieser Erhebung hat gezeigt, dass die durchschnittliche Einspeisekapazität bei ca. 510 m³/h Biogas im Berichtsjahr 2008 lag.

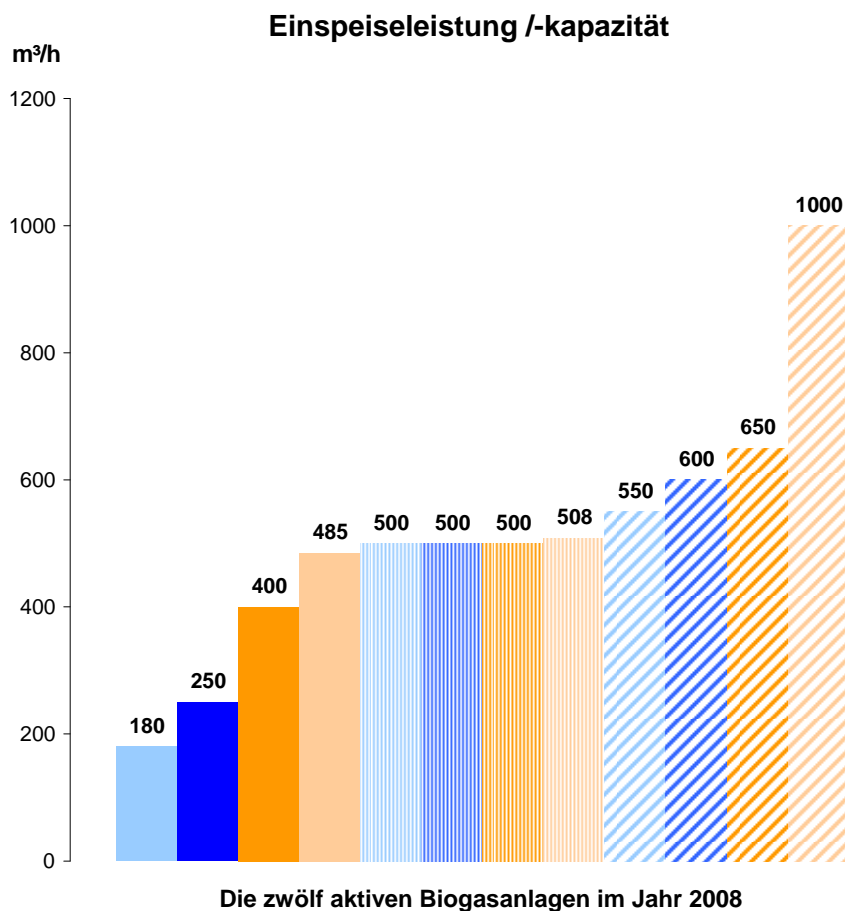


Abbildung 81: Einspeiseleistung/-kapazität

Für das Jahr 2009 werden ca. 24 neue Einspeiseprojekte mit einer durchschnittlichen Einspeisekapazität von ca. 860 m³/h in Deutschland geplant.

Die gesamte Einspeisung im Berichtsjahr 2008 betrug ca. 42 Mio. m³ Jahresarbeit. Dabei wurde die Mehrzahl der Anlagen mit nachwachsenden Rohstoffen betrieben. Bei der Aufbereitungstechnik des Biogases wurde überwiegend die Druckwechseladsorption (PSA) angewendet. Bei diesem Verfahren wird mit Hilfe eines Kohlenstoffmolekularsiebes das CO₂ vom Methan getrennt.

Zudem erfolgte bei sieben Anlagen nach der Aufbereitung eine Konditionierung mit LPG (Liquified Propane Gas); zwei Netzbetreiber gaben an, dass bei den angeschlossenen Anlagen Luft beigemischt wurde und drei Netzbetreiber konnten diesbezüglich keine Aussage treffen. Biogas wurde zu 70 Prozent als Austauschgas und zu 30 Prozent als Zusatzgas (siehe Definitionsliste) eingespeist und überwiegend im Rahmen des Gasaustauschs bzw. der Gasäquivalenznutzung für die Kraft-Wärme-Kopplung verwendet.

3.1.11 Anzahl von Anschlüssen und Reparaturen

Zur Herstellung von Anschlüssen gem. § 5 Niederdruckanschlussverordnung (NDAV) und Anschlussverbindungen von Rohrleitungen¹¹⁸ sind FNB und VNB zur Anzahl von Neu-

¹¹⁸ Inklusive der Einbindung für die Versorgung industrieller Kunden, Kraftwerke etc.

schlüssen und Reparaturen befragt worden. Auf eine Abfrage zur Dauer der Herstellung von Anschlüssen und Reparaturen wurde auf Grund der nur bedingt auswertbaren Antworten der Vorjahre verzichtet.

Zehn FNB gaben Auskunft zur Herstellung von Anschlüssen. Die Angaben sind differenziert nach Materialverwendung und Druckbereich der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen. Mit insgesamt 31 Neuanschlüssen ist die Anzahl im Vergleich zum Vorjahr leicht gestiegen. FNB erstellten die neuen Anschlüsse ausschließlich aus metallischen Werkstoffen, Kunststoffe kamen nicht zur Anwendung.

Anzahl der Neuanschlüsse

Material	Druckbereich (Nenndruck in bar)	Anzahl der Anschlüsse
Kunststoff	>5 - 16	0
	>1 - 5	0
	>0,1 - 1	0
Metall	>16	26
	>5 - 16	5
	>1 - 5	0
	>0,1 - 1	0

Tabelle 59: FNB Anzahl der Neuanschlüsse

Von insgesamt 632 antwortenden VNB gaben 614 Unternehmen Auskunft zur Anzahl neuer Anschlüsse. Die gemeldeten Anschlüsse sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt. Im Vergleich zum Vorjahr ist auch bei den VNB bei insgesamt 178.697 Neuanschlüssen ein Anstieg zu verzeichnen.

Anschlussart	Anzahl der Neuanschlüsse
Netzanschlüsse nach § 5 NDAV	174.949
Sonstige Anschlüsse	3.748

Tabelle 60: VNB Anzahl der Neuanschlüsse

Reparaturen an Gas-Druckregel- und Messanlagen

Die Antworten von 13 FNB sind in der nachfolgender Tabelle unterteilt in Druckbereiche dargestellt. Dabei ist die Anzahl der Reparaturen an Gas-Druckregel- und Messanlagen im Druckbereich über 1 bar im Vergleich zum Vorjahr deutlich angestiegen.

Druckbereich (Nenndruck in bar)	Gas-Druckregel- und Messanlagen
	Anzahl der Reparaturen
>1	1.543
>0,1 - 1	0

Tabelle 61: FNB Anzahl Reparaturen an Gas-Druckregel- und Messanlagen

Zu den Reparaturen an Gas-Druckregel- und Messanlagen gaben 515 VNB Auskunft. In der nachfolgenden Tabelle sind die Angaben differenziert nach Druckbereichen dargestellt. Die Anzahl der Reparaturmaßnahmen ist im Vergleich zum Vorjahr (2007) konstant geblieben.

Druckbereich (Nenndruck in bar)	Gas-Druckregel- und Messanlagen
	Anzahl der Reparaturen
>1	4.566
>0,1 - 1	1.958
≤0,1	1.604

Tabelle 62: VNB Anzahl der Reparaturen an Gas-Druckregel- und Messanlagen

Reparaturen an Gasleitungen und Anschlüssen

14 FNB und 479 VNB meldeten Werte für Reparaturen an Gasleitungen und Anschlüssen. In den zwei nachfolgenden Tabellen sind die Ergebnisse unterteilt nach Druckbereich und Material dargestellt.

Fernleitungsnetzbetreiber

Wie schon in 2007 sind bei Metallgasleitungen im Druckbereich über 16 bar die Reparaturen bei Ferngasleitungen stark angestiegen. In den anderen Bereichen der Aufstellung gibt es keine beachtenswerten Änderungen zu verzeichnen.

Material	Druckbereich (Nenndruck in bar)	Gasleitungen	Anschlüsse
		Anzahl der Reparaturen	Anzahl der Reparaturen
Kunststoff	>5 - 16	0	0
	>1 - 5	0	0
	>0,1 - 1	0	0
Metall	>16	2.875	5
	>5 - 16	177	0
	>1 - 5	5	0
	>0,1 - 1	1	1

Tabelle 63: FNB Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Gasleitungen und Anschlüssen

Verteilernetzbetreiber

Die Anzahl der Reparaturen bewegt sich auf dem Niveau der Vorjahre. In den in der Tabelle angegebenen Bereichen sind keine nennenswerten Änderungen zu 2007 zu verzeichnen.

Material	Druckbereich (Nenndruck in bar)	Gasleitungen	Anschlüsse
		Anzahl der Reparaturen	Anzahl der Reparaturen
Kunststoff	>5 - 16	9	4
	>1 - 5	178	223
	>0,1 - 1	1.161	3.670
	≤0,1	594	2.833
Metall	>16	571	13
	>5 - 16	486	18
	>1 - 5	1.041	415
	>0,1 - 1	1.961	1.629
	≤0,1	7.132	12.299

Tabelle 64: VNB Anzahl der Reparaturen an Gasleitungen und Anschlüssen

3.1.12 Mess- und Zählwesen

Seit der vollständigen Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas mit der Novellierung des § 21 b EnWG im Jahre 2008 sind Anschlussnutzer grundsätzlich frei, sich wegen Messstellenbetrieb und Messung an einen anderen als den Netzbetreiber zu wenden. Der Netzbetreiber bleibt insoweit kraft Gesetzes tätig, wenn sich Anschlussnutzer nicht an einen Dritten wenden. Zudem kann der Netzbetreiber außerhalb seines eigenen Netzgebietes als Messstellenbetreiber oder Messdienstleister auftreten. Der neue Messstellenbetreiber hat gegenüber dem Netzbetreiber einen Anspruch darauf, eine in seinem Eigentum stehende Messeinrichtung beim Anschluss einbauen zu können (§ 21 Abs. 3 Satz 1 EnWG). Diese muss den sachlich gerechtfertigten und diskriminierungsfreien, technischen Mindestanforderungen des Netzbetreibers entsprechen, die dieser einheitlich für sein Netzgebiet festlegt. Des Weiteren sind Dritte und Netzbetreiber verpflichtet, ihre rechtlichen Beziehungen vertraglich zu regeln. Am 23.10.2008 ist die Messzugangsverordnung in Kraft getreten. Diese regelt u.a. auch die Rahmenbedingungen für einen Wechsel des Messstellenbetreibers und des Messdienstleisters.

3.1.12.1 Allgemeines

Der folgende Abschnitt behandelt den Bereich Messstellenbetrieb, untergliedert nach VNB in ihrer Funktion als Messstellenbetreiber und sonstigen Messstellenbetreibern.

Verteilernetzbetreiber

Die VNB gaben an, dass im Berichtsjahr 2008 die Gesamtzahl der Messeinrichtungen gut 13,5 Millionen betrug. Hiervon waren 99,7 Prozent Messeinrichtungen für SLP-Kunden i. S. d. § 29 GasNZV (davon wiederum sind lediglich 5.800 elektronisch auslesbar). Bei den verbleibenden 0,3 Prozent der Messeinrichtungen handelt es sich um solche mit registrierender Leistungsmessung. Von diesen sind 89 Prozent elektronisch auslesbar, wobei von diesen Zählern 85 Prozent fernauslesbar sind.

Die Messstellenbetreiber bzw. Messdienstleister wurden befragt, ob sie in einem Netzgebiet aktiv sind, in dem sie nicht zugleich Netzbetreiber sind. Bei lediglich zwei Prozent war dies der Fall, bei 96 Prozent nicht, zwei Prozent machten keine Angaben.

Messstellenbetreiber/Messdienstleister

Folgende tabellarische Übersicht zeigt die mögliche zukünftige Entwicklung in Bezug auf Anträge zur Durchführung des Messstellenbetriebs/der Messung durch Dritte i. S. d. § 21b Absatz 2 EnWG. Hierbei wurden sowohl die VNB als auch sonstige Unternehmen befragt; Voraussetzung war der Betrieb einer Messstelle:

Fragestellung des Monitoring	Ja in Prozent	Nein in Prozent	keine Angabe in Prozent
Planen Sie im Jahr 2009 als Anbieter im Bereich Messstellenbetrieb /Messung aktiv tätig zu werden?	9	87	4
Sehen Sie Gründe, nicht aktiv tätig zu werden?	29	62	9

Tabelle 65: Mögliche zukünftige Entwicklung der Durchführung des Messstellenbetriebs/der Messung durch Dritte i. S. d. § 21b Absatz 2 EnWG

Als Hindernisgründe, aktiv zu werden, wurden beispielsweise fehlende Standardisierung, Unwirtschaftlichkeit und Personalmangel genannt.

3.1.12.2 Messstellenbetrieb

Verteilernetzbetreiber

Eine Definition der in § 21b Absatz 3 Satz 2 Nr. 2 EnWG angegebenen technischen Mindestanforderungen haben 76 Prozent der VNB vorgenommen, bei 21 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 72 Prozent der am Monitoring teilnehmenden Unternehmen erfüllt, bei 24 Prozent ist dies nicht der Fall, vier Prozent gaben keine Antwort.

Die Veröffentlichung der Vertragsbedingungen gemäß § 3 MessZV auf ihren Internetseiten wird von 55 Prozent der VNB vorgenommen, 40 Prozent verneinten diese Frage, fünf Prozent gaben keine Antwort. Die Anzahl der im Berichtsjahr 2008 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 245. Abgelehnt wurden solche Anträge in lediglich 0,5 Prozent der Fälle.

Einen Vertrag/Rahmenvertrag i. S. d. § 3 Absatz 3 MessZV haben 47 der antwortenden Unternehmen geschlossen, davon 27 mit Messstellenbetreibern, die selbst wiederum als Netzbetreiber (Gas, Netz, Fernwärme) tätig sind. Im Berichtsjahr 2008 gab es 20 Fälle, in denen ein Messstellenbetreiber als Dritter in fremden Netzgebieten tätig war. In 163 Fällen wurde eine Messeinrichtung von Dritten betrieben. Dabei wurde in 159 Fällen ein Gerät gemäß § 21b Absatz 3 Satz 1 EnWG eingebaut.

Die folgende Übersicht zeigt die derzeitige Entwicklung in Bezug auf den Messstellenbetrieb durch VNB außerhalb des jeweiligen Netzgebietes der befragten Unternehmen:

Fragestellung des Monitoring	Ja in Prozent	Nein in Prozent	keine Angabe in Prozent
Sind Sie als Anbieter im Bereich Messstellenbetrieb außerhalb Ihres eigenen Netzes aktiv?	1	98	1
Planen Sie im Jahr 2009 als Anbieter im Bereich Messstellenbetrieb außerhalb Ihres eigenen Netzes aktiv tätig zu werden?	4	93	3
Sehen Sie Gründe außerhalb Ihres eigenen Netzes nicht aktiv tätig zu werden?	32	61	7

Tabelle 66: Entwicklung des Messstellenbetriebs (VNB) außerhalb des eigenen Netzgebiets

Messstellenbetreiber

Die Messstellenbetreiber (VNB und sonstige Unternehmen, die eine Messstelle betreiben) wurden befragt, welche Zählertechniken bzw. welches Zählerkonzept sie für Standardlastprofilkunden verwenden. Standardlastprofilkunden i. S. d. § 29 Abs. 1 GasNZV sind Verbraucher mit bis zu einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von 500 kW und mit einer maximalen jährlichen Entnahme von 1,5 GWh. Für Haushaltskunden finden dabei überwiegend die Zählergrößen G 1,6 bis G 6, für Gewerbekunden Zählergrößen G 10 bis G 25 und für Industriekunden die Zählergrößen ab G 40 Anwendung. Kommunikationsschnittstellen bieten die Möglichkeit, externe Anwendungen anbinden zu können¹¹⁹. Diese Schnittstellen sind überwiegend nicht im Gehäuse des Zählers untergebracht.

Für die externe Kommunikation wird eine aktive Kunden-Infrastruktureinbindung, wie z. B. eine DSL-Flatrate, gefordert. Bei 21 von 589 antwortenden Messstellenbetreibern wird ein kundeneigener DSL-Anschluss verwendet. Eine zentrale Fernauslesemöglichkeit liefert zeitnah aktuelle Zählerdaten, ein zeitaufwendiges manuelles Ablesen vor Ort kann dabei entfallen. Energiedatenmanagement-Systeme verarbeiten umfangreiche Datenmengen und kommunizieren mit den Marktpartnern für die Bilanzierung und Abrechnung. Business-Applikationen sollen, z. B. durch eine Visualisierung der Verbräuche auf einem Homedisplay, den Gaskunden zum Sparen animieren und damit einen Mehrwert für den Verbraucher und die Umwelt schaffen.

Eingesetzte Zählertechnik/Zählerkonzept des Messstellenbetreibers für Standardlastprofilkunden	Anzahl Zählpunkte
G1,6 bis G6 ohne Kommunikationsmöglichkeit	12.319.186
G10 bis G25 ohne Kommunikationsmöglichkeit	407.829
ab G40 ohne Kommunikationsmöglichkeit	55.922
G1,6 bis G6 mit Kommunikationsmöglichkeit	281.033
G10 bis G25 mit Kommunikationsmöglichkeit	14.131
ab G40 mit Kommunikationsmöglichkeit	13.666
zentrale Fernauslesemöglichkeit (ZFA)	8.280

¹¹⁹ Nennbelastung in m³/h.

EDM-Applikation (Energiedatenmanagement)	327.482
zusätzliche Business-Applikationen z.B. "Homedisplay"	1.430

Tabelle 67: Zählertechniken für SLP-Kunden

Als sonstige Zählertechniken werden 365 Prepayment-Zähler eingesetzt. Diese ermöglichen es, eine Gasmenge im Voraus zu kaufen. Ist das Guthaben verbraucht, verhindert der Zähler durch ein Sicherheitsventil automatisch den Gasfluss. Das Guthaben kann erneut aufgeladen werden, um das Ventil zu öffnen. Lastgangzähler mit Fernauslesung liefern nicht nur Zählerstände zum Stichtag, sondern echte Verbräuche im Stundenraster. Nach dem DVGW (Deutsche Vereinigung der Gas- und Wasserwirtschaft) Arbeitsblatt G 685 sind Zustandsmengennummerer (ZMU) erforderlich ab Drücken von einem bar oder Zählergrößen ab G 400. 62 ZMU sind im Einsatz, diese wandeln das mit einem Zähler im Betriebszustand gemessene Volumen in das Volumen im Normzustand des trockenen Gases um. Diese Mengenumwertung ermöglicht einen Vergleich zwischen allen Letztverbrauchern und stellt die Grundlage für die Energieabrechnung dar.

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 Lastprofile gelten, d.h. für Verbraucher ab einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von 500 kW oder einer minimalen jährlichen Entnahme von 1,5 Mio. kWh. Unterschieden wird zwischen Lastgangzählern, die Lastgänge liefern, und intelligenten Zählern mit Automated Meter Management (AMM), die auch Informationen an den Verbraucher zurück senden können. In den nachfolgenden Tabellen „Zählertechniken für RLM-Kunden“ ist die Aufteilung dargestellt.

Die Tabelle „sonstige Zählertechniken für RLM-Kunden“ zeigt alle sonstigen Zählertechniken, die von Messstellenbetreibern eingesetzt werden. In einem Lastgang-Registriergerät/Datenspeicher werden aus den Zählerdaten die Registerdaten, d. h. die abrechnungsrelevanten Daten zum jeweiligen Monatsende und die Lastgänge im Stundenraster gebildet und gespeichert. Ab Drücken von einem bar oder Zählergrößen ab G 400 sind ZMU erforderlich, um das gemessene Volumen des Zählers in den Normzustand umzuwerten. Es überwiegen RLM-Zähler mit Fernauslesung. In wenigen Ausnahmefällen wird vor Ort mit einem Handterminal oder einem Pocket-PC ausgelesen.

Eingesetzte Zählertechniken des Messstellenbetreibers für RLM-Kunden	Anzahl Zählpunkte
Lastgangzähler mit Fernauslesung	26.352
"intelligenter" Zähler mit bidirektionaler Übertragung (Automated Meter Management (AMM), Datenaustausch in zwei Richtungen)	458

Tabelle 68: Zählertechniken für RLM Kunden

Sonstige Zählertechnik	Anzahl Zählpunkte
Lastgangzähler ohne Fernauslesung	112
Lastgang- Registriergerät/Datenspeicher	393
Lastgang- Registriergerät/Datenspeicher vor Ort ausgelesen, z.B. mit einem Handheld	609
Lastgang- Registriergerät/Datenspeicher + Datenfernübertragung (DFÜ)	174
Zustandsmengenumwerter (ZMU)	993
ZMU + Lastgang- Registriergerät/Datenspeicher	1.022
ZMU + DFÜ	59
ZMU + Lastgang- Registriergerät/Datenspeicher + DFÜ	1.983

Tabelle 69: sonstige Zählertechniken für RLM Kunden

Im Berichtsjahr 2008 wurden 447 Anträge für Bau, Betrieb und Wartung i. S. d. § 21b Absatz 2 Satz 1 Nr. 1 EnWG gestellt, wobei hiervon drei durch den jeweiligen Netzbetreiber abgelehnt wurden. In 16 Fällen haben Netzbetreiber Verträge/Rahmenverträge i. S. d. § 3 Abs. 3 MessZV geschlossen. In insgesamt 64 Netzgebieten waren im Berichtsjahr Messstellenbetreiber tätig. Dabei wurden gut 1,7 Millionen Messeinrichtungen betrieben. Etwa 26.000 Messeinrichtungen wurden bei der Übernahme des Betriebs gemäß § 21b Absatz 3 Satz 1 EnWG eingebaut.

3.1.12.3 Messung

Verteilernetzbetreiber

Die in § 21b Absatz 2 Satz 1 Nr. 2 EnWG angegebenen Mindestanforderungen für Messdienstleister wurden von 69 Prozent der antwortenden VNB definiert. Bei 27 Prozent war dies nicht der Fall. Vier Prozent machten keine Angaben. Der Verpflichtung zur Veröffentlichung der Bedingungen für die Verträge gemäß § 3 MessZV kamen 49 Prozent nach, bei 41 Prozent war dies nicht der Fall, zehn Prozent beantworteten diese Frage nicht. 70 Anträge für die Erbringung von Messungen durch Dritte i. S. d. § 21b Absatz 2 Nr. 2 EnWG gingen bei den Befragten im Berichtsjahr 2008 ein. Hiervon wurden zwei Prozent abgelehnt. In einem Fall lag dies an der Nichteinhaltung eichrechtlicher Vorschriften.

Mit 17 Anbietern wurde ein Vertrag/Rahmenvertrag i. S. d. § 3 MessZV geschlossen. In insgesamt elf Netzgebieten haben Dritte als Messdienstleister ihre Leistungen angeboten. In sechs Fällen haben Dritte tatsächlich Messdienstleistungen erbracht.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über derzeitige bzw. zukünftige Aktivitäten im Bereich Messung außerhalb des jeweils eigenen Netzes:

Fragestellung des Monitoring	Ja In Prozent	Nein In Prozent	keine Angabe In Prozent
Sind Sie als Anbieter im Bereich Messung außerhalb Ihres eigenen Netzes aktiv?	1	98	1
Planen Sie im Jahr 2009 als Anbieter im Bereich Messung außerhalb Ihres eigenen Netzes aktiv tätig zu werden?	4	93	3
Sehen Sie Gründe außerhalb Ihres eigenen Netzes nicht aktiv tätig zu werden?	31	62	7

Tabelle 70: Entwicklung der Messung außerhalb des eigenen Netzgebiets

Als Grund, außerhalb des eigenen Netzes nicht aktiv zu werden, gaben 52 Prozent der VNB an, dass sie hierin kein wirtschaftlich attraktives Geschäftsfeld sehen. Weitere 15 Prozent sehen in fehlender Personalkapazität ein Hindernis für diesen Schritt. Wegen nicht vorhandener sonstiger Kapazitäten sehen sieben Prozent sich nicht in der Lage, außerhalb des eigenen Netzes aktiv zu werden. Weiterhin wurden fehlende Rahmenbedingungen und Standards (16 Prozent) und die Tatsache, dass eine Aktivität außerhalb des eigenen Netzes nicht in das jeweilige Geschäftsmodell passt (zehn Prozent), genannt.

Messdienstleister

Die Messdienstleister wurden zunächst zu der jeweiligen Übertragungstechnik bei der Messwertübermittlung befragt. Bei den Übertragungstechniken überwiegen derzeit Verfahren, die analoge Telefonnetze (PSTN -Öffentliche Telefonievermittlungsnetze), digitale Telefonnetze mit dem Standard Integrated Services Digital Network (ISDN) oder digitale Mobilfunknetze mit den Standards General Packet Radio Service (GPRS) und Global System for Mobile Communications (GSM) nutzen. Zähler, die über eine Digital Subscriber Line (DSL) oder Transmission Control Protocol / Internet Protocol (TCP/IP) an das Internet angebunden werden, ermöglichen die Ansicht der Daten in einem persönlichen Online-Bereich über einen Web-Browser, z.B. auf Sekunden-, Minuten-, Wochen-, Monats- und Jahresbasis nebst Kosteninformation. Der M-Bus (Meter-Bus) ist ein Feldbus für die Verbrauchsdatenerfassung. Er ist als eigenständiger Standard etabliert und kann sowohl für die Verwendung über den Zwei-Draht-Bus als auch für die Funkübertragung für Gas-, Strom-, Wärme- und Wasserzähler verwendet werden. Über ein Gateway, welches häufig in einen Stromzähler integriert ist, können die Zählzeiten anderer Zähler über den Gateway-Zähler gesammelt und übertragen werden. Ebenfalls finden Powerline (PLC) und Fernwirktechnik Anwendung.

Außerdem wurden die Messdienstleister befragt, welche Formen der Messwertübermittlung sie anwenden, sofern keine fernauslesbaren oder elektronisch vor Ort auslesbaren Messeinrichtungen zur Anwendung kommen. In diesen Fällen wurden die Messwerte insbesondere direkt vom Messdienstleister oder vom Kunden vor Ort abgelesen; der Kunde übermittelt die Werte seinerseits entweder via Post, Internetportal, E-Mail oder Telefon. In der folgenden Übersicht waren Mehrfachnennungen möglich.

Verfahren der Messwertübermittlung	Anzahl Zählpunkte
direkte Ablesung am Zähler vor Ort durch den Messdienstleister	8.549.186
elektronische Messwertübermittlung (z.B. Internet oder E-Mail)	871.988
postalische Messwertübermittlung	2.390.011
telefonische Messwertübermittlung	806.070
Sonstige	293.423

Tabelle 71: Verfahren der Messwertübermittlung

Die Anzahl der Anträge für die Erbringung von Messungen durch Dritte i. S. d. § 21b Absatz 2 Nr. 2 EnWG, die im Berichtsjahr 2008 gestellt wurden, beträgt 331. In einem Fall wurde ein solcher Antrag durch den Netzbetreiber abgelehnt. Mit insgesamt zehn Netzbetreibern wurde ein Vertrag/Rahmenvertrag i. S. d. § 3 Absatz 3 MessZV geschlossen. In 62 Fällen waren im Berichtsjahr 2008 Messdienstleister in Netzgebieten tätig, in denen sie nicht gleichzeitig Netzbetreiber waren. Diese Messdienstleister führten insgesamt an gut 1,3 Millionen Messeinrichtungen in sämtlichen Netzgebieten Messungen durch.

3.1.13 Veröffentlichungspflichten

Gasnetzbetreiber sind zur Veröffentlichung von wesentlichen Daten und Informationen im Internet verpflichtet. Neben der in §§ 19 und 20 EnWG vorgesehenen allgemeinen Veröffentlichung technischer Daten sowie den Bedingungen für den Netzzugang sind in §§ 20 und 21 GasNZV weitere spezielle Anforderungen aufgeführt. FNB haben zudem weitere Veröffentlichungspflichten zu erfüllen als Betreiber von örtlichen Gasverteilernetzen.

Im Rahmen der Monitoringerhebung wurden die FNB zum Umsetzungsstand der Veröffentlichungen von Kapazitäts- und historischen Lastflussinformationen befragt, da diese für die Einschätzung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit von Transporten auf Basis unterbrechbarer Kapazitäten von entscheidender Bedeutung sind.

3.1.13.1 Veröffentlichungen der Fernleitungsnetzbetreiber

Im Bereich der Veröffentlichungen von Kapazitäten zeigt sich im Vergleich zu 2007 ein unveränderter Umsetzungsstand: 16 von 18 FNB gaben an, für alle Ein- und Ausspeisepunkte die freie Kapazität zu veröffentlichen. Die maximale technische Kapazität sowie die vertraglich vereinbarten festen und unterbrechbaren Kapazitäten wurden von 75 Prozent der FNB für alle Ein- und Ausspeisepunkte veröffentlicht. Diese Informationsbereitstellung ermöglichte insbesondere potentiellen Kunden unterbrechbarer Kapazitäten eine Einschätzung der Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung.

Darüber hinaus lieferten historische Lastflussdaten wichtige Informationen; diese wurden durch die FNB insgesamt schlechter als die Kapazitätsveröffentlichungen erfüllt (siehe folgende Abbildung). Nach § 20 Abs. 1 Nr. 9 GasNZV sind die FNB 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.

Gegenüber 2007 zeigt sich ein deutlich verbesserter Umsetzungsstand. Wie die Abbildung zeigt, wurden die Veröffentlichungen allerdings dadurch eingeschränkt, dass die FNB die Möglichkeit haben, auf Grund entgegenstehender berechtigter Interessen für bestimmte Punkte nur eingeschränkt zu veröffentlichen (gem. Art. 6 Abs. 5 der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 und § 20 Abs. 3 GasNZV). Laut Monitoringerhebung veröffentlichten sechs FNB daher eingeschränkte Kapazitätsinformationen. Dies betraf im deutschen Fernleitungsnetz insgesamt noch 246 Ein- und Ausspeisepunkte, während im Monitoring 2007 noch 336 Punkte betroffen waren. Bei den Informationen zu historischen Lastflüssen sind hingegen mit 187 Punkten gegenüber 2007 mit 129 Punkten mehr Punkte von einer Einschränkung der Veröffentlichung betroffen. 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.

Bei der Bundesnetzagentur sind insgesamt zehn Anträge auf Einschränkung der Veröffentlichung gemäß Art. 6 Abs. 5 FernleitungsVO eingegangen, von denen einer zurückgenommen wurde. Alle Anträge wurden im Sommer 2008 abschließend beschieden, alle Beschlüsse haben Bestandskraft erlangt.

Die FNB hatten für insgesamt 216 Punkte die Einschränkung der Veröffentlichung von Informationen über Kapazitäten (maximale technische, gebuchte und freie Kapazität), Druckanforderungen, historische monatliche Höchst- und Mindestauslastungsraten und/oder jährliche durchschnittliche Lastflüsse beantragt. Die Entscheidungen folgten den im Dezember 2007 von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Entscheidungsgrundsätzen zu Anträgen nach Art. 6 FernleitungsVO. Danach kommt eine Genehmigung nur in Betracht, wenn das Geheimhaltungsinteresse des bzw. der Transportkunden an dem betroffenen Punkt das Interesse der Allgemeinheit an der Veröffentlichung überwiegt. Die Bundesnetzagentur hat nach diesem strengen Maßstab nur für 85 der beantragten Punkte eine Einschränkung der Veröffentlichung genehmigt. Von der Veröffentlichung ausgenommen sind nur Informationen über die maximale 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, bei denen das Vertraulichkeitsinteresse der Transportkunden besonders hoch und das Transparenzbedürfnis geringer ist. Alle Genehmigungen sind maximal bis zum 30.09.2009 befristet. Für 19 Punkte ist die Genehmigung jedoch schon früher entfallen, da die Anzahl der Netznutzer an diesen Punkten in der Zwischenzeit auf drei oder mehr Netznutzer angestiegen ist.

3.1.13.2 Veröffentlichungen der Verteilernetzbetreiber Gas

Die Betreiber von Gasverteilernetzen wurden nach der Veröffentlichung netznutzungsrelevanter Informationen befragt. Im Einzelnen ergibt sich für 2008 folgendes Bild: § 21 Absatz 2 Nr. 1 GasNZV fordert eine ausführliche und umfassende Beschreibung verschiedener angebotener Dienstleistungen. Diese Information wurde von 64 Prozent veröffentlicht, bei 35 Prozent war dies nicht der Fall, ein Prozent machte keine Angabe. Im Vergleich zu 2007 bedeutet dies eine deutliche Verbesserung der Veröffentlichungsquote um etwa 16 Prozentpunkte.

Der in § 21 Absatz 2 Nr. 2 GasNZV geforderten Veröffentlichung der verschiedenen Arten von Verträgen nach § 3 Absatz 2 kommen 84 Prozent nach. Auch hier ist eine Steigerung der Veröffentlichungsquote um ca. fünf Prozentpunkte festzustellen. Von den antwortenden Unternehmen kamen 14 Prozent dieser Veröffentlichungspflicht nicht nach, zwei Prozent machten keine Angabe. Der Verpflichtung zur Veröffentlichung von Verträgen für sonstige Hilfsdienste, die von § 21 Absatz 2 Nr. 3 GasNZV gefordert wird, kommen 23 Prozent nach.

Bei 73 Prozent war dies nicht der Fall und vier Prozent machten keine Angaben, was ungefähr dem Stand aus 2007 entspricht. Die relativ hohe Nein-Quote ergibt sich aus dem Umstand, dass Verträge für sonstige Hilfsdienste nicht von allen VNB angeboten werden. Die Veröffentlichung dieser Daten trägt dazu bei, dass die zur Schaffung eines zunehmenden Wettbewerbs erforderliche Markttransparenz hergestellt wird. Die Bundesnetzagentur wird es deshalb weiterhin als ihre Aufgabe ansehen, bestehende Mängel in diesem Bereich bei den Gasverteilernetzbetreibern ihres Zuständigkeitsbereiches zu beheben.

Erfüllung von Veröffentlichungspflichten gem. GasNZV

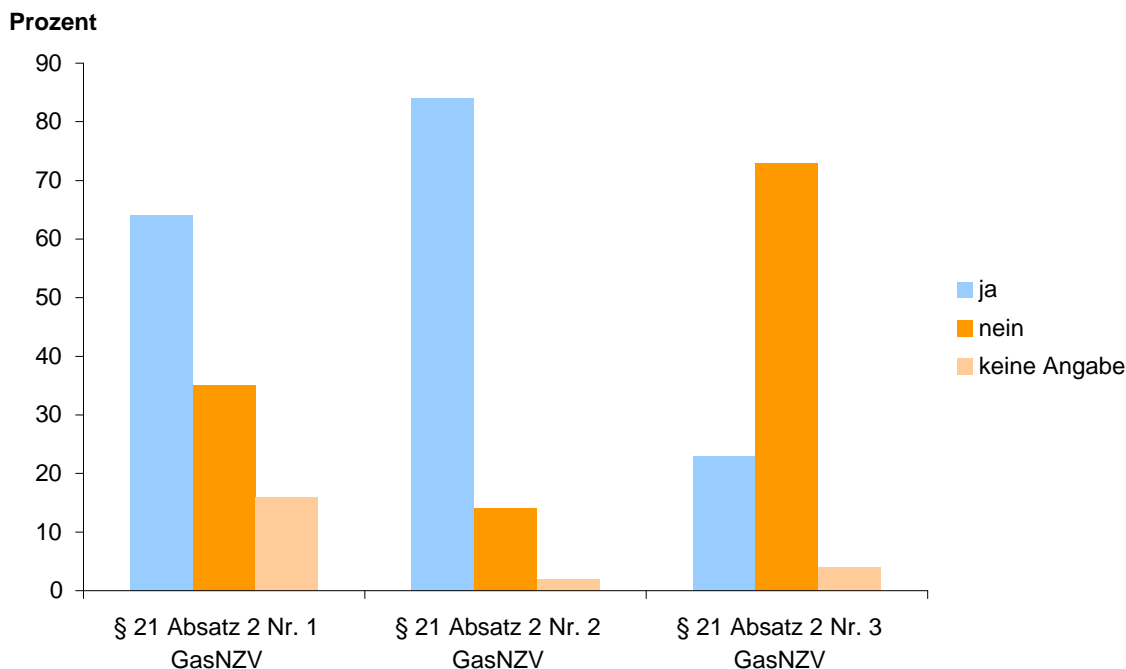


Abbildung 82: Erfüllung von Veröffentlichungspflichten gem. GasNZV

3.2 Wettbewerbliche Themen

3.2.1 Aufkommen und Verwendung von Gas in Deutschland

Für das Berichtsjahr 2008 verwendet die Bundesnetzagentur erstmals die von den Gasnetzbetreibern der Grenzkoppelpunkte gemeldeten Lastflussdaten zur Aufstellung einer Gasbilanz für Deutschland. Die vollständige Marktabdeckung in der Monitoringabfrage 2009 in Verbindung mit einer umfangreichen Plausibilisierung der Daten sowie Erfahrungen aus der engen Zusammenarbeit zwischen Unternehmen und Bundesnetzagentur stellen sicher, dass hier eine besonders valide Datengrundlage vorliegt. Ausgangspunkt für die nachfolgenden Darstellungen sind die an den entsprechenden Messeinrichtungen durch die Netzbetreiber festgestellten physischen Gastransporte¹²⁰. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie veröffentlichte Gasbilanz auf einer Befragung derjenigen Unternehmen basiert, welche Gas nach Deutsch-

¹²⁰ Systembedingt nicht erfasst sind dabei diejenigen Transporte, die über eine Saldierung gegenläufiger Gasflüsse abgewickelt werden und daher an den Grenzkoppelpunkten nicht gemessen werden. Da sich diese Mengen jedoch auf beiden Seiten der Bilanz in gleicher Höhe niederschlagen, sind die anderen Teile der Bilanz bzw. der Im- und Exportabschätzung hiervon nicht betroffen.

land importieren bzw. in andere Länder exportieren. Auf Grund unterschiedlicher Methodik können daher die Werte voneinander abweichen.

Gasbilanz 2008 für Deutschland			
(in TWh)			
Aufkommen von Gas		Verwendung von Gas	
Über Grenzkoppelpunkte nach Deutschland transportiertes Gas	1.511,46	642,58	Über Grenzkoppelpunkte in andere Länder transportiertes Gas
Inlandsförderung	151,62	979,4	Gasausspeisung an Endverbraucher
Biogaseinspeisung	0,40		
Speichersaldo	7,21	48,12	Eigenverbrauch und stat. Abweichungen
Gesamt	1.670,69	1.670,69	Gesamt

Abbildung 83: Gasbilanz 2008 für Deutschland (in TWh)

3.2.1.1 Gasbilanz 2008

Die Gasbilanz für Deutschland ist aufgeteilt auf das Aufkommen von Gas (linke Seite) sowie dessen Verwendungszwecke (rechte Seite).

Das in Deutschland verfügbare Gas stammt zum größten Teil aus ausländischen Quellen und nur zu einem geringeren Teil aus eigener Förderung. Erstmals wird im Monitoring 2009 die Einspeisung von Biogas in das Netz, in Höhe von 0,4 TWh, berücksichtigt. Diese Menge ist zurzeit noch relativ gering, jedoch ist in den nächsten Jahren ein deutlicher Anstieg der Biogaseinspeisung zu erwarten, so dass diese Mengen, ebenso wie die Förderung von Erdgas in Deutschland, auch zukünftig in die Gasbilanz einbezogen werden.

Berücksichtigt wird ebenfalls der Saldo, der sich aus den Füllständen der Gasspeicher ergibt. Im Jahr 2008 wurde mehr Gas aus den deutschen Gasspeichern entnommen als eingespeichert wurde. Der Saldo von 7,2 TWh stand daher für den Verbrauch zur Verfügung. Somit ergibt sich ein Aufkommen von Gas mit einer Gesamtmenge von 1.670,7 TWh im Jahr 2008, welches sich auf drei Verwendungszwecke aufteilt.

Wichtigste Position auf der Verwendungsseite ist der Inlandsverbrauch, also die gesamte Ausspeisemenge von Gas an Letztverbraucher in Deutschland. Im Monitoring 2009 haben die Netzbetreiber eine gesamte Ausspeisemenge von 979,4 TWh gemeldet. Darüber hinaus fließt ein Teil des zur Verfügung stehenden Gases in andere Länder ab. Die Betreiber der Grenzkoppelpunkte haben nach eigenen Angaben im Jahr 2008 insgesamt 642,5 TWh in benachbarte Länder transportiert.

Die dritte Position auf der Verwendungsseite, in Höhe von 48,12 TWh, umfasst sowohl den Eigenverbrauch der Netze als auch die statistische Ungenauigkeit. Eigenverbrauch bezeichnet den Gasverbrauch, der zur technischen Aufrechterhaltung des Betriebes, d.h. zu Zwecken der Gaserzeugung, der Gasspeicherung und des Gastransports notwendig ist. Diese Werte liegen der Bundesnetzagentur für Deutschland bisher nicht vor. Eine Abschätzung der Bundesnetzagentur anhand von im Rahmen der Netzentgeltverfahren gemeldeten Daten zum Treibgasverbrauch der FNB, vergleichbaren Abschätzungen für österreichische Netze und älteren Angaben des BDEW legt nahe, dass der Eigenverbrauch der Netze in Deutschland eine Höhe von zwei bis drei Prozent der gesamten Gasabgabe an Letztverbraucher nicht überschreitet. Der Eigenverbrauch im Berichtsjahr 2008 dürfte daher noch deutlich unter 30 TWh gelegen haben. Die statistische Ungenauigkeit umfasst hauptsächlich die

Abgabemengen der Netzbetreiber, deren Angaben im Rahmen der Monitoringerhebung 2009 nicht vollständig korrekt waren sowie durch Rundungsdifferenzen und die Verwendung verschiedener Maßeinheiten in Deutschland. Dazu kommen geringe Abweichungen, die aus den unterschiedlichen Erfassungszeiträumen (Gaswirtschaftsjahr, Kalenderjahr) resultieren.

3.2.1.2 Import, Export und Transite

Die in der Gasbilanz zum Monitoring 2009 der Bundesnetzagentur verwendeten Gasflüsse an den Grenzkoppelstellen sind nicht mit den Gasim- und exporten gleichzusetzen. Dies ist durch die sog. Transitmengen bedingt, also Gasmengen, die nach Deutschland zwar eingeführt werden, jedoch mit dem Ziel, sie nicht in Deutschland selbst zu verwenden, sondern sie in ein anderes Land weiterzuleiten.

Im Rahmen der Monitoringerhebungen hat sich gezeigt, dass es bei der Ausweisung dieser Transitmengen Unklarheiten gibt, die dazu führen, dass diese Mengen von vielen Unternehmen nicht in allen Fällen richtig zugeordnet werden können. Für das Berichtsjahr 2008 geht die Bundesnetzagentur entsprechend den Daten der Monitoringerhebung daher von folgender Situation aus¹²¹:

Import, Export und Transite 2008			
(in TWh)			
Über Grenzkoppelpunkte nach Deutschland transportiertes Gas	1.511,46	642,58	Über Grenzkoppelpunkte in andere Länder transportiertes Gas
Davon geschätzte Importmenge	1.042,26	173,38	Davon geschätzte Exportmenge
		469,20	
		Geschätzte Transitmenge	

Abbildung 84: Import, Export und Transite 2008 (in TWh)

Diese Aufspaltung der Gasflussmengen in Import, Export und Transite stößt in einem europäischen Binnenmarkt zunehmend an ihre Grenzen. Zum einen sind die Ursprungs- und Zielländer des Gases nicht in jedem Fall klar auszuweisen und somit sind in der Folge Transitmengen nicht eindeutig abgrenzbar. Hinzu kommt die Tatsache, dass das deutsche Netzzugangssystem kein besonderes Regime für Transite vorsieht. Vielmehr wirkt es darauf hin, die Liquidität an den virtuellen Handelspunkten weiter zu erhöhen, indem möglichst viele Handelsgeschäfte von den Grenzkoppelstellen zu den virtuellen Handelspunkten verlagert werden. Die vorgenommene Abschätzung der Transitmengen ist hier daher nur der Vollständigkeit halber angegeben.

Die Bundesnetzagentur verwendet für den Monitoringbericht 2009 in Folge jedoch in erster Linie die Gasflüsse. Ausschließlich zur Abschätzung der Verteilung des Gases auf Ursprungs- und Zielländer und den Berechnungen der Dominanzmethode werden die Angaben der Im- und Exportunternehmen herangezogen.

Entsprechend der Angaben der Im- und Exporteure für Gas ergeben sich die folgenden Aufteilungen:

¹²¹ Die Bundesnetzagentur geht nach mehreren Gesprächen mit Unternehmen davon aus, dass sich die Unklarheiten insbesondere auf die Einfuhr von Gas nach Deutschland beschränken. Die angegebenen Import-, Export- und Transitmengen basieren daher auf einer Berechnung der Gasflüsse und den von den Exporteuren angegebenen Exportmengen.

Gasimporte nach Herkunftsländern

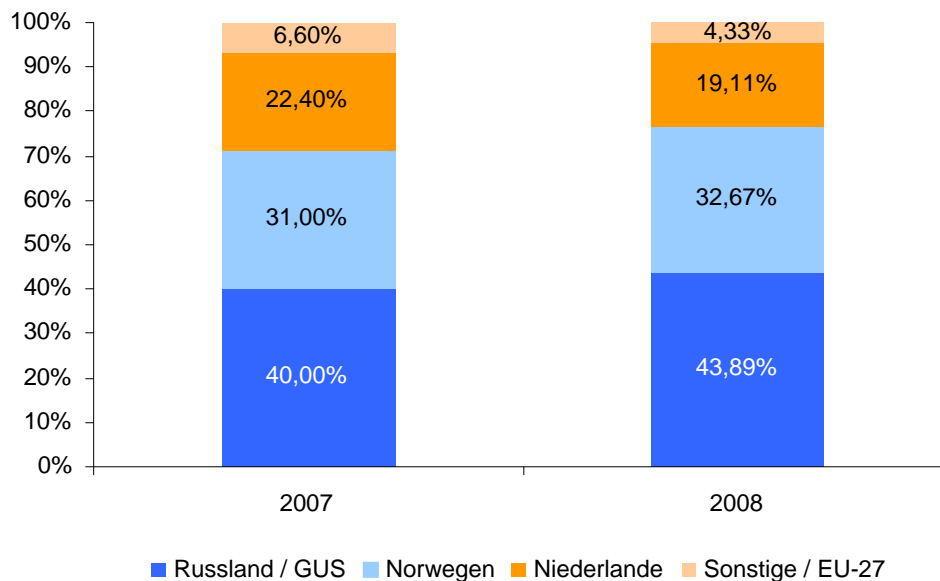


Abbildung 85: Gasimporte nach Herkunftsländern (Quelle: BAFA)¹²²

Bei der Betrachtung der Anteile der Gasimporte nach Herkunftsländern ist zu berücksichtigen, dass durch die Gaskrise zwischen Russland und der Ukraine eine temporäre Verschiebung der Gasflüsse in Europa ausgelöst wurde (siehe hierzu Kapitel 3.3 Versorgungssicherheit Gas).

Langfristige Trends sind jedoch bei den Gasflüssen zu erwarten, die Großbritannien und die Niederlande betreffen. Während die Fördermengen in den Niederlanden seit 1991 relativ konstant geblieben sind, ist die Förderung in Großbritannien deutlich zurückgegangen. Dadurch hat sich das Land von einem Anbieter von Gas zu einem Nachfrager gewandelt. Hieraus ergeben sich Veränderungen in den Gasflüssen, in der Verfügbarkeit und dem Angebot von Gas auf den einzelnen Handelspunkten, die auch Auswirkungen auf den deutschen Markt haben können. Die Erschließung neuer Erdgasvorkommen, z.B. in den Niederlanden, kann hier jedoch erneut zu einer Verschiebung der Gasflüsse führen.

¹²² Durch eine Veränderung der Abfragesystematik im Monitoring 2008 können die Werte aus den Jahren vor 2007 nicht im Vergleich dargestellt werden.

Erdgasförderung in Europa von 1991 bis 2008 (Auswahl)

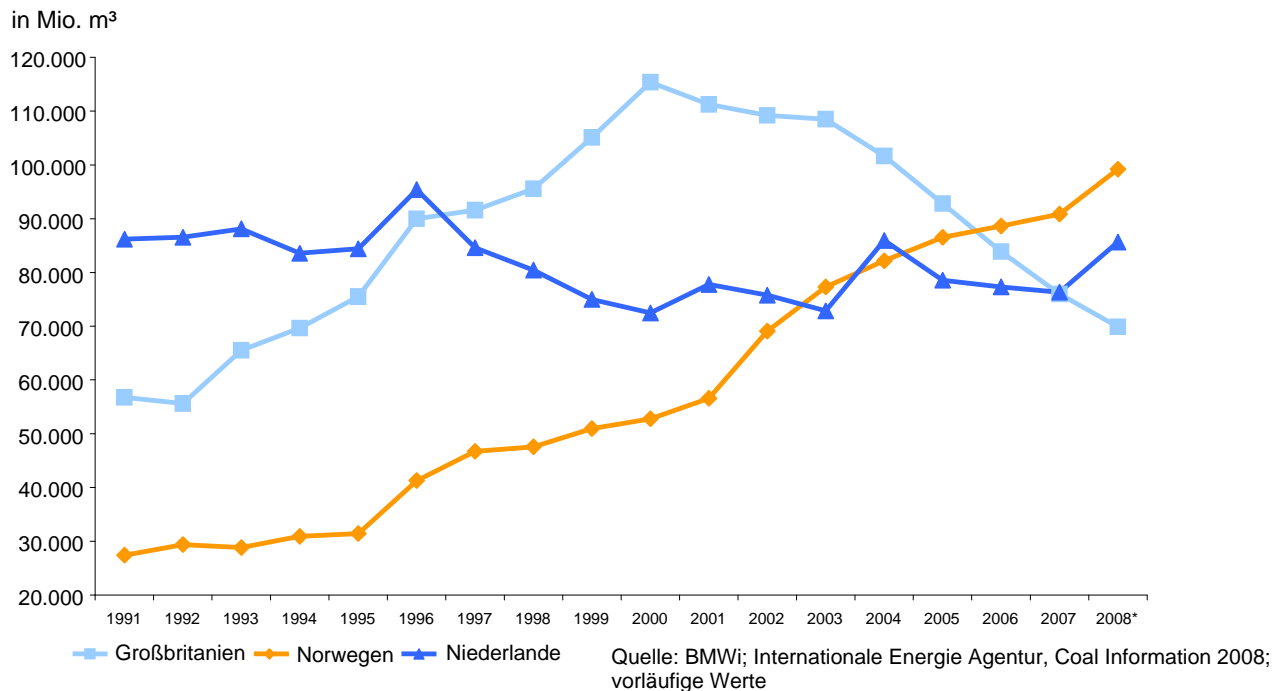


Abbildung 86: Erdgasförderung in Europa von 1991 bis 2008

Die leicht gestiegene Anzahl an Unternehmen, die im Berichtsjahr 2008 als Gasimporteure im deutschen Markt tätig gewesen sind, ist verhalten positiv zu bewerten. Eine höhere Anzahl an Marktakteuren kann die Belebung des Wettbewerbes an den deutschen Handelspunkten weiter verstärken und die Liquidität an den von den Importeuren genutzten Handelspunkten erhöhen.

Anzahl der aus den jeweiligen Herkunftsländern des Gases importierenden Unternehmen

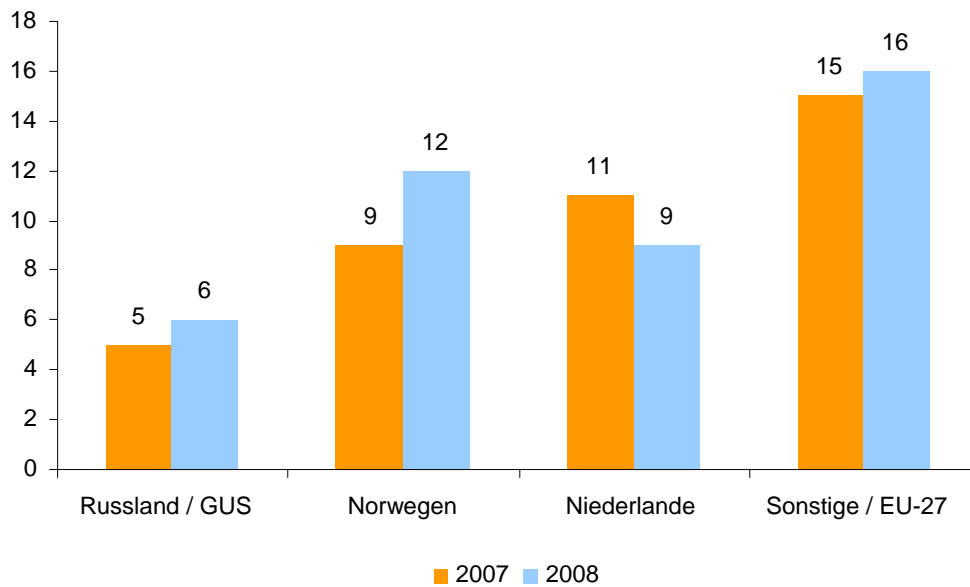


Abbildung 87: Anzahl der aus den jeweiligen Herkunftsländern des Gases importierenden Unternehmen¹²³

Der Export von Gas hat, wie auch bereits in den Vorjahren, weiterhin zugenommen, wobei die Aufteilung der Mengen auf EU-27 und andere Länder nahezu unverändert geblieben ist.

Gasexporte nach Zielländern

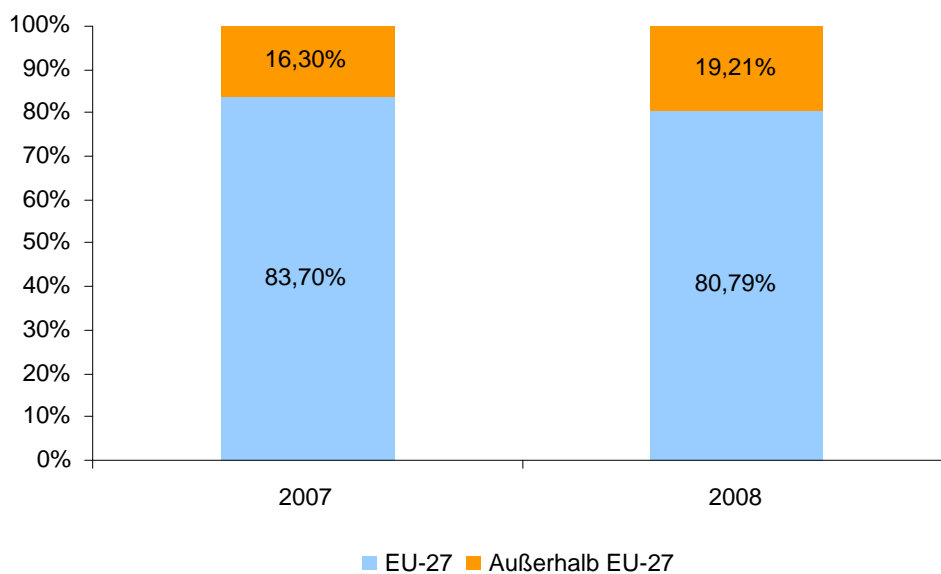


Abbildung 88: Gasexporte nach Zielländern

¹²³ Durch eine Veränderung der Abfragesystematik im Monitoring 2008 können die Werte aus den Jahren vor 2007 nicht im Vergleich dargestellt werden.

Die Anzahl¹²⁴ der als Exporteure von Gas tätigen Unternehmen hat sich gegenüber dem Berichtsjahr 2007 nur leicht verändert.

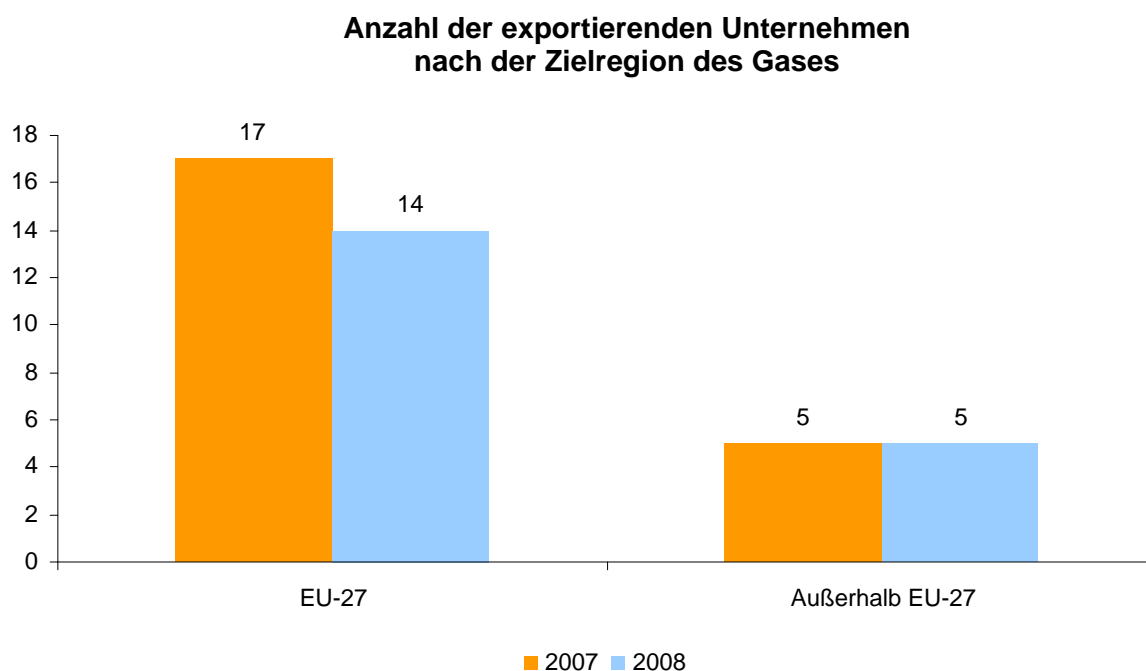


Abbildung 89: Anzahl der exportierenden Unternehmen nach der Zielregion des Gases

Sowohl bei der Erfassung der Importe als auch bei der Erfassung der Exporte muss zukünftig berücksichtigt werden, dass es durch den verstärkten Binnenhandel in Europa und durch den Ausbau der Handelsplätze in verschiedenen Ländern zunehmend schwierig wird, Gasflüsse zu verfolgen und Herkunftsländer eindeutig zu bestimmen. So verfügen Unternehmen, die Gas an Handelsplätzen in Europa einkaufen, nicht mehr in allen Fällen über Informationen bezüglich der eigentlichen Herkunftsländer. Die Bundesnetzagentur prüft zurzeit, wie die Erfassung der Im- und Exporte für zukünftige Monitoringberichte verbessert bzw. präzisiert werden könnte.

3.2.1.3 Inlandsförderung

Die inländische Erdgasproduktion ist nach Angaben des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) im Berichtsjahr 2008 um neun Prozent auf 15,5 Milliarden m³ bzw. 151,6 TWh zurückgegangen. Der WEG gibt in seinem Jahresbericht 2008 dafür zwei Ursachen an:

- Die Produktionskapazitäten in älteren Feldern gehen lagerstättenbedingt zurück und konnten nur teilweise durch neue Bohrungen wieder ausgeglichen werden.
- Zusätzlich ist es in einigen Feldern zu einer stärkeren Verwässerung gekommen als ursprünglich erwartet worden ist. Dies hat Einfluss auf die Produktion und auf die Reservenentwicklung.

¹²⁴ Bedingt durch eine Nachmeldung erhöhte sich die Zahl der Unternehmen für 2007 von 16 auf 17 Exporteure.

Erdgasförderung in Deutschland

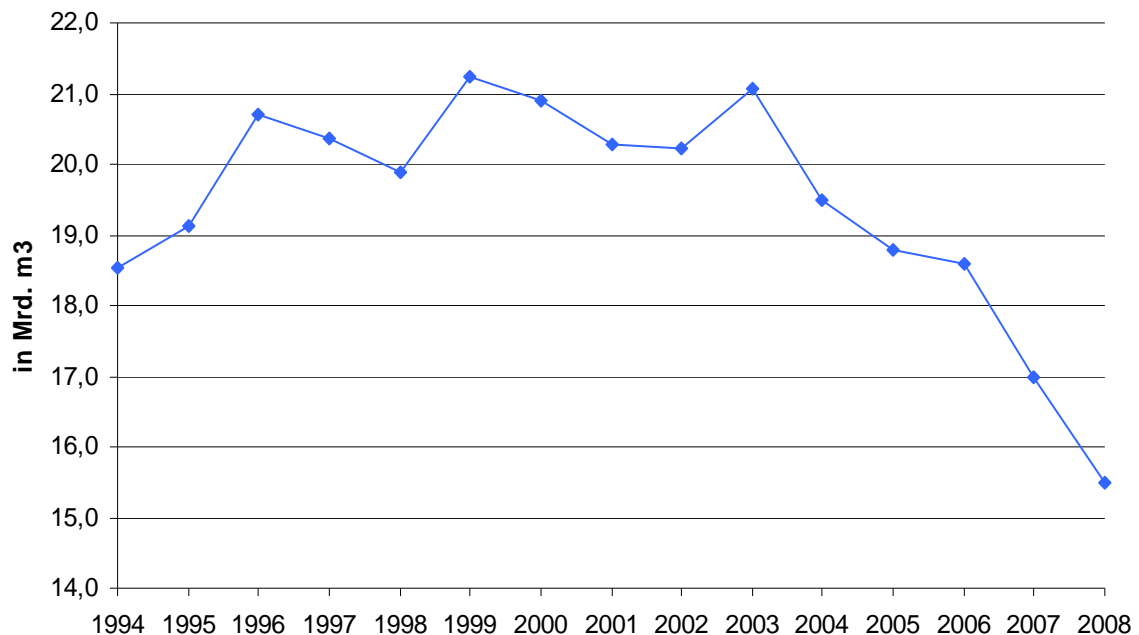


Abbildung 90: Entwicklung der Erdgasförderung in Deutschland seit 1994. Quelle: WEG Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V.

Für Deutschland bedeutet dies, dass der Gasbedarf in zunehmendem Maße durch Importe aus dem Ausland gedeckt werden muss. Eine Kompensation der rückläufigen Fördermengen durch die Einspeisung von Biogas ist in den nächsten Jahren noch nicht zu erwarten.

3.2.1.4 Anteile der größten Unternehmen an Erdgas-Import, -Export, -Förderung, Gasabgabe an Letztverbraucher und Speicher-Arbeitsgasvolumen

Anteile der größten Unternehmen am Erdgas-Import

Gemäß den Meldungen von 24 Importeuren im Rahmen des Monitoring 2009 erfolgten 65 Prozent der Erdgas-Importe durch deutsche Unternehmen (deutsche Anteilseigner > 50 Prozent) und 35 Prozent durch ausländische Unternehmen. Der Anteil der drei größten Unternehmen am Gesamtimport gemäß der Dominanzmethode¹²⁵ im Jahr 2008 betrug ebenso wie in 2007 66 Prozent, der Anteil der fünf größten Unternehmen betrug 81,6 Prozent. Die Anteile hielten sich damit gegenüber 2006 und 2007 auf etwa gleichem Niveau (siehe nachfolgende Abbildung)

¹²⁵ Die Dominanzmethode ordnet die Abgabemenge beherrschter (konsolidierter) Unternehmen den jeweiligen beherrschenden Unternehmen zu, es erfolgt eine Zurechnung zu 100 Prozent. Gemeinschaftsunternehmen bei einem Beteiligungsverhältnis von 50 Prozent zu 50 Prozent werden jeweils hälftig zugerechnet. Vgl. hierzu auch 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.

Anteile der größten Unternehmen am Erdgas-Import 2006 bis 2008

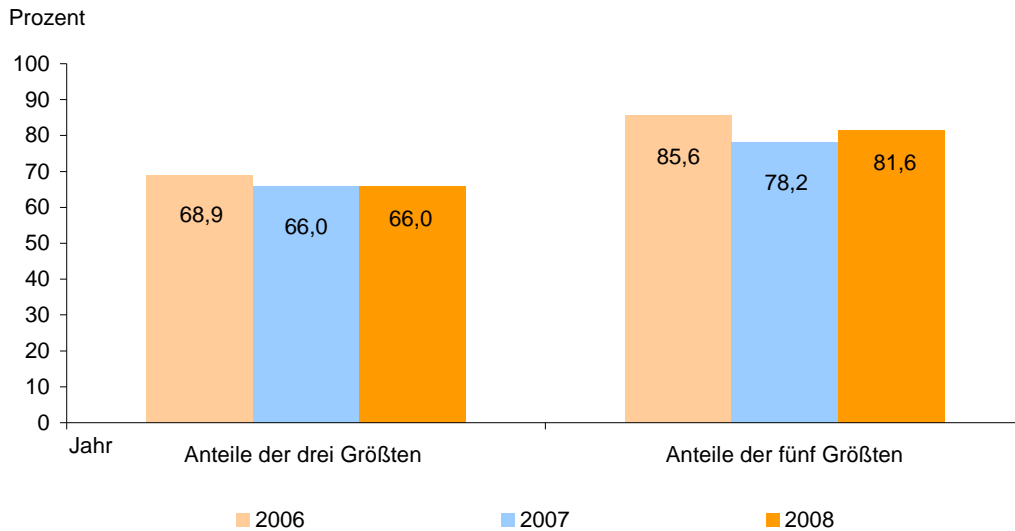


Abbildung 91: Anteile der größten Unternehmen am Erdgas-Import 2006 bis 2008

Die Struktur der Gruppe der fünf größten am Erdgas-Import beteiligten Unternehmen ist dadurch gekennzeichnet, dass von 2006 - 2008 jeweils die gleichen deutschen Unternehmen präsent waren, während es sich bei den ausländischen Importeuren dieser Gruppe im gleichen Zeitraum jährlich um unterschiedliche Unternehmen handelte.

Der Anteil deutscher Unternehmen aus der Gruppe der größten fünf Importeure an der Gesamtimportmenge Gas hat sich seit 2006 jährlich vermindert (siehe folgende Abbildung).

Anteile der deutschen und ausländischen Unternehmen innerhalb der Gruppe der größten fünf am Erdgas-Import beteiligten Unternehmen 2006 bis 2008

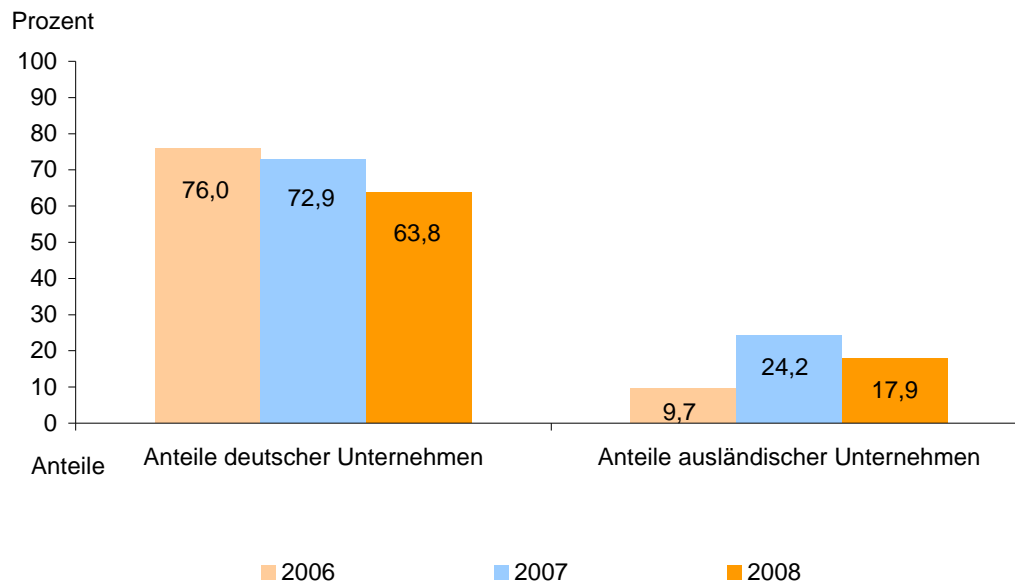


Abbildung 92: Anteile der deutschen und ausländischen Unternehmen innerhalb der Gruppe der größten fünf am Erdgas-Import beteiligten Unternehmen 2006 bis 2008

Anteile der größten Unternehmen am Erdgas-Export

Gemäß den Angaben von 14 Exporteuren im Rahmen des Monitoring 2009 ergibt sich nach Hochrechnung der importierten Mengen nach der Dominanzmethode auf die jeweiligen dominanten Unternehmen ein Anteil deutscher Unternehmen am Gesamtexport Gas in Höhe von 79,4 Prozent. Der Anteil ausländischer Unternehmen am Gasexport beträgt 20,6 Prozent im Berichtsjahr 2008. Als Ergebnis der Hochrechnung der Exportmengen nach Dominanzmethode auf die dominanten Anteilseigner ergibt sich ein Anteil der drei größten Unternehmen am Gesamtexport Gas von 70,9 Prozent in 2006 und von 64,3 Prozent im Jahr 2007. Im Berichtsjahr 2008 beträgt dieser Anteil 73,5 Prozent. Die fünf größten Unternehmen nehmen im Berichtsjahr 2008 einen Anteil von 89,6 Prozent am Gesamtexport Gas ein. Gegenüber den Vorjahren ist bei den größten Fünf ein leichter Anstieg der Anteile am Gesamtexport Gas zu verzeichnen (2006: 83 Prozent; 2007 84,3 Prozent).

Strukturell ist die Gruppe der größten fünf Exporteure dadurch gekennzeichnet, dass sowohl bei den deutschen Unternehmen als auch bei den ausländischen Unternehmen seit 2006 jährlich unterschiedliche Unternehmen zu verzeichnen sind. Auch differiert die Höhe der Anteile am Gesamtexport Gas dieser Unternehmen jährlich stark.

Anteile der größten Unternehmen am Erdgas-Export 2006 bis 2008

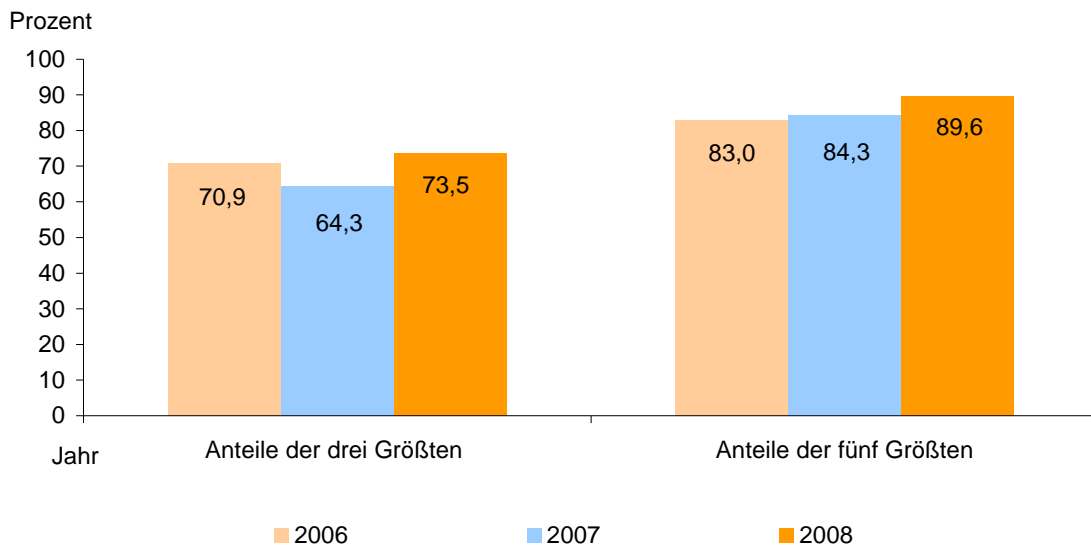


Abbildung 93: Anteile der größten Unternehmen am Erdgas-Export 2006 bis 2008

Der Anteil der deutschen Unternehmen in der Gruppe der größten fünf Gasexporteure an der Gesamtexportmenge veränderte sich von 2006 mit 44,5 Prozent auf 75,2 Prozent im Jahr 2007 und betrug 72,5 Prozent im Berichtsjahr 2008. Dagegen stellten die ausländischen Unternehmen in der Gruppe der größten fünf Unternehmen einen Anteil am Gesamtexport von 32,4 Prozent im Jahr 2006, von neun Prozent im Jahr 2007 und von 17,1 Prozent im Berichtsjahr 2008.

Anteile der deutschen und ausländischen Unternehmen innerhalb der Gruppe der größten fünf am Erdgas-Export beteiligten Unternehmen 2006 bis 2008

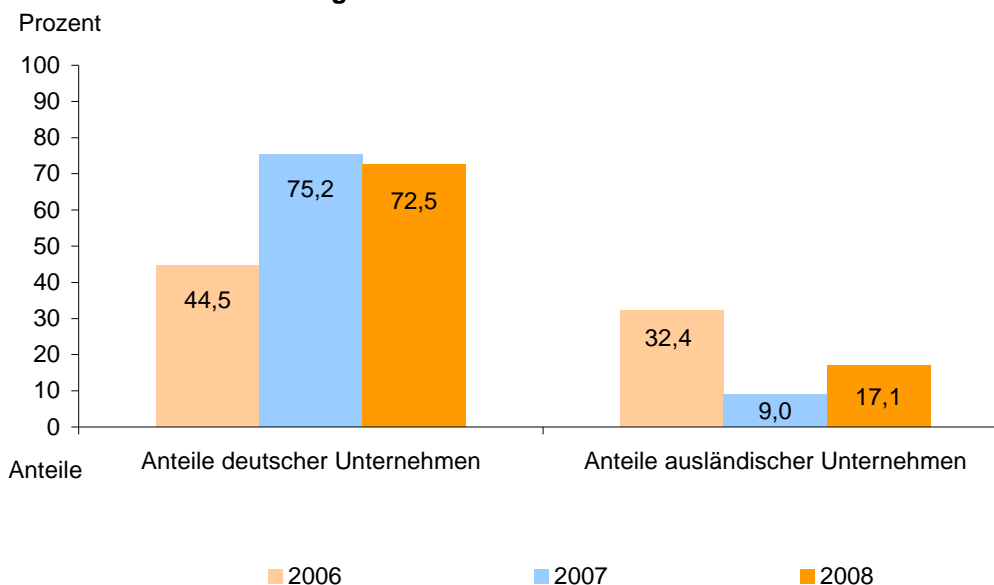


Abbildung 94: Anteile der deutschen und ausländischen Unternehmen innerhalb der Gruppe der größten fünf am Erdgas-Export beteiligten Unternehmen 2006 bis 2008

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 (Konzernmutter-) Unternehmen zuzuordnen.¹²⁶ Die Anteile der diesen Muttergesellschaften mittels der Dominanzmethode zugeordneten Gasmengen sind der folgenden Tabelle zu entnehmen. Anzumerken ist, dass sich 2008 gegenüber den Vorjahren 2006 und 2007 hier nur minimale Veränderungen ergeben haben.

¹²⁶ Die Zurechnung der Fördermengen zu den Unternehmen erfolgt mittels der Dominanzmethode. Dabei beruht die Auswertung auf Daten des WEG (Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung): „Erdgasförderung nach konsortialer Beteiligung, Fakten und Trends“ Statistischer Bericht 2008, S. 7.

Anteile der größten Unternehmen an der inländischen Erdgas-Förderung

Dominante Unternehmen	Fördermenge (in TWh) ¹²⁷	Anteile, gerundet (in Prozent)
Exxon Mobil Corporation, Irving	70,4	46
Royal Dutch Shell PLC, Den Haag	33,7	22
RWE Aktiengesellschaft	21,2	14
Gaz de France, Paris	14,4	10
BASF SE	10,9	7
Deutz Aktiengesellschaft	0,3	< 1
GDPS, Katar	0,3	< 1
EWE Aktiengesellschaft	0,1	< 1
sonstige	0,0007	< 1
Gesamtförderung	151,5	

Tabelle 72: Anteile der größten Unternehmen an der inländischen Erdgas-Förderung in 2008

Die drei größten Unternehmen nehmen im Berichtsjahr 2008 einen Anteil an der inländischen Gesamtförderung in Höhe von gut 82 Prozent ein, ebenso wie in den Vorjahren 2006 und 2007. Auch bei den fünf größten Unternehmen bleibt es wie in den Vorjahren bei einem Anteil von ca. 99 Prozent. Der Anteil wirtschaftlich berechtigter deutscher dominanter Unternehmen an der Inlandsproduktion beträgt für 2008 zusammen ca. 21 Prozent, für 2007 und 2006 ca. 20 Prozent.

Anteile der größten Unternehmen an der Gasabgabe an Letztverbraucher

Entsprechend den Monitoring-Meldungen von 658 Großhändlern und Lieferanten zur Gasabgabe an Letztverbraucher im Berichtsjahr 2008 wurden im Ergebnis der Berechnung nach der Dominanzmethode ca. 96 Prozent der Gasmengen an Letztverbraucher von deutschen Unternehmen und ca. vier Prozent von ausländischen Unternehmen geliefert. Für die jeweiligen Unterkategorien stellt sich die Situation für das Berichtsjahr 2008 wie in nachfolgender Tabelle angegeben dar:

¹²⁷ Die Umrechnung m³ in TWh erfolgte auf der Basis des oberen Heizwertes (=Brennwert).

**Anteile deutscher und ausländischer Großhändler und Lieferanten
an der Gasabgabe an Letztverbraucher 2008**

Kategorie	Gasabgabe an Letztverbraucher 2008 (in TWh)	Anteil deutscher Unternehmen (in Prozent)	Anteil ausländischer Unternehmen (in Prozent)
≤ 300 MWh/Jahr	331,34	98,88	1,12
> 300 bis ≤ 10.000 MWh/Jahr	114,86	99,19	0,81
> 10.000 bis ≤ 100.000 MWh/Jahr	99,24	96,72	3,28
> 100.000 MWh/Jahr	264,92	93,05	6,95
Gaskraftwerke	166,79	92,76	7,24
Gastankstellen	2,25	71,92	28,08
Gesamt	979,4	96,04	3,96

Tabelle 73: Anteile deutscher und ausländischer Großhändler und Lieferanten an der Gasabgabe an Letztverbraucher 2008

Die Entwicklung der Anteile ausländischer Unternehmen an der Gasabgabemenge an Letztverbraucher in den Jahren 2006 bis 2008 bewegt sich seit 2006 zwischen drei und vier Prozent. Mit einer Erhöhung von 3,27 Prozent im Jahr 2006 und auf 3,96 Prozent im Jahr 2008 (2007:3,75 Prozent) ist eine leichte Steigerung der Anteile ausländischer Unternehmen mit Beteiligungen von > 50 Prozent zu beobachten.

**Anteile ausländischer Großhändler und Lieferanten an der
gesamten Gasabgabemenge an Letztverbraucher
2006 bis 2008
(in Prozent)**

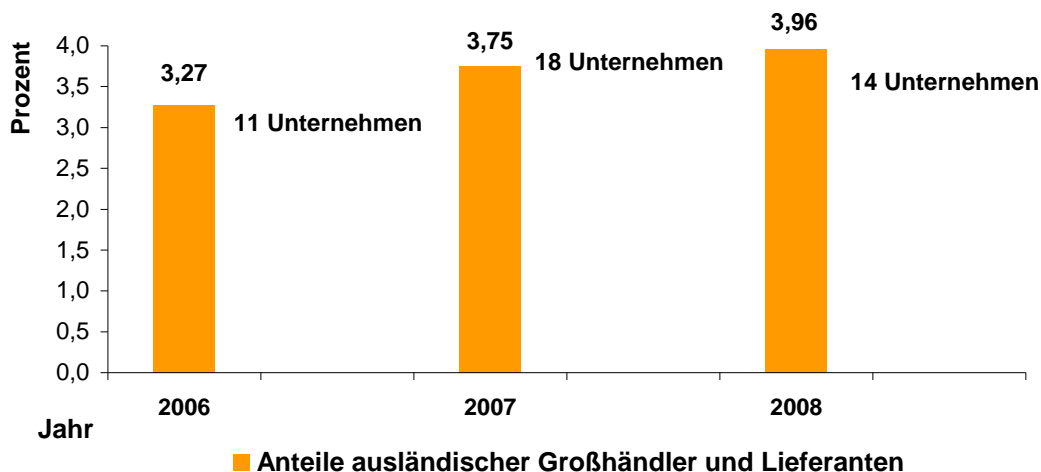


Abbildung 95: Anteile ausländischer Großhändler und Lieferanten an der gesamten Gasabgabemenge an Letztverbraucher 2006 bis 2008

Ausgehend von elf ausländischen Unternehmen mit beherrschenden Beteiligungen in Deutschland beim Gasabsatz an Letztverbraucher im Jahr 2006 erhöhte sich die Anzahl auf 18 Unternehmen im Jahr 2007, während im Jahr 2008 die Anzahl auf 14 Unternehmen zurückging.

Der Anteil der drei größten Großhändler und Lieferanten an der Gasabgabemenge an Letztverbraucher im Jahr 2008 betrug ca. 35 Prozent, der Anteil der fünf größten Unternehmen betrug ca. 44 Prozent. Nach einem leichten Absinken der Anteile der Größten im Jahr 2007, wiesen diese im Berichtsjahr 2008 annähernd das gleiche Niveau wie im Jahr 2006 auf (siehe nachfolgende Abbildung). 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 zu verzeichnen. Zudem handelte es sich von 2006 - 2008 stets um die gleichen drei bzw. fünf deutschen Unternehmen in der Gruppe der Größten, die auch hinsichtlich der Größenordnung der Gasabgabemengen in allen drei Jahren etwa gleiches Niveau hielten.

Anteile der größten Großhändler und Lieferanten an der gesamten Gasabgabemenge an Letztverbraucher 2006 bis 2008

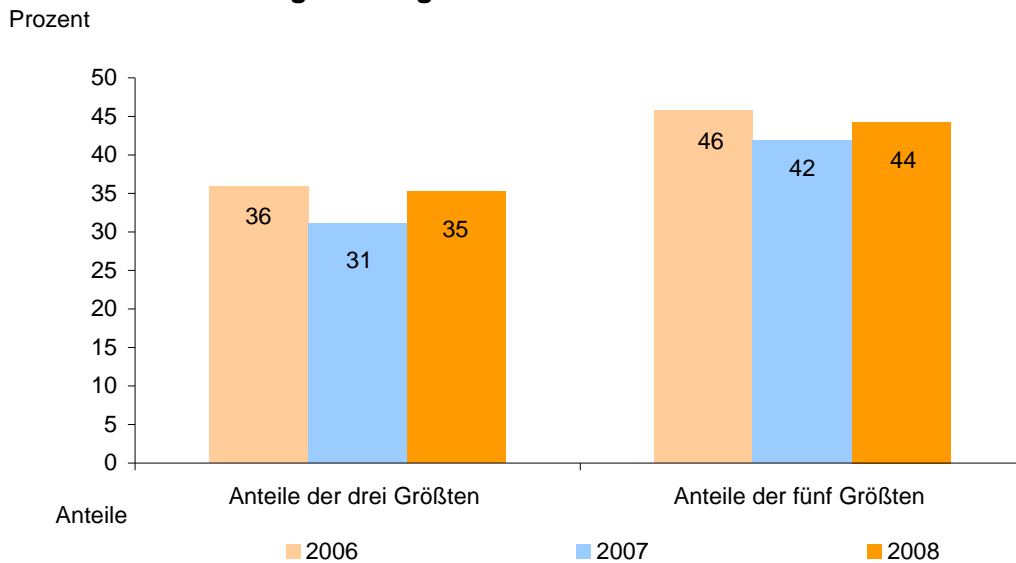


Abbildung 96: Anteile der größten Großhändler und Lieferanten an der Gasabgabemenge an Letztverbraucher 2006 bis 2008

Dagegen weisen die Gruppen der größten Großhändler und Lieferanten bei der Gasabgabe an die Letztverbraucher der einzelnen Unterkategorien sehr unterschiedliche Strukturen auf. So waren unter den größten Fünf bei der Belieferung der Verbraucherkategorie ≤ 300 MWh in den letzten drei Jahren auch große Stadtwerke präsent, während die Belieferung der Bereiche der Großverbraucher und Gaskraftwerke von den Unternehmen erfolgte, die auch die Gruppe der größten Fünf bei der Gesamtgasabgabe an Letztverbraucher bildeten. Ein einziges ausländisches Unternehmen nimmt 2008 mit Abstand (Anteil: 26,6 Prozent) einen vorderen Platz in der Gruppe der fünf Größten bei der Gasabgabe an den Verbrauchssektor Gastankstellen ein. In den beiden folgenden Darstellungen sind die Entwicklungen bei der Belieferung von Gas pro Verbraucherkategorie der größten drei sowie der größten fünf Unternehmen von 2006 - 2008 dargestellt.

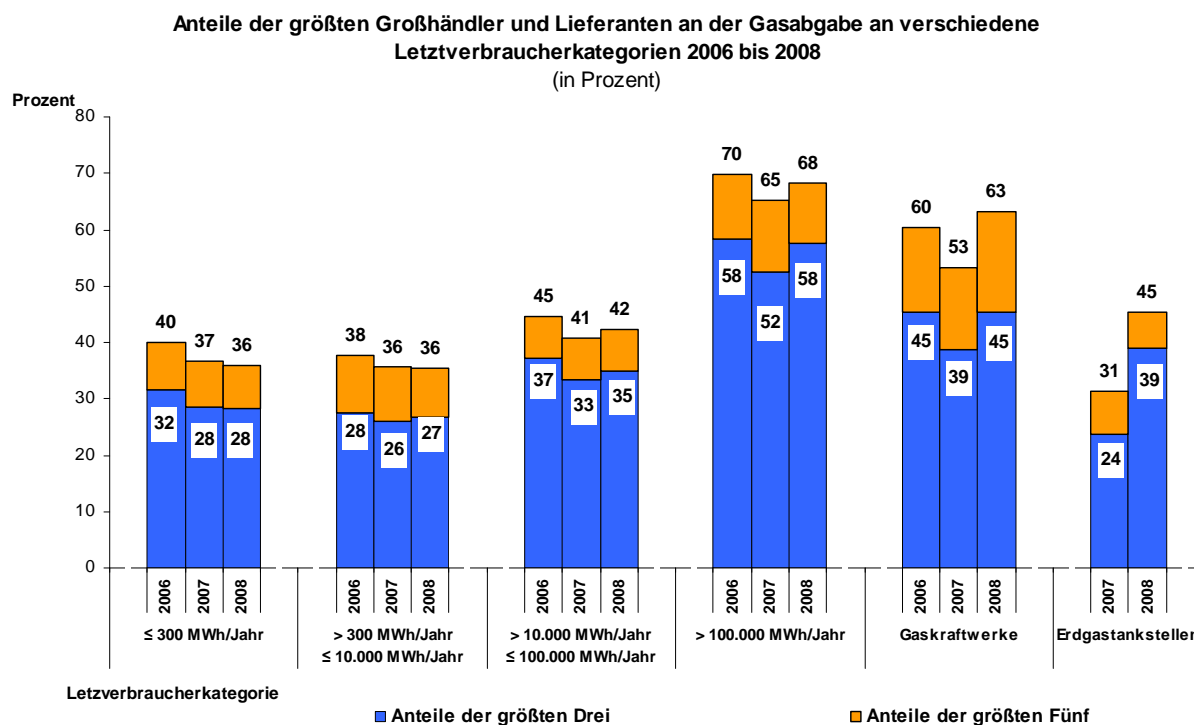


Abbildung 97: Anteile der größten Großhändler und Lieferanten an der Gasabgabe an verschiedene Letztverbraucherkategorien 2006 bis 2008

Anteile der größten Gasspeicherbetreiber am maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen

Gasspeicher haben in Deutschland auf Grund des geringen Eigenaufkommens an Erdgas eine besondere Bedeutung bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Insbesondere tragen sie zur Ausgewogenheit von Angebot und Nachfrage bei. Auf Grund des vernachlässigbar kleinen Anteils von Übertage-Gasspeichern am Gesamtarbeitsgasvolumen (0,17 Prozent in 2008) erfolgte die Berechnung der Anteile nach der Dominanzmethode am maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen für 2008 ausschließlich bezogen auf Untertage-Gasspeicher und deren Betreiber.

Im Ergebnis verfügten insgesamt 18 beherrschende Untertage-Gasspeicherbetreiber im Berichtsjahr 2008 über ein nutzbares Arbeitsgasvolumen in Höhe von 189,9 TWh,¹²⁸ davon H-Gas in Höhe von 90,6 Prozent und L-Gas in Höhe von 9,4 Prozent. Gemessen an der im Jahr 2008 an Letztverbraucher abgegebenen Gasmenge von 979,4 TWh bzw. 19,4 Prozent.

Der Anteil der zwölf deutschen Untertage-Gasspeicherbetreiber beträgt im Berichtsjahr 86,5 Prozent. Der Anteil von sechs ausländischen beherrschenden Untertage-Gasspeicherbetreibern umfasst 13,5 Prozent am maximal nutzbaren Arbeitsgas.

¹²⁸Die Umrechnung m³ in TWh erfolgte auf der Basis des oberen Heizwertes (=Brennwert).

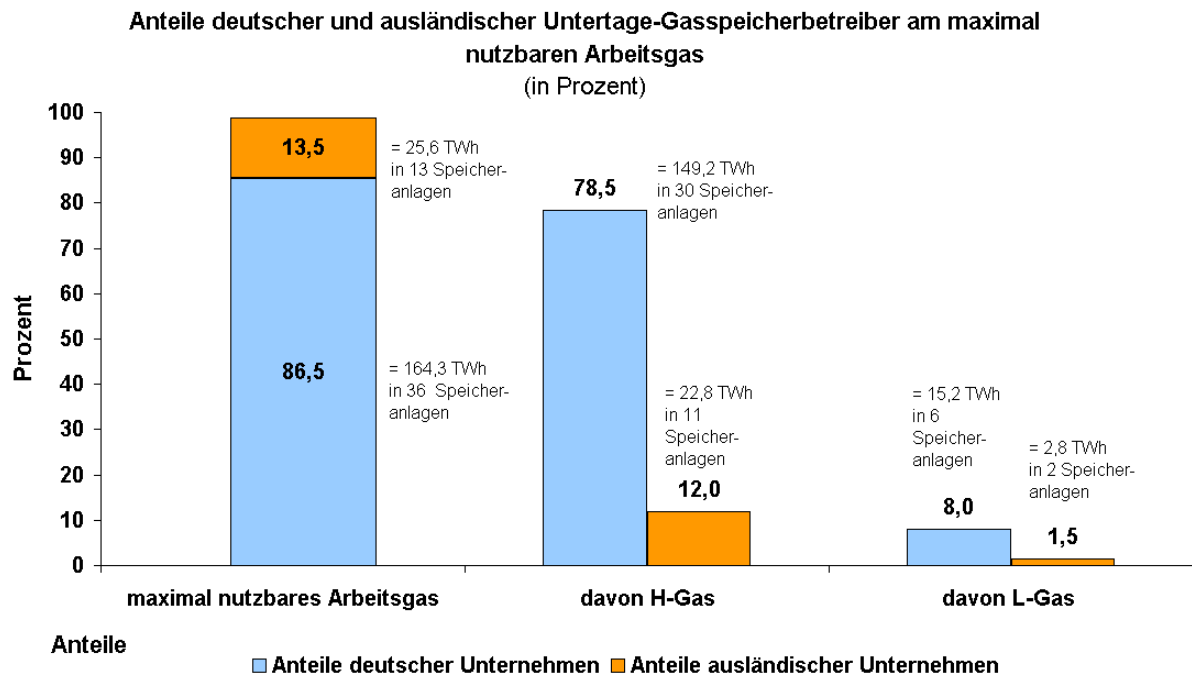


Abbildung 98: Anteile deutscher und ausländischer Untertage-Gasspeicherbetreiber am maximal nutzbaren Arbeitsgas

Die drei größten Untertage-Gasspeicherbetreiber verfügten im Berichtsjahr 2008 über 62,8 Prozent am maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen. Hinsichtlich der Gasqualität betrugen die Anteile der drei Größten 60,7 Prozent bei H-Gas und 2,1 Prozent bei L-Gas.

Die fünf größten Untertage-Gasspeicherbetreiber hatten einen Anteil von 82,4 Prozent am maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen. Bezogen auf die Gasqualität weisen sie Anteile von 74,8 Prozent bei H-Gas und 7,6 Prozent bei L-Gas auf (siehe folgende Abbildung).

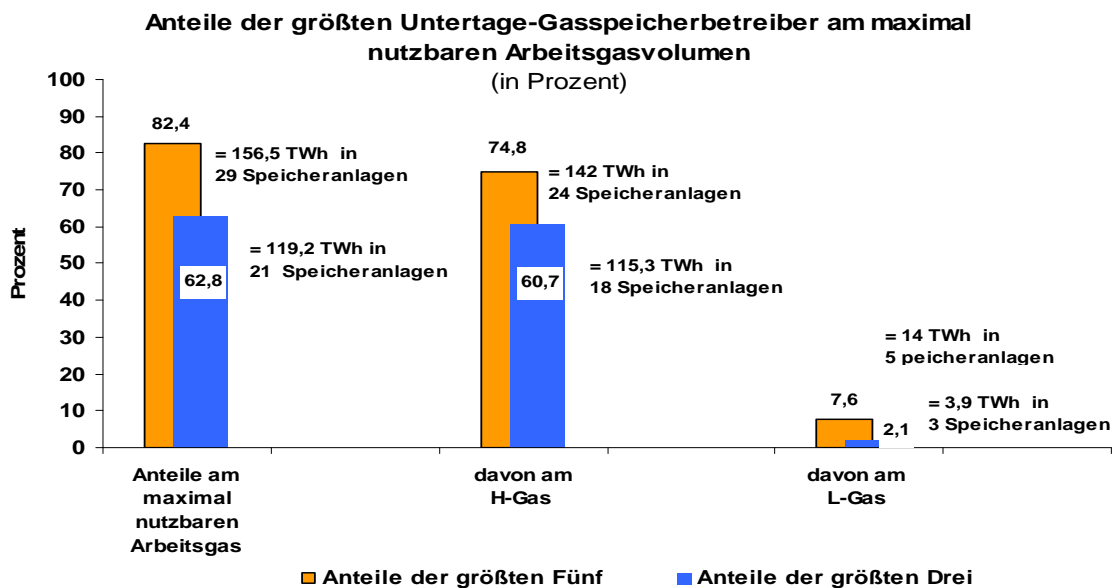


Abbildung 99: Anteile der größten Untertage-Gasspeicherbetreiber am maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen

Die Struktur der Gruppen der größten Speicherbetreiber wird völlig durch nationale Unternehmen bestimmt, das betrifft sowohl die Gruppe der größten drei als auch die Gruppe der größten fünf Untertage-Gasspeicherbetreiber.

Fazit

Im Rahmen der Ermittlung der Marktanteile der größten Unternehmen in den Bereichen Erdgasförderung, Gas-Import, -Export, Untertagespeicher-Arbeitsgasvolumen und Gasabgabe an Letztverbraucher im Jahr 2008 wurden die Mehrheitsbeteiligungen von ca. 800 Unternehmen, die am Monitoring 2009 teilnahmen, analysiert und die entsprechenden Marktanteile den konsolidierten Mutterunternehmen zugeordnet.

Nach Berechnung der Marktanteile der Unternehmen in elf untersuchten Bereichen des Gasmarktes entsprechend der Dominanzmethode waren in den Gruppen der größten Drei über alle Marktkategorien in 2008 insgesamt elf Unternehmen präsent, darunter vier ausländische Unternehmen. Bei Betrachtung der Verteilung der Präsenz der Unternehmen in den Gruppen der größten Drei über alle Marktkategorien (siehe folgende Abbildung) ist festzuhalten, dass ein Unternehmen in neun, ein Unternehmen in acht Kategorien und ein Unternehmen in fünf Kategorien in der Gruppe der größten Drei vertreten waren.

Verteilung der Präsenz der Unternehmen innerhalb der Gruppen der größten Drei in den Sektoren des Gasmarktes 2008

Unternehmen	Förderung	Import	Export	Speicher	Gasabgabe an LV gesamt	Gasabgabe an LV ≤ 300 MWh/Jahr	Gasabgabe an LV > 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	Gasabgabe an LV > 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	Gasabgabe an LV > 100.000 MWh/Jahr	Gasabgabe an Gaskraftwerke	Gasabgabe an Erdgastankstellen
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
EON AG											
RWE Aktiengesellschaft											
BASF SE											
Royal Dutch Shell PLC											
EWE Aktiengesellschaft											
VNG - Verbundnetz Gas Aktiengesellschaft											
Exxon Mobil Corporation											
Statoil ASA											
GASAG Berliner Gaswerke Aktiengesellschaft											
EnBW Energie Baden-Württemberg AG											
Veolia Environnement S. A.											

LV = Letztverbraucher

Abbildung 100: Verteilung der Präsenz der Unternehmen innerhalb der Gruppen der größten Drei in den Sektoren des Gasmarktes

Über alle Marktkategorien hinweg waren in 2008 in den Gruppen der größten Fünf insgesamt 16 Unternehmen präsent, darunter fünf ausländische Unternehmen (siehe folgende Abbil-

derung). Zwei Unternehmen waren jeweils in zehn der elf Marktkategorien in den Gruppen der größten Fünf vertreten. Zwei Unternehmen wurden in sechs Kategorien, ein Unternehmen in fünf und ein Unternehmen in vier Kategorien in den Gruppen der größten Fünf verzeichnet.

Verteilung der Präsenz der Unternehmen innerhalb der Gruppen der größten Fünf in den Sektoren des Gasmarktes 2008

Unternehmen	Förderung	Import	Export	Speicher	Gasabgabe an LV gesamt	Gasabgabe an LV ≤ 300 MWh/Jahr	Gasabgabe an LV > 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	Gasabgabe an LV > 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	Gasabgabe an LV > 100.000 MWh/Jahr	Gasabgabe an Gaskraftwerke	Gasabgabe an Erdgastankstellen
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
E.ON AG											
RWE Aktiengesellschaft											
BASF SE											
EWE Aktiengesellschaft											
VNG - Verbundnetz Gas Aktiengesellschaft											
GASAG Berliner Gaswerke Aktiengesellschaft											
EnBW Energie Baden-Württemberg AG											
Exxon Mobil Corporation											
Royal Dutch Shell PLC											
Bayerngas GmbH											
GdF Suez S. A.											
Stadtwerke Augsburg Holding GmbH											
Stadtwerke Köln GmbH											
Stadtwerke München GmbH											
Statoil ASA											
Veolia Environnement S. A.											

LV = Letztverbraucher

Abbildung 101: Verteilung der Präsenz der Unternehmen innerhalb der Gruppen der größten Fünf in den Sektoren des Gasmarktes

Bezogen auf den Gasendverbrauchermarkt insgesamt konnte ermittelt werden, dass 15 Unternehmen im Berichtsjahr 2008 einen Marktanteil in Summe von ca. 62 Prozent innehatten. Die restlichen 38 Prozent Marktanteil verteilten sich auf insgesamt 760 Unternehmen. Des Weiteren wurde ersichtlich, dass im Marktbereich Gasabgabe an Letztverbraucher bei ca. weiteren 16 Prozent der am Monitoring 2009 teilnehmenden Unternehmen Minderheitsbeteiligungen der Großen zwischen 49 und 49,9 Prozent vorlagen, die im Rahmen der Dominanzmethode nicht erfasst wurden.

Zudem wurde festgestellt, dass in den letzten drei Jahren mehrere große Stadtwerke und kommunale Energieversorgungsunternehmen bundesweit Mehrheitsbeteiligungen an anderen kommunalen Stadtwerken und Energieversorgungsunternehmen erwarben und damit auf diese Stadtwerke einen beherrschenden Einfluss ausübten.

Weiterhin war zu verzeichnen, dass einige Stadtwerke gegenüber den beiden Vorjahren keine oder niedrigere Beteiligungen der Großen aufwiesen. Die Reduzierung dieser Beteiligungen wirkte sich jedoch nur sehr geringfügig auf die verschiedenen Kategorien des Gasendverbrauchermarktes aus. Mit den Strukturveränderungen waren auch Zusammenschlüsse kleinerer Unternehmen verbunden.

Des Weiteren gab es Strukturveränderungen durch Übernahme anderer Unternehmen bei einigen ausländischen Unternehmen auf dem deutschen Gasmarkt. Mit diesen Veränderungen hängt in der Regel für den Verbraucher ein formaler Wechsel von dem übernommenen zu dem neu entstandenen Unternehmen zusammen, obwohl der Verbraucher an sich keinen „Lieferantenwechsel“ vorgenommen hat. Der Anteil dieser durch Strukturveränderung verursachten indirekten Lieferantenwechsel betrug in 2008 etwa ein Prozent der Gasabgabe an Letztverbraucher.

In nachfolgender Tabelle sind die Marktanteile der größten drei und separat der größten fünf Unternehmen von 2006 - 2008 in den untersuchten Sektoren des Gasmarktes, die auf der Grundlage der Dominanzmethode berechnet wurden, dargestellt.

Übersicht über die Anteile der größten Drei und größten Fünf in den einzelnen Sektoren der Gaswirtschaft 2006 bis 2008

Bereich	Anteile der Größten Drei (in Prozent)			Anteile der größten Fünf (in Prozent)		
	2006	2007	2008	2006	2007	2008
Förderung	82,7	82,7	82,7	99,4	99,4	99,4
Import	68,9	66,0	66,0	85,6	78,2	81,6
Export	70,9	64,3	73,5	83,0	84,3	89,6
Speicher - Arbeitsgasvolumen	keine Erhebung erfolgt		62,8	keine Erhebung erfolgt		82,4
Gasabgabe an LV Gesamt	35,9	31,1	35,2	45,7	41,9	44,3
Gasabgabe an LV ≤ 300 MWh/Jahr	31,6	28,4	28,2	40,1	36,7	36,0
Gasabgabe an LV > 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	27,6	26,0	26,7	37,7	35,6	35,5
Gasabgabe an LV > 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	37,2	33,4	35,0	44,5	40,6	42,2
Gasabgabe an LV > 100.000 MWh/Jahr	58,4	52,5	57,6	69,9	65,3	68,3
Gasabgabe an Gaskraftwerke	45,4	38,7	45,3	60,4	53,3	63,1
Gasabgabe an Erdgastankstellen	keine Erhebung erfolgt	23,6	39,0	keine Erhebung erfolgt	31,4	45,2

Tabelle 74: Übersicht über die Anteile der größten Drei und größten Fünf in den einzelnen Sektoren der Gasmarktes 2006 bis 2008

Bis auf die Erhöhung der Marktanteile in der Kategorie Gasabgabe an Gastankstellen um 14 Prozent haben sich die Marktanteile der größten drei und der größten fünf Unternehmen in allen Marktkategorien in 2008 im Vergleich zu den Vorjahren kaum verändert, sie halten sich in allen Marktsegmenten seit 2006 etwa auf gleichem Niveau.

3.2.2 Großhandelsbereich

3.2.2.1 Kartellrechtliche Bewertung des Großhandelsmarktes

Innerhalb des vertikal gegliederten Verteilungssystems in der Gaswirtschaft unterscheidet das Bundeskartellamt sachlich die Märkte für die Belieferung von Weiterverteilern und Letztverbraucher.¹²⁹ In räumlicher Hinsicht grenzt das Bundeskartellamt die sachlich relevanten Gasmärkte nach wie vor regional nach den Netzgebieten der beteiligten Unternehmen ab. Auf Grund der netzbezogenen Marktabgrenzung sind die netzbetreibenden Versorgungsunternehmen bzw. deren Vertriebs-Schwesterunternehmen in dem jeweiligen Gasnetz als marktbeherrschend anzusehen.¹³⁰

3.2.2.2 Entwicklung des Großhandels an den virtuellen Handlungspunkten

An die Einführung des Zweivertragsmodells durch die Bundesnetzagentur in 2007 war auch die Erwartung einer positiven Liquiditätsentwicklung an den deutschen Handlungspunkten für Gas geknüpft. Rückblickend auf das Berichtsjahr 2008 zeigt sich nun, dass diese Einschätzung gerechtfertigt war. Alle dreizehn marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber in Deutschland bieten den Handel mit Gas über ihre jeweiligen virtuellen Handlungspunkte¹³¹ an. Obwohl es derzeit keine rechtlich verbindlichen Veröffentlichungspflichten gibt, stellen vier von ihnen regelmäßig die Handelsvolumina und die Anzahl der Handelsteilnehmer im Internet zur Verfügung.¹³² Seit dem 01.10.2008 bildet Bayernets mit der E.ON Gastransport zusammen das H-Gas Marktgebiet NetConnect Germany („NCG“). Der Handel erfolgt über den (gemeinsamen) virtuellen Handlungspunkt der NCG.

Diejenigen FNB, die bisher keine Handelsdaten veröffentlichen, gaben dafür die folgenden Gründe an:

- Zusätzlicher Aufwand mit geringem Nutzen
- Keine automatisierte Veröffentlichung möglich
- Bisherige Kongruenz von physischen Flüssen und darauf basierenden Handelsgeschäften
- Informationen im geschützten Bereich nur für Handelsteilnehmer einsehbar
- VHP bisher in einer Etablierungsphase, aber durch eine geplante Marktgebietszusammenlegung ergäbe sich eine neue Ausgangsposition.

In der folgenden Abbildung sind die Gashandlungsmengen der sechs liquidesten Handlungspunkte der FNB des Jahres 2008 dargestellt. Ebenfalls möglich ist der Handel aber auch bei Eni Gas Transport Deutschland, Erdgas Münster Transport, EWE Netz sowie GRTgaz Deutschland.

¹²⁹ S. bereits Bericht 2007 zum deutschen Elektrizitäts- und Gasmarkt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen an die Europäische Kommission gemäß § 63 Abs. 5 EnWG, S. 159 f. (Kapitel 4.2.2.1).

¹³⁰ Bundeskartellamt, Tätigkeitsbericht 2007/2008, Bundestags-Drucksache 16/13500 v. 22.06.2009, S. 28, 104 f.

¹³¹ Bei einem virtuellen Handlungspunkt („VHP“) wird ein größerer Netzbereich (Marktgebiet) mit mehreren Ein- und Ausspeisepunkten zu einem simulierten Handelsknotenpunkt zusammengefasst (ein VHP pro Marktgebiet). Dagegen ist ein physischer Handlungspunkt ein lokalisierbarer Punkt im Netz (etwa in Baumgarten (A) oder Zeebrügge (B)), an dem verschiedene Gasleitungen bzw. Leitungsnetze verschiedener Netzbetreiber verbunden sind.

¹³² Dies sind: E.ON Gastransport und Bayernets (<http://www.net-connect-germany.de>), Gasunie Dtl. Transport Services (<http://www.gasunie.de>), GRTgaz Dtl. (<http://www.grtgaz-deutschland.de>). Zusätzlich veröffentlichen Gasunie Dtl. Transport Services und GRTgaz Dtl. Kontaktdaten der Handelsteilnehmer.

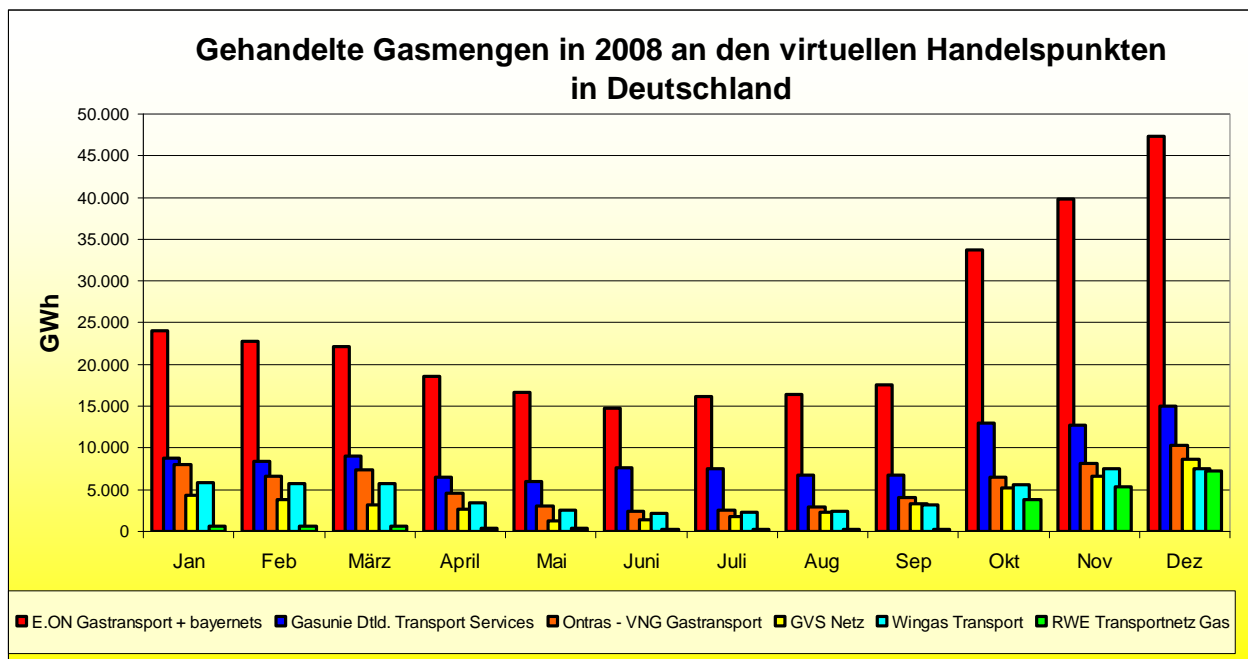


Abbildung 102: Gehandelte Gasmengen 2008 an den sechs liquidesten virtuellen Handelspunkten Deutschlands

Der positive Trend, der mit Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2007/08 seinen Anfang nahm, hat sich im Berichtsjahr 2008 fortgesetzt. Nach dem üblichen Handelsrückgang in den warmen Sommermonaten hat die gehandelte Gasmenge an den deutschen Handelspunkten im letzten Quartal 2008 noch einmal deutlich zugenommen¹³³. Insgesamt wurde im Berichtsjahr 2008 eine Gasmenge von rund 600 TWh¹³⁴ an den deutschen Handelspunkten gehandelt. Dies entspricht zum Vergleich in etwa einem Anteil von 65 Prozent am deutschen Gasgesamtverbrauch in Höhe von rund 980 TWh. Im europäischen Vergleich befindet sich Deutschland damit zwar noch hinter dem niederländischen virtuellen Handelspunkt (TTF) mit einem Handelsvolumen von 1.301 TWh und deutlich hinter dem englischen Handelspunkt (NBP) mit 9.000 TWh. Dennoch liegt Deutschland europaweit auf Platz 3, da in 2008 erstmals mehr Gas als am belgischen Handelsplatz in Zeebrügge mit 468 TWh gehandelt worden ist.

Neben der gehandelten Gasmenge ist auch die Churn-Rate, die das Verhältnis von gehandelten zu physisch gelieferten Mengen bezeichnet, ein etabliertes Maß für die Liquidität an einem Handelspunkt.

¹³³ Im Vergleich zu dem vierten Quartal 2007 bedeutet dies eine Zunahme für den Handelspunkt der EGT um 61 Prozent, der Gasunie Dtl. Transport Services um 55,2 Prozent und der GRTgaz immerhin um 9,1 Prozent.

¹³⁴ H-Gas und L-Gas aggregiert.

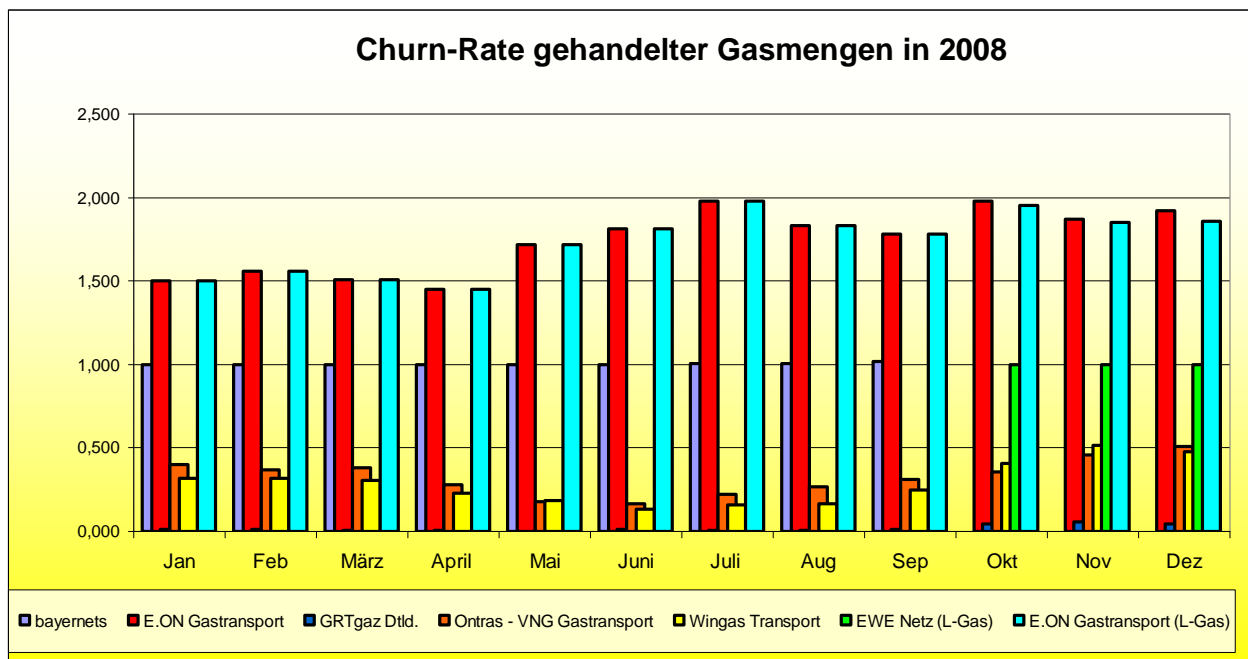


Abbildung 103: Churn-Rate an den einzelnen virtuellen Gashandelsplätzen in Deutschland

Die Abbildung zeigt auch bei der - übrigens nur für NCG bzw. E.ON Gastransport L-Gas veröffentlichten - Churn-Rate von fast 2,0 die Spitzenposition der E.ON Gastransport bzw. NCG auf dem deutschen Markt auf. Im gesamteuropäischen Vergleich mit den liquidesten Handelsplätzen ist diese jedoch noch eher niedrig. Die mittlere Churn-Rate am niederländischen TTF lag in 2007 bei etwa drei bis vier, die des belgischen physischen Handelsplatzes Zeebrugge bei vier¹³⁵ und die des englischen NBP's in 2008 bei neun¹³⁶.

3.2.2.3 Anzahl Handelsteilnehmer an virtuellen Handelspunkten

Die Anzahl der Händler ist tendenziell ebenfalls zunehmend. Allein im größten Marktgebiet NCG waren bereits 100 Teilnehmer (plus neun Prozent zum Jahresende) aktiv. Am zweit liquidesten Handelspunkt - dem der Gasunie Deutschland Transport Services - stieg die Zahl von 51 Handelsteilnehmern auf 67 zum Ende des Jahres 2008 (plus 31 Prozent). Ebenfalls deutliche Zugewinne an Handelsteilnehmern konnten die GVS Netz (plus 65 Prozent), die Ontras – VNG Gastransport (plus 3 Prozent), die RWE Transportnetz Gas (plus 105 Prozent) sowie die Wingas Transport (plus 96 Prozent) erreichen. Die übrigen Handelspunkte werden nur von weniger als 20 Teilnehmern genutzt.

¹³⁵ Daten umfassen nur Jan. bis Sept. 2007. Quelle: <http://www.ceer-eu.org>.

¹³⁶ <http://www.ofgem.gov.uk>.

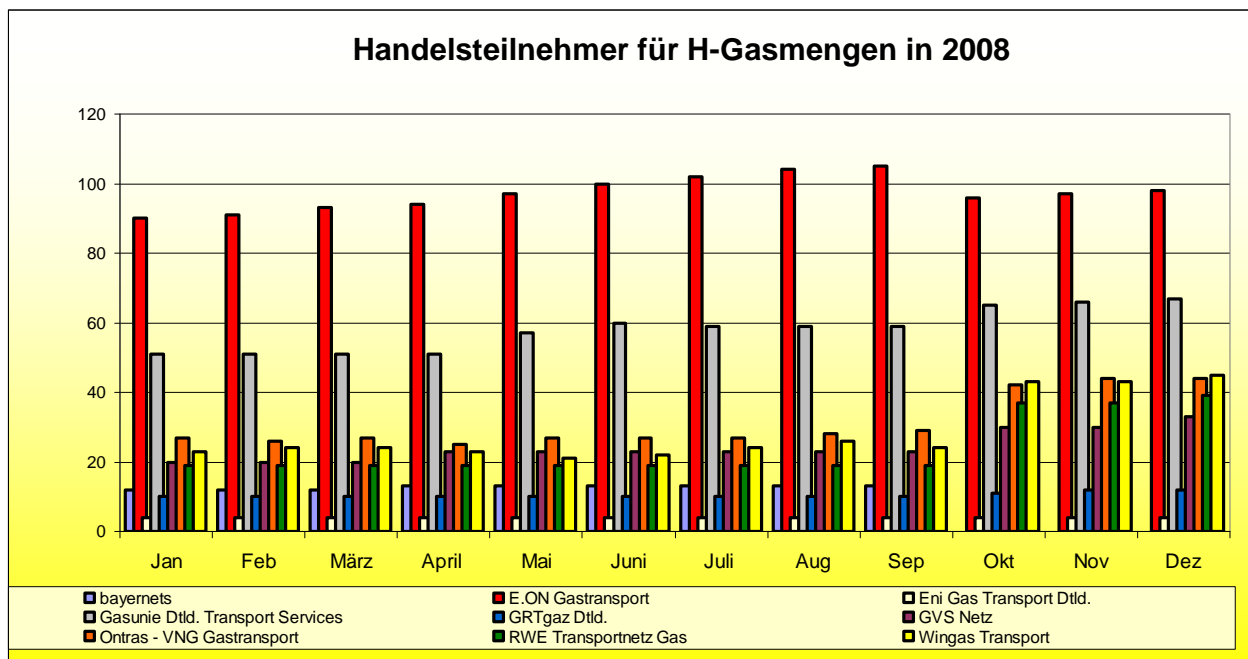


Abbildung 104: Zahl der Handelsteilnehmer an den virtuellen Handelspunkten H-Gas

Beim Handel mit L-Gas hingegen konnte die Gasunie Deutschland Transport Services die meisten Händler am eigenen Handelspunkt vereinen (Steigerung um 333 Prozent auf insgesamt 39 Händler). Die E.ON Gastransport ermöglicht seit der H-Gas-Marktgebietszusammenlegung mit bayernets im Oktober 2008 (Vorhaltung des virtuellen Handelspunktes durch NCG) den L-Gas-Handel (29 Teilnehmer) nun separat. Im Übrigen handelten an den jeweiligen virtuellen L-Gas-Handelsplätzen der EWE Netz sechs Unternehmen (seit 10/2008), der RWE Transportnetz Gas zuletzt 21 Händler (plus 91 Prozent) und der Erdgas Münster Transport neun Händler (plus 350 Prozent).

3.2.2.4 Entwicklung der Großhandelspreise

Die Preise, die Händler für Gas zahlen müssen, variieren nicht nur innerhalb der europäischen Staaten, sondern auch an den Handelspunkten innerhalb der Bundesrepublik Deutschland. Von einem annähernd gleichen Referenzpreis kann dabei nicht gesprochen werden. Exakte Ermittlungen der Preisdifferenzen sind derzeit nicht möglich, da die Preise an den einzelnen Handelspunkten größtenteils nicht veröffentlicht werden. Die unterschiedlichen Preise resultieren im Wesentlichen aus der Lage der virtuellen Handelspunkte sowie der Verfügbarkeit der Kapazitäten im jeweiligen Marktgebiet.

Die nachfolgende Abbildung zeigt anhand der Day-Ahead-Gaspreise an europäischen Handelspunkten die regionalen Unterschiede in den Gaspreisen, die zwar überwiegend vergleichbare Entwicklungen, jedoch teilweise auch deutliche Abweichungen aufweisen können.

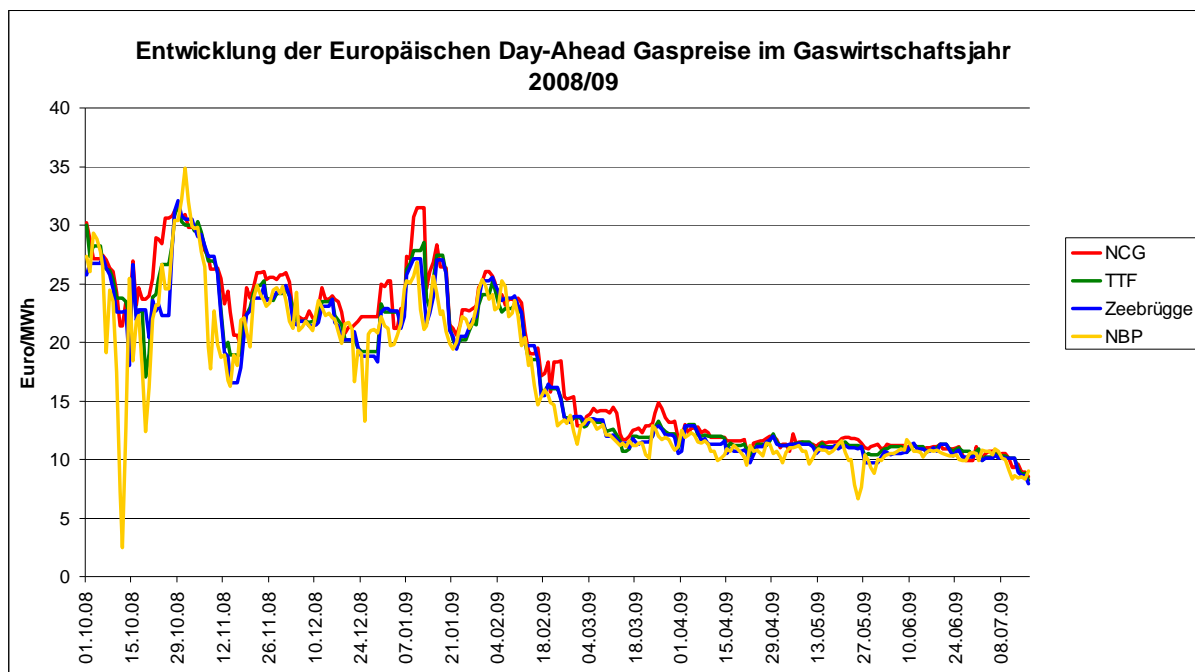


Abbildung 105: Die Entwicklung der Day-Ahead-Gaspreise an den liquidesten europäischen virtuellen Handelspunkten während des aktuellen Gaswirtschaftsjahres.

Weiterer Indikator für die Entwicklung der Gaspreise ist ebenfalls der durch das BAFA monatlich ermittelte Grenzübergangspreis. Hierbei handelt es sich um einen statistischen Durchschnittspreis¹³⁷ der vom BAFA erfassten Importe von Gashandelsgesellschaften zur Versorgung des deutschen Gasmarktes.

Entwicklung der Grenzübergangspreise

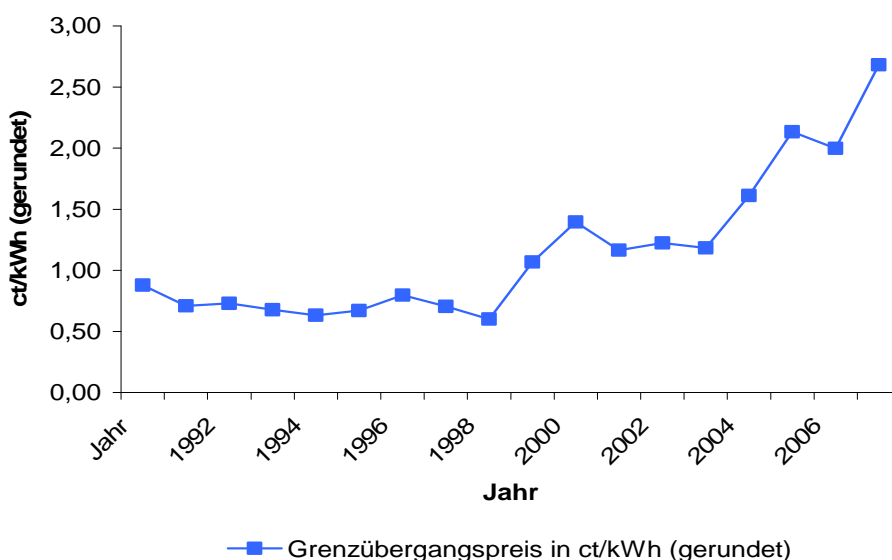


Abbildung 106: Entwicklung des Grenzübergangspreises (Datenquelle: BMWi / BAFA)

¹³⁷ Ohne Berücksichtigung der Erdgassteuer.

3.2.2.5 Börsenhandel an der European Energy Exchange

Die an der Börse European Energy Exchange (EEX) monatlich gehandelten Gasmengen¹³⁸ in den beiden liquidesten Marktgebieten der NetConnect Germany (ehemals E.ON Gas-transport) und H-Gas Norddeutschland (beide H-Gas) sind in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

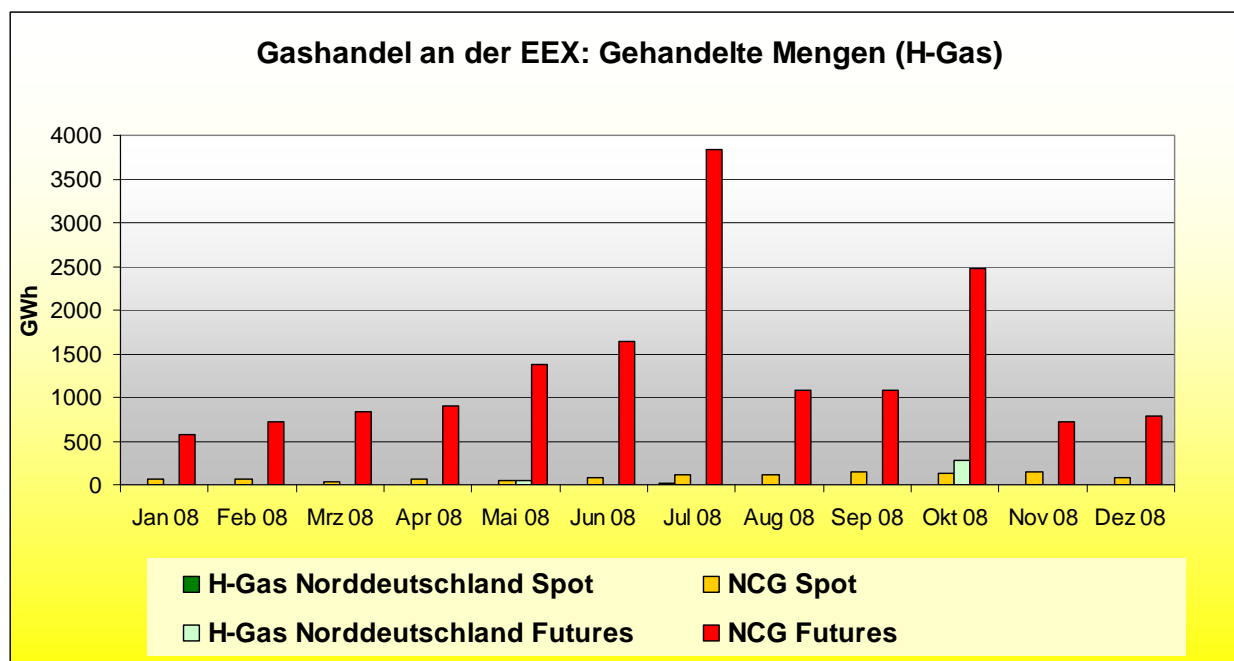


Abbildung 107: Gehandelte Gasmengen in 2008 an der Energiebörse EEX in Leipzig

Daraus ersichtlich ist die weiter bestehende positive Entwicklung der Mengen im größten Marktgebiet Deutschlands NetConnect Germany. Gerade der Handel der Future-Kontrakte hat ab Mitte 2008 im Vergleich zu den Vergleichsmonaten Juli bis September in 2007 stark zugenommen. Die Steigerung beträgt 349 Prozent. Die gehandelten Mengen im Spot haben sich auf einem niedrigen Niveau stabilisiert.

Deutlich weniger Handelskontrakte wurden im Marktgebiet der H-Gas Norddeutschland geschlossen. Sowohl Spot- als auch Futurehandel haben sich nicht entwickelt. Futurekontrakte sind in den letzten vier Monaten gar nicht mehr gehandelt worden. Der Spothandel schafft es nicht in den zweistelligen GWh-Bereich. Insgesamt bewegen sich die Mengen noch auf einem niedrigen Niveau, das bisher maximal knapp fünf Prozent (im Juli 2008) des durchschnittlichen monatlichen deutschen Gasverbrauches (rund 82 TWh/Monat) ausmachte. Die maximale bisher an der EEX gehandelte monatliche Menge von insgesamt fast vier TWh im Juli 2008 entspricht nicht einmal fünf Prozent des durchschnittlichen monatlichen Gasverbrauches in Deutschland. Hinzu kommt, dass im Monat Juli vergleichsweise viele Future-Kontrakte abgeschlossen wurden, die auch gesamte Jahresmengen beinhalten (d.h., dass sich Händler beispielsweise für das gesamte Kalenderjahr 2009 mit Gas „eingedeckt“ bzw. sich finanziell hinsichtlich des Gaspreises abgesichert haben).

Insgesamt war im Berichtsjahr 2008 die durchschnittliche Anzahl aktiver Handelsteilnehmer je Handelstag nach Angaben der EEX noch sehr gering. Mit einem Durchschnitt von sechs aktiven Händlern je Handelstag ist der Handel am Spotmarkt für das Marktgebiet NetCon-

¹³⁸ Quelle: <http://www.eex.com>.

nect Germany am weitesten entwickelt, was sich auch in den in der vorangegangenen Abbildung dargestellten Handelsmengen widerspiegelt.

3.2.3 Einzelhandelsbereich

3.2.3.1 Struktur des Einzelhandelsbereiches

Der Einzelhandelsbereich der Gasbelieferung umfasst sämtliche Nachfrager nach Gas, die Gas zum eigenen Verbrauch, d. h. nicht zur Belieferung von anderen Konsumenten, nachfragen. Im Einzelhandelsbereich bilden Standardlastprofilkunden einerseits und industrielle Großkunden andererseits auf Grund der unterschiedlichen Nachfragevolumina und den damit einhergehenden Unterschieden in der Preisgestaltung jeweils eigenständige sachliche Märkte.¹³⁹

In räumlicher Hinsicht grenzt das Bundeskartellamt die sachlich relevanten Märkte weiterhin jeweils regional nach den etablierten Versorgungsgebieten der betroffenen Unternehmen ab. Dies ist das Netzgebiet, in dem die Unternehmen nach § 36 EnWG die Grundversorgung von Standardlastprofilkunden durchführt.¹⁴⁰

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 marktbeherrschend.¹⁴¹ Bei der Versorgung der Standardlastprofilkunden sind sie oftmals sogar ohne Wettbewerber. Die Monitoringabfrage 2009 hat ergeben, dass bei 2,69 Prozent der im Jahr 2008 an Standardlastprofilkunden abgegebenen Gasmenge ein Lieferantenwechsel stattgefunden hat.

3.2.3.2 Lieferanten und Vertragswechsel

Rahmenbedingungen des Lieferantenwechsels

Gemäß § 20 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 37 GasNZV sind die Prozesse zum Wechsel des Lieferanten im Gassektor auf der Grundlage effizienter und massengeschäftstauglicher Verfahren abzuwickeln. Am 20.08.2007 hat die Bundesnetzagentur bundesweit einheitliche Geschäftsprozesse für den Lieferantenwechsel im Gassektor (GeLi Gas) festgelegt. Die Geschäftsprozesse und die festgelegten EDIFACT – Nachrichtentypen nach GeLi Gas sind ab dem 01.08.2008 bundesweit von allen Marktbeteiligten einheitlich anzuwenden. Mit der Umsetzung des Beschlusses GeLi Gas und der damit einhergehenden Standardisierung der Prozesse und Datenformate sind im Jahr 2008 entscheidende Voraussetzungen für eine Intensivierung des Wettbewerbs mit entsprechenden Lieferalternativen für die Verbraucher geschaffen worden. Diese Maßnahme wird weitergehend auch unterstützt durch die sich aus der Festlegung GABi Gas ergebenden Neuregelungen hinsichtlich des Regel- und Ausgleichsenergiemarktes, welche zum 01.10.2008 in Kraft traten.

Wechselverfahren

Für den Berichtszeitraum 2008 gaben nahezu alle VNB (97 Prozent) und 89,5 Prozent der FNB an, dass grundsätzlich die Möglichkeit für einen Lieferantenwechsel bestand. Gegen-

¹³⁹ OLG Düsseldorf, Beschluss v. 20.06.2006, VI-2 Kart 1/06 (V), Beschlussausfertigung S. 18 sowie Beschluss v. 04.10.2007, VI-2 Kart 1/06 (V), Beschlussausfertigung S. 26 "Langfristige Gaslieferverträge"; BGH, Beschluss v. 09.07.2002, KZR 30/00, zit. nach juris, Rdnr. 29 „Fernwärme für Börsen“.

¹⁴⁰ Vgl. Bericht 2008 zum deutschen Elektrizitäts- und Gasmarkt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen an die Europäische Kommission gemäß § 63 Abs. 5 EnWG, S. 185. (Kapitel 3.3.3.1).

¹⁴¹ Bundeskartellamt, Tätigkeitsbericht 2007/2008, Bundestags-Drucksache 16/13500 vom 22.06.2009, S. 28, 104 f.

über 2007 ist hier bei den VNB ein gleichbleibender Anteil zu verzeichnen, wohingegen der Anteil bei den FNB erhebungsbedingt rückläufig ist. Lediglich ein VNB und keiner der FNB gaben an, keine Lieferantenwechsel abwickeln zu können. Keine Angaben machten 2,9 Prozent der VNB sowie 10,5 Prozent der FNB.

Die im Jahr 2008 bei den VNB insgesamt durchgeführten 352.587 Lieferantenwechselverfahren von Letztverbrauchern lassen sich nach verschiedenen Verfahrensarten differenziert angeben. Die Verteilung der Gesamtanzahl an Lieferantenwechselverfahren auf die Verfahrensarten zeigt folgende Abbildung.

**Anteil durchgeführter Verfahren nach Verfahrensart
an Gesamtverfahren bei Letztverbrauchern
(Verteilernetzbetreiber)**

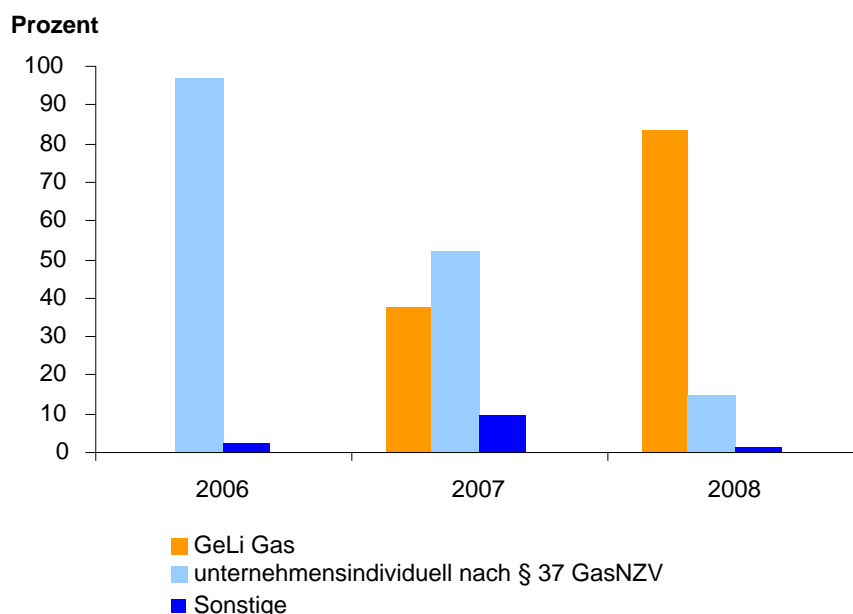


Abbildung 108: Anteil durchgeführter Verfahren nach Verfahrensart an Gesamtverfahren bei Letztverbrauchern (Verteilernetzbetreiber)

Gegenüber den Vorjahren zeigt sich mit der aktuellen Abfrage für das Berichtsjahr 2008, dass die Mehrheit der Wechselverfahren (83,5 Prozent) nach den Bedingungen der GeLi Gas abgewickelt wurde. Demgegenüber sank die Zahl der nach den Grundsätzen der § 37 GasNZV durchgeführten Verfahren, die unternehmensindividuelle Verfahren darstellen, welche nicht die Anforderungen einer Standardisierung und einer größtmöglichen Automatisierung erfüllen, von 52,2 auf 15 Prozent. Auch die Verfahren der Kategorie „Sonstige“ (z.B. Lieferantenwechsel nach Verbändevereinbarung II), sind mit einem Anteil von 1,5 Prozent stark rückläufig.

Zusammenfassend ist in Bezug auf die Arten der Lieferantenwechselverfahren festzustellen, dass der Großteil der VNB angesichts der zum 01.08.2008 umzusetzenden Festlegung GeLi Gas das geforderte standardisierte Abwicklungsverfahren umsetzt. Dennoch zeigen die Zahlen der noch nach unternehmensindividuellen Kriterien abgewickelten Wechselverfahren, dass die Umstellung auf die Prozessstandards nach GeLi Gas im Erhebungszeitraum 2008 noch nicht durch alle Unternehmen abgeschlossen war.

Datenformate

Die Erhebung zeigt, dass die Abwicklung der Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel von der Mehrheit der VNB (71,7 Prozent) und FNB (73,7 Prozent) in Eigenregie durchgeführt wird. 27,1 Prozent der VNB und 15,8 Prozent der FNB nutzten hierfür einen Dienstleister. Gleichfalls zeigt sich auch in der Detailbetrachtung, dass bei Beauftragung eines Dienstleisters i. d. R. auch der Nachrichtenaustausch von diesem erbracht wird.

Zwei Drittel der Unternehmen (FNB: 57,9 Prozent) nutzten hierbei keinen Konverter, welche die Übertragung der Inhalte in das EDIFACT-Format sicherstellt, sondern erzeugten die jeweiligen Nachrichtentypen aus dem eigenen IT-System heraus.

Die vorliegenden Auswertungsergebnisse zeigen aber auch, dass mit Ablauf des Erhebungszeitraums die geforderte branchenweite Umsetzung des Datenaustauschs mittels der vorgesehenen EDIFACT-Nachrichtentypen von den VNB noch nicht in vollem Umfang vollzogen wurde. Lediglich 63,2 Prozent der VNB gaben an, sämtliche im Rahmen der Umsetzung des Beschlusses GeLi Gas für den Datenaustausch vorgesehenen EDIFACT-Nachrichtentypen zu benutzen.

Bei den FNB lag diese Quote nur bei 26,3 Prozent. 34,2 Prozent der Unternehmen (FNB: 57,9 Prozent) nutzte lediglich eine eingeschränkte Auswahl an Nachrichtentypen.

Wie aus der nachfolgenden Tabelle ersichtlich ist, ist der unternehmensindividuelle Umsetzungsgrad sehr unterschiedlich, wobei zwei Drittel der VNB im Gegensatz zu den FNB die Mehrzahl der Nachrichtentypen bereits anwendet.

Anzahl nicht genutzter Nachrichtentypen	Anzahl Verteilernetzbetreiber	Anzahl Ferngasnetzbetreiber	Anteil Verteilernetzbetreiber (in Prozent)	Anteil Ferngasnetzbetreiber (in Prozent)
1	58	0	29,3	0
2	30	0	15,2	0
3	44	0	22,2	0
4	34	2	17,2	18,2
5	14	0	7,1	27,3
6	7	3	3,5	0
7	11	6	5,6	54,5

Tabelle 75: Unternehmensindividuelle Umsetzungsgrad genutzter Nachrichtentypen

Die Nichtverwendung von Nachrichtentypen zeigt in diesem Zusammenhang gleichzeitig, welche Bestandteile des Lieferantenwechselprozesses bisher nur eingeschränkt automatisiert bearbeitbar sind (s. nachfolgende Tabelle).

nicht genutzte Nachrichtentypen	Anteil Nichtverwendung bei Verteilernetzbetreibern (in Prozent)	Anteil Nichtverwendung bei Ferngasnetzbetreibern (in Prozent)
UTILMD	5,4	11,8
INVOIC	24,2	14,7
REQDOC	23,8	16,2
APERAK	13,4	14,7
MSCONS	7,7	11,8
REMADV	20,0	16,2
CONTRL	5,6	14,7

Tabelle 76: Anteil der nichtgenutzten Nachrichtentypen

Bei den VNB ergeben sich hieraus insbesondere Umsetzungsdefizite (Basis 93 Prozent der VNB, die nicht sämtliche Nachrichtentypen anmelden) hinsichtlich der elektronischen Rechnungslegung (INVOICE /REMADV), während die Übermittlung von Stammdaten und Messwerten auf Basis der Nachrichtentypen UTILMD bzw. MSCONS im Regelfall erfolgte. Für die FNB gilt diese Aussage nur in der Tendenz.

Bezüglich der verwendeten Übertragungsmedien ist bei den VNB nach dem Übergang in den Wirkbetrieb EDIFACT erneut ein starker Zuwachs bei der Nutzung von E-Mails zu verzeichnen. Erwartungsgemäß hat der Einsatz konventioneller, papierbasierter Medien, wie Fax und Brief, gleichzeitig keine Bedeutung mehr.

Übertragungsmedien	Verteilernetzbetreiber (in Prozent)	Fernleitungsnetzbetreiber (in Prozent)
E-Mail (Internet)	98,8 % (+24,2)	84,6 % (+22,9)
X.400/Telebox400	0,0 % (-0,1)	0 % (+/-0)
FTP (File Transfer Protocol)	0,8 % (+0,4)	7,7 % (+3,4)
AS 2	0,2 % (N.N.)	0 (N.N.)
papierbasierte Verfahren (z.B. Brief, Fax)	0,2 % (-24,4)	7,7 % (+7,7)
Sonstige (z.B. VAN (Value added network))	0,5 % (+0,1)	0 (-8,3)

Tabelle 77: Verwendete Übertragungsmedien bei der Nachrichtenkommunikation zum Lieferantenwechsel (Veränderung als Prozentpunkte zu den Ergebnissen 2007 in Klammern)

Allerdings ist auch die Nutzung anderweitiger elektronischer Übermittlungsverfahren (z.B. FTP, X.400 oder AS 2), offenbar auch in Verbindung mit den dadurch entstehenden Zusatzkosten, wenig ausgeprägt. Gleichzeitig belegen die Angaben, dass bis Ende des Erhebungszeitraums die Mehrheit der VNB lediglich auf eine Teilautomatisierung (73 Prozent, FNB: 21,4 Prozent) oder noch weitgehend auf eine manuelle Bearbeitung der Lieferantenwechselprozesse (14,3 Prozent, FNB: 71,4 Prozent) abstellen.

Datenformate	Verteilernetzbetreiber (in Prozent)	Fernleitungs- netzbetreiber (in Prozent)
Tabellenkalkulations-/CSV-Formate	69,2	30,8
Formate aus PC-Standardanwendungen	16,7	30,8
XML ¹⁴² -Formate	3,5	23,1
Spezifische EDM-Formate	3,1	0
Sonstige	7,5	15,4

Tabelle 78: Zusätzlich durch die Netzbetreiber hilfsweise im Nachrichtenaustausch verwendete Datenformate

Vor diesem Hintergrund erscheinen die Angaben im Monitoring 2009 von knapp einem Drittel der VNB (29,9 Prozent, FNB: 57,9 Prozent), bei der Datenkommunikation noch auf weitere EDIFACT-fremde Formatausprägungen zurückzugreifen, plausibel.

Hinsichtlich der Einführung des elektronischen Nachrichtenaustauschs EDIFACT ist insbesondere für die VNB ein zufriedenstellendes Ergebnis zu konstatieren. Neben der vollumfänglichen Umsetzung bei zwei Drittel der Unternehmen haben zahlreiche Unternehmen im Rahmen des Beschlusses GeLi Gas von den Tenorziffern 3 und 4 Gebrauch gemacht, die den Netzbetreibern u. a. die Möglichkeit einräumten, abweichende Datenformate zu nutzen. Ferner sei darauf hingewiesen, dass für einen weiteren Teil der Unternehmen davon ausgegangen werden kann, dass zum Erhebungszeitpunkt die Einführung von EDIFACT im Grundsatz bereits vollzogen wurde, jedoch für den eigentlichen Wirkbetrieb noch Detailumsetzungen in unterschiedlichem Umfang vorzunehmen sind. Somit kann insgesamt aus der Nichtverwendung von EDIFACT-Nachrichtentypen nicht zwangsläufig auf eine Nichteinführung des elektronischen Datenaustauschs geschlossen werden. Dies gilt insbesondere auch für die FNB.

Ausspeisemengen und Lieferantenwechsel

Die Ausspeisemenge an Letztverbraucher in den Netzbereichen der FNB in 2008 beträgt 292,76 TWh (262,12 TWh in 2007), während in 2008 die Ausspeisemenge der VNB insgesamt 686,64 TWh (614,15 TWh in 2007) beträgt. Zu beachten ist, dass bei der Erhebung in 2009 erstmals von einer vollständigen Erfassung der Ausspeisemengen für 2008 ausgegangen werden kann. Die tendenziell niedrigeren Werte für das Jahr 2007 stellen nur die bei der Datenerhebung erfasste Ausspeisemenge dar. Dabei lag die Marktabdeckung in 2007 bei knapp 89 Prozent.

Zum Stichtag 31.12.2008 bezogen insgesamt 13,5 Mio. Letztverbraucher Gas aus den Versorgungsnetzen der antwortenden VNB und FNB. Davon gehörten in 2008 11,84 Mio. Letztverbraucher zur Gruppe der Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG.

In der nachfolgenden Tabelle sind die Ausspeisemengen der FNB und VNB auf die sechs Kategorien der Letztverbraucher aufgeteilt. Das Ergebnis stellt damit die Verteilung des inländischen Gasverbrauchs bzw. der Gasausspeisemenge auf die einzelnen Kategorien der Letztverbraucher dar.

¹⁴² XML: Extensible Markup Language.

Kategorie	2008 Auspeisemengen VNB in TWh	2008 Auspeisemengen FNB in TWh	2008 Summe Auspeisemengen VNB und FNB in TWh
≤ 300 MWh/Jahr	326,49	0,01	326,50
> 300 ≤ 10.000 MWh/Jahr	115,26	1,10	116,36
> 10.000 ≤ 100.000 MWh/Jahr	87,87	9,28	97,15
> 100.000 MWh/Jahr	85,67	194,58	280,25
Gaskraftwerke	69,76	87,73	157,49
Gastankstellen	1,59	0,06	1,65
Gesamtsumme	686,64	292,76	979,40

Tabelle 79: Summierte Auspeisemengen Letztverbraucher in 2008 nach Kategorien der Letztverbraucher getrennt nach Abfrage VNB und FNB

Die deutliche Steigerung der durch die VNB und FNB gemeldeten Auspeisemengen an die Letztverbraucher basiert hauptsächlich auf der verbesserten Marktabdeckung der Datenerhebung der Bundesnetzagentur sowie auf der gestiegenen Qualität des durch die Unternehmen bereit gestellten Datenmaterials.

In der folgenden Tabelle werden die Summenwerte der Auspeisemengen der FNB und VNB an Letztverbraucher des Jahres 2008 den Werten aus dem Jahr 2007 gegenübergestellt. Zusätzlich wird der prozentuale Anteil der jeweiligen Kategorie der Letztverbraucher an der gesamten erfassten Gasauspeisemenge ausgewiesen. Zu beachten ist wiederum, dass für 2008 erstmals die komplette Auspeisemenge in Deutschland erfasst wurde. Die Werte für 2007 beruhen jedoch auf einer Marktabdeckung von knapp 89 Prozent.

Kategorie	2007 Auspeisemengen VNB und FNB in TWh	Anteil an Gesamt- summe in %	2008 Auspeisemengen VNB und FNB in TWh	Anteil an Gesamt- summe in %
≤ 300 MWh/Jahr	286,17	32,66	326,50	33,34
> 300 ≤ 10.000 MWh/Jahr	105,59	12,05	116,36	11,88
> 10.000 ≤ 100.000 MWh/Jahr	95,39	10,89	97,15	9,92
> 100.000 MWh/Jahr	271,87	31,03	280,25	28,61
Gaskraftwerke	114,82	13,10	157,49	16,08
Gastankstellen	2,43	0,27	1,65	0,17
Gesamtsumme	876,27	100	979,40	100

Tabelle 80: Summierte Auspeisemengen Letztverbraucher in 2007 und 2008 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage VNB und FNB

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 Konzessions-

wechsels übertragene Lieferverträge mit Kunden werden bei der Betrachtung folgender Kundenkategorien nicht als Lieferantenwechsel angesehen. Die Angaben zu Lieferantenwechseln basieren bei den VNB auf 592 von 623 Fragebögen, bei den FNB beinhalten zehn von 19 Fragebögen Angaben zum Lieferantenwechsel. In der nachfolgenden Tabelle sind die erfassten Lieferantenwechsel der VNB und FNB in TWh auf die sechs Kategorien der Letztverbraucher aufgeteilt.

Kategorie	2008 Lieferantenwechsel VNB in TWh	2008 Lieferantenwechsel FNB in TWh	2008 Lieferanten- wechsel VNB und FNB in TWh
≤ 300 MWh/Jahr	8,33	0,05	8,38
> 300 ≤ 10.000 MWh/Jahr	3,96	0,05	4,01
> 10.000 ≤ 100.000 MWh/Jahr	9,06	0,79	9,85
> 100.000 MWh/Jahr	7,27	11,83	19,1
Gaskraftwerke	0,1	1,12	1,22
Gastankstellen	0,01	0	0,01
Gesamt	28,73	13,84	42,57

Tabelle 81: Lieferantenwechsel Letztverbraucher in 2008 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage VNB und FNB

Die nachfolgende Tabelle verdeutlicht die Entwicklung der Lieferantenwechsel im Vergleich zu 2007.

Kategorie	2007 Lieferanten- wechsel VNB und FNB in TWh	Anteil an Auspeise- menge VNB und FNB in Kategorie in %	2008 Lieferanten- wechsel VNB und FNB in TWh	Anteil an Auspeise- menge VNB und FNB in Kategorie in %
≤ 300 MWh/Jahr	3,51	1,23	8,38	2,57
> 300 ≤ 10.000 MWh/Jahr	1,88	1,78	4,01	3,45
> 10.000 ≤ 100.000 MWh/Jahr	5,91	6,20	9,85	10,14
> 100.000 MWh/Jahr	12,93	4,76	19,1	6,82
Gaskraftwerke	9,26	8,06	1,22	0,77
Gastankstellen	0,01	0,41	0,01	0,61
Gesamt	33,5	3,79	42,57	4,35

Tabelle 82: Lieferantenwechsel Letztverbraucher in 2007 und 2008 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage VNB und FNB

Das Volumen der Lieferantenwechsel liegt nach Angaben der VNB und FNB bei 42,57 TWh (33,5 TWh in 2007). Bezogen auf die Gesamtauspeisemenge der VNB und FNB in Höhe von 979,40 TWh (876,27 TWh in 2007) errechnet sich eine durchschnittliche Lieferantenwechselquote von 4,35 Prozent (3,79 Prozent in 2007). In der Kategorie Haushalts- und Gewerbekunden (≤ 300 MWh/Jahr) ist ein deutlicher Anstieg der Lieferantenwechsel von 3,51 TWh auf 8,38 TWh zu verzeichnen. Besonders hervorzuheben ist diese Entwicklung vor dem Hintergrund, dass im Jahr 2006 die Menge der Lieferantenwechsel in der Kategorie der Haushalts- und Gewerbekunden (≤ 300 MWh/Jahr) bei nur 0,16 TWh lag. Im Bereich des

mittleren Gewerbes sowie der Industrie lassen sich ebenfalls deutliche Zuwachsraten beobachten. Mit langfristigen Versorgungsverträgen großer Letztverbraucher und einem weniger flexiblen Wechselverhalten lässt sich der entstandene Einbruch der Wechselmengen in der Abnahmekategorie Gaskraftwerke von 9,26 TWh in 2007 auf 1,22 TWh in 2008 erklären.

Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht die Entwicklung der Lieferantenwechsellmengen sowie der Lieferantenwechselquote in den Jahren 2006 bis 2008.

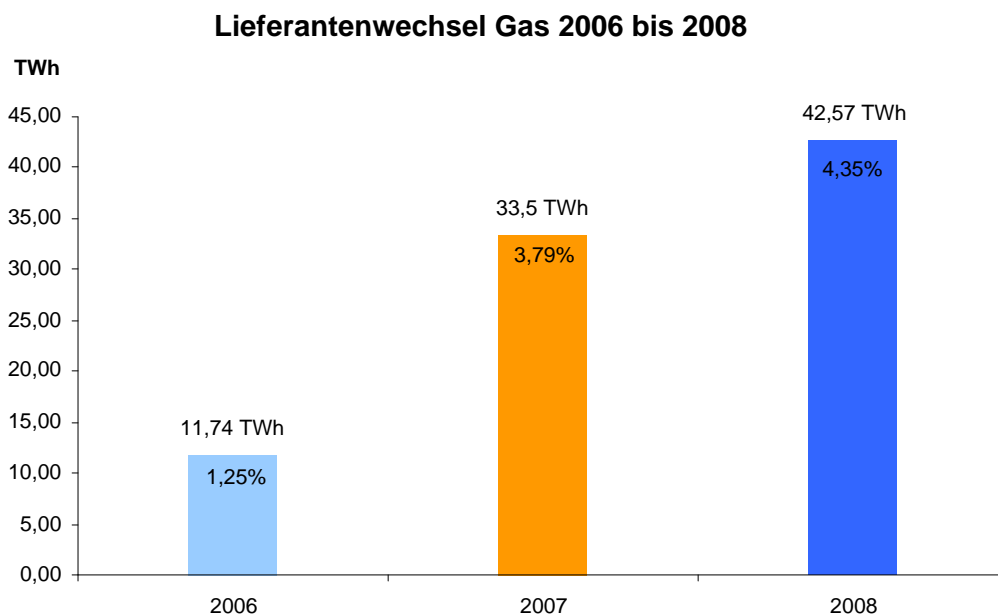


Abbildung 109: Entwicklung der Lieferantenwechsellmenge sowie der Lieferantenwechselquote in den Jahren 2006 bis 2008, gemäß Abfrage VNB und FNB

Lieferantenwechsellmengen bei Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG

Die bei den VNB zusätzlich erfragten Lieferantenwechsellmengen von Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG lagen in 2008 bei einer erfassten Ausspeisemenge von 243,92 TWh (221,53 TWh in 2007) bei 6,31 TWh (2,23 TWh in 2007). Nach Angaben der VNB lag das Volumen der Lieferantenwechsel bei Kunden, die bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben, bei 0,31 TWh. Die ermittelte Summe des Lieferantenwechselvolumens für Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG liegt somit bei 6,62 TWh. Dies ergibt, bezogen auf die erfasste Ausspeisemenge, eine Quote von 2,71 Prozent (1,01 Prozent in 2007), welche leicht über der Lieferantenwechselquote in der Kategorie Haushalts- und Gewerbekunden „≤ 300 MWh/Jahr“ mit 2,66 Prozent (1,23 Prozent in 2007) liegt.

Anzahl der Lieferantenwechselfälle

Zusätzlich zu den Ausspeisemengen an die Letztverbraucher wurden die FNB und VNB nach der Anzahl der Letztverbraucher und der Lieferantenwechselfälle befragt. Aus diesen Angaben errechnet sich die nachfolgend dargestellte, auf die Anzahl der Lieferantenwechselfälle zielende Lieferantenwechselquote.

Kategorie	2008 Anzahl Letztverbraucher	2008 Anzahl Lieferantenwechsel	Anteil Anzahl Lieferantenwechsel an Anzahl Letztverbraucher in Prozent
≤ 300 MWh/Jahr	13.358.297	371.990	2,78
> 300 ≤ 10.000 MWh/Jahr	135.215	11.634	8,60
> 10.000 ≤ 100.000 MWh/Jahr	4.268	397	9,30
> 100.000 MWh/Jahr	664	105	15,81
Gaskraftwerke	923	5	0,54
Gastankstellen	813	7	0,86
Gesamt	13.500.180	384.138	2,85

Tabelle 83: Anzahl Letztverbraucher sowie Anzahl der Lieferantenwechsel in 2008 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB

Die gesamte fallbezogene Lieferantenwechselquote für 2008 liegt bei 2,85 Prozent (2007: 1,01 Prozent) und damit etwas niedriger als die gesamte mengenbezogene Lieferantenwechselquote, welche bei 4,46 Prozent liegt.

Bis auf die Kategorie der Gaskraftwerke, lässt sich in allen Kategorien der Letztverbraucher eine steigende Tendenz beobachten. Bei den Haushalts- und Gewerbekunden (≤ 300 MWh/Jahr) wurden im Jahr 2008 insgesamt 371.990 (2007: 131.419) einzelne Lieferantenwechsel gezählt. Zu beachten ist, dass durch unvollständige Angaben der Unternehmen bei der Anzahl der Lieferantenwechselfälle Abweichungen entstehen, die einen zu niedrigen Ausweis der fallbezogenen Lieferantenwechselquote zur Folge haben.

Lieferantenwechselfälle bei Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG

Die bei den VNB zusätzlich erfragten Lieferantenwechselfälle von Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG lagen in 2008 bei einer erfassten Anzahl von 11,84 Mio. Kunden bei 353.460 (2007: 100.719) Lieferantenwechseln. Dabei lag die Anzahl der Lieferantenwechsel bei Kunden, die bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben, bei 15.626 (2007: 3.875). Zu erwähnen ist hierbei, dass bei der Datenabfrage für das Jahr 2006 die Anzahl der Lieferantenwechsel noch bei 5.688 lag. Die für das Jahr 2008 errechnete Quote aus der Anzahl der Lieferantenwechsel bei Haushaltskunden nach § 3 Nr. 22 EnWG bezogen auf die Gesamtzahl der Haushaltskunden beträgt somit rund drei Prozent. Diese liegt etwas höher als die Quote für die Kategorie Haushalts- und Gewerbekunden „≤ 300 MWh/Jahr“ mit 2,78 Prozent.

Abgabemengen und Vertragswechsel

Der Fragebogen an die Großhändler und Lieferanten wurde insgesamt von 658 Unternehmen beantwortet. Die erfasste gesamte Gasabgabemenge an Letztverbraucher der an der Datenerhebung beteiligten Großhändler und Lieferanten liegt bei 905,15 TWh in 2008 (2007: 838 TWh). Gemessen an der Ausspeisemenge der FNB und der VNB mit 979,4 TWh in 2008, liegt die ermittelte Marktabdeckung im Bereich Großhändler und Lieferanten Gas somit bei über 92 Prozent. Die deutliche Steigerung der durch die Großhändler und Lieferanten gemeldeten Abgabemengen an die Letztverbraucher basiert hauptsächlich auf der verbesserten Marktabdeckung der Datenerhebung der Bundesnetzagentur sowie auf der gestiegenen Qualität des durch die Unternehmen bereit gestellten Datenmaterials. Zum Stichtag 31.12.2008 belieferten die Großhändler und Lieferanten etwa 13,11 Mio. Letztverbraucher in Deutschland mit Gas. Davon gehörten nach Angaben der Großhändler und Lieferanten etwa 10,75 Mio. Letztverbraucher zur Gruppe der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG.

In der nachfolgenden Tabelle sind die erfassten Abgabemengen der Großhändler und Lieferanten auf die sechs Kategorien der Letztverbraucher aufgeteilt. Zusätzlich wurden die bei der Datenerhebung erfassten Abgabemengen in den Einzelkategorien des Jahres 2008 auf den inländischen Gasverbrauch von 979,40 TWh in 2008 hochgerechnet. Das Ergebnis stellt damit die Verteilung des inländischen Gasverbrauchs bzw. der Gasabgabemenge auf die einzelnen Kategorien der Letztverbraucher dar.

Kategorie	2007 Abgabemengen in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent	2008 Abgabemengen in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent	2008 hochgerechnete Abgabemenge in TWh (inländ. Gasverbrauch von 979,40 TWh entspricht 100 %)
≤ 300 MWh/Jahr	280,01	33,41	306,22	33,83	331,34
> 300 ≤ 10.000 MWh/Jahr	98,98	11,81	106,15	11,73	114,86
> 10.000 ≤ 100.000 MWh/Jahr	92,60	11,05	91,72	10,13	99,24
> 100.000 MWh/Jahr	243,97	29,12	244,84	27,05	264,92
Gaskraftwerke	121,17	14,46	154,14	17,03	166,79
Gastankstellen	1,27	0,15	2,08	0,23	2,25
Gesamtsumme	838,00	100	905,15	100	979,40

Tabelle 84: Gasabgabemengen an Letztverbraucher in 2008 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß der Abfrage der Großhändler und Lieferanten.

Bei der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2009 wurden die Großhändler und Lieferanten zusätzlich gefragt, wie viele Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG die Unternehmen im Jahr 2008 neu hinzugewonnen bzw. an andere Wettbewerber verloren haben.

„Gewonnene“ Haushaltskunden	Anzahl	in TWh
mit Grundversierungsvertrag	37.424	0,68
außerhalb der Grundversorgung	202.113	3,73
Gesamt	239.537	4,41
„Verlorene“ Haushaltskunden	Anzahl	in TWh
mit Grundversierungsvertrag	156.412	2,47
außerhalb der Grundversorgung	203.855	6,32
Gesamt	360.267	8,79

Tabelle 85: „Gewonnene“ bzw. „Verlorene“ Haushaltskunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Die durch die Großhändler und Lieferanten übermittelten Zahlen bestätigen zum Teil die Angaben der Netzbetreiber. Die von den Netzbetreibern mitgeteilte Lieferantenwechsellmenge für Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG beträgt 6,62 TWh, was sich in 369.086 Wechselfällen widerspiegelt. Auf Grund der unvollständigen Marktabdeckung im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG weichen die Werte für den Lieferantenwechsel in dieser Kundenkategorie geringfügig voneinander ab. Bei der Betrachtung der Verteilung der „gewonnenen“ und „verlorenen“ Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG auf die einzelnen Unternehmen zeigt sich folgendes Bild:

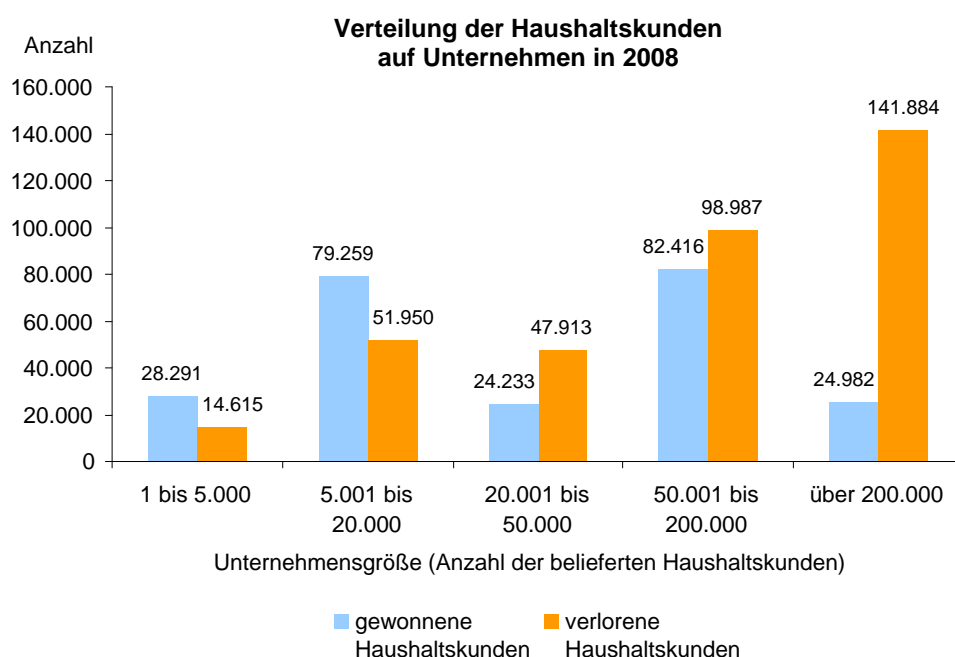


Abbildung 110: Verteilung der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG auf Unternehmen in 2008 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Es fällt auf, dass die großen und etablierten Lieferanten mit über 200.000 Letztverbrauchern im Bereich Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG insgesamt einen Verlust von 141.884 Haushaltskunden zu verzeichnen haben. Dem gegenüber steht ein geringer Zuwachs von 24.982 Haushaltskunden.

Von Bedeutung ist auch, dass kleine Unternehmen (bis 20.000 Letztverbraucher) im Bereich Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG einen positiven Saldo aufweisen und somit neue Kunden gewinnen konnten. Bei der Betrachtung dieser Abbildung ist zu beachten, dass es sich aufgrund unvollständiger Unternehmensangaben um keine vollständige Abbildung der Kundenflüsse handelt.

Lieferanten

Die VNB wurden nach der Anzahl der Lieferanten gefragt, die an ihr Netz angeschlossene Letztverbraucher beliefern.

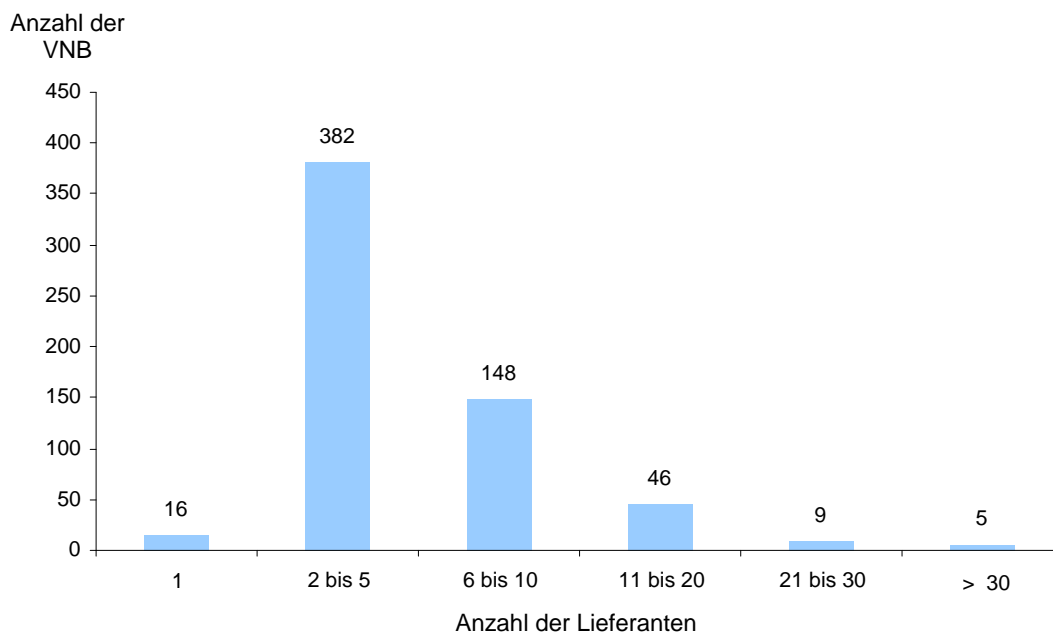


Abbildung 111: Verteilung der Lieferanten in Netzgebieten; gemäß Abfrage VNB

Dabei gibt die Mehrheit von 382 VNB an, dass die Letztverbraucher in ihren Netzen von zwei bis fünf Lieferanten beliefert werden. Dies entspricht einem Anteil von 63 Prozent aller auf diese Frage antwortenden 606 VNB. Nur fünf VNB geben an, dass die Letztverbraucher in ihren Netzen von mehr als 30 Lieferanten beliefert werden.

Die Großhändler und Lieferanten wurden hingegen nach der Zahl der Netzbetreiber, in deren Netzen sie Letztverbraucher mit Gas beliefern, befragt.

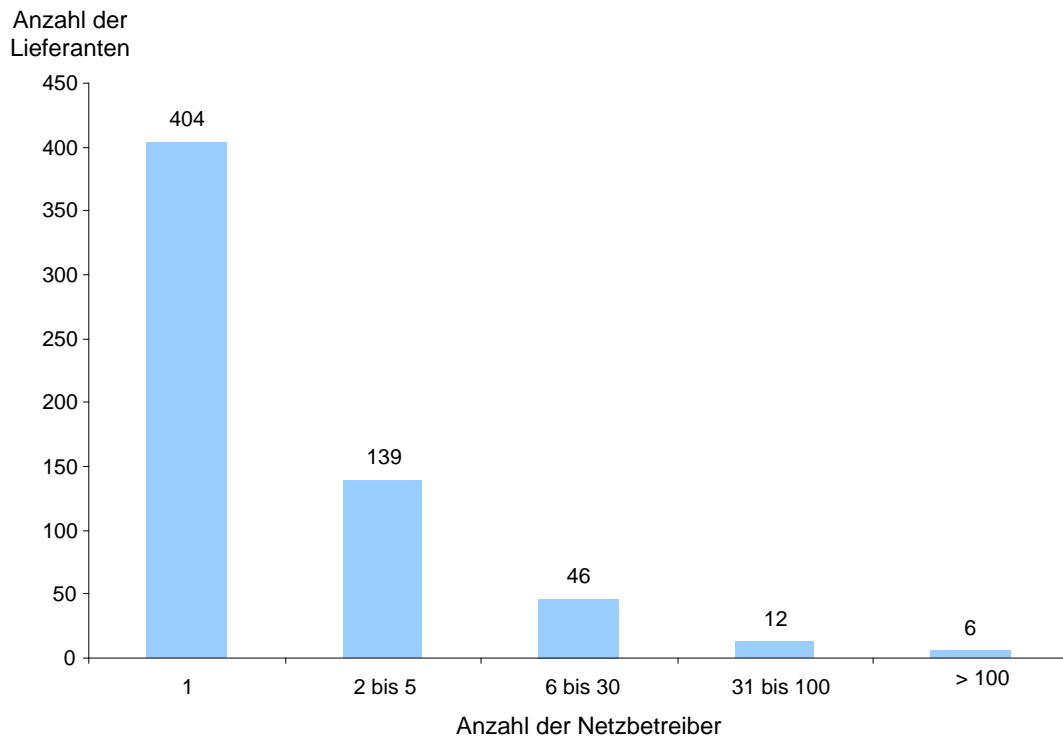


Abbildung 112: Anzahl der Netzbetreiber in deren Netzen ein Lieferant tätig ist, gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Die Mehrheit der Lieferanten (404 Lieferanten) gibt an, in nur einem einzigen Netz tätig zu sein. Dies entspricht einem Anteil von fast 67 Prozent aller auf diese Frage antwortenden 607 Lieferanten. Auf der anderen Seite geben nur sechs Lieferanten an, in mehr als in 100 Netzen der Netzbetreiber tätig zu sein. Diese geringe Vielfalt der Lieferanten in den Netzen der Netzbetreiber wird untermauert von dem Ergebnis der Frage nach der bundesweiten Geschäftstätigkeit. Von den 658 erfassten Lieferanten gaben nur 46 Unternehmen an, bundesweit tätig zu sein. Dies entspricht einer Quote von knapp sieben Prozent aller Lieferanten. Dies bedeutet, dass der Großteil der Lieferanten in Deutschland sich auf die Belieferung eines Netzgebietes bzw. einzelner Regionen beschränkt.

Bei der Belieferung von Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG findet sich dieser Trend wieder. Hier geben 433 Lieferanten an, in nur einem Netz tätig zu sein. Dies entspricht einem Anteil von fast 77 Prozent aller auf diese Frage antwortenden 561 Lieferanten. Dies ist gleichzeitig ein Hinweis darauf, dass die Anzahl der Lieferanten im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG noch geringer als im Gesamtmarkt ist.

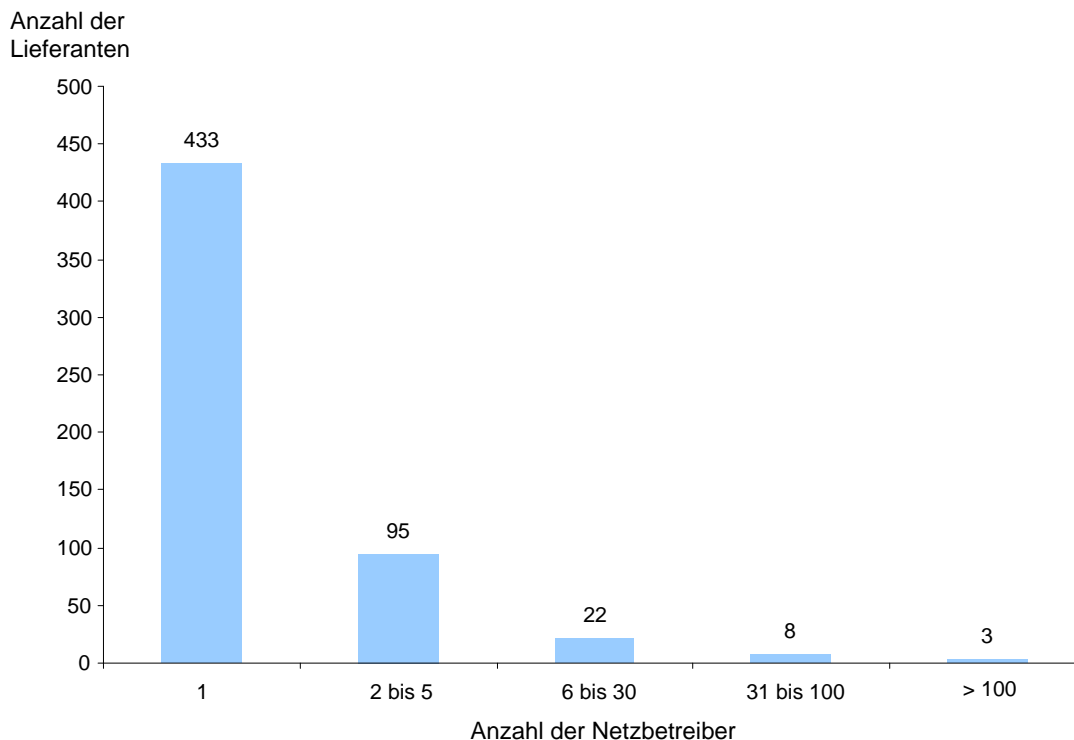


Abbildung 113: Anzahl der Netzbetreiber in deren Netzen ein Lieferant tätig ist gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten (Belieferung von Haushaltskunden)

Grundversorgung

Die Großhändler und Lieferanten wurden befragt, welche Gasmengen sie innerhalb ihres Grundversorgungsnetzgebietes zu Allgemeinen Preisen bzw. außerhalb Allgemeiner Preise an Letztverbraucher sowie Haushaltskunden liefern.

Kategorie	2007 Abgabemengen in TWh	2007 Abgabemengen zu Allgemeinen Preisen (Allgemeine Tarife) in TWh	Anteil an Abgabemenge in der jeweiligen Kategorie in Prozent
Haushaltskunden	199,60	72,34	36,24
Weitere Letztverbraucher	638,40	20,86	3,27
Gesamt 2007	838,0	93,20	11,12
Kategorie	2008 Abgabemengen in TWh	2008 Abgabemengen zu Allgemeinen Preisen (Allgemeine Tarife) in TWh	Anteil an Abgabemenge in der jeweiligen Kategorie in Prozent
Haushaltskunden	236,01	69,58	29,48
Weitere Letztverbraucher	669,14	17,48	2,61
Gesamt 2008	905,15	87,06	9,62

Tabelle 86: Abgabemengen in der Grundversorgung gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Der Anteil der Abgabemengen zu Allgemeinen Preisen an der Gesamtabgabemenge ist weiterhin rückläufig. Besonders ausgeprägt ist der Rückgang bei den Haushaltskunden. Hier sank der Wert von 36,24 Prozent auf 29,48 Prozent. Die absolute Mehrheit der weiteren Letztverbraucher befindet sich bereits außerhalb der Grundversorgung in Sonderverträgen. Hier ist somit nur eine geringe Entwicklung zu beobachten bzw. ist für die Zukunft keine bedeutende Verlagerung zu erwarten.

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung des Anteils der Abgabemengen in der Grundversorgung für die Jahre 2006 - 2008.

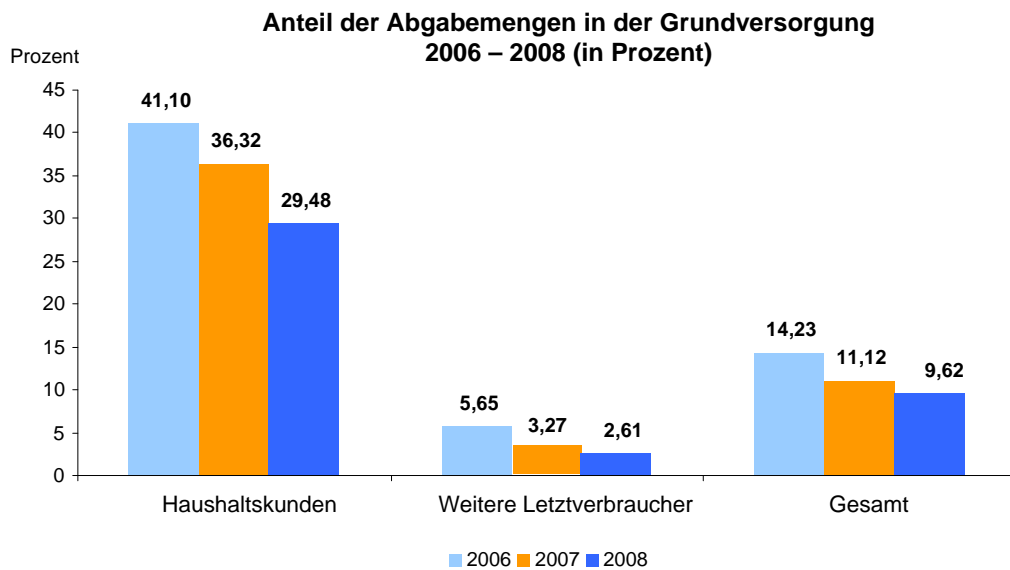


Abbildung 114: Anteil der Abgabemengen in der Grundversorgung 2006 – 2008 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Die folgende Abbildung zeigt die Arten der Belieferung von Letztverbrauchern mit Gas, dabei wird zwischen der Belieferung innerhalb sowie außerhalb der Grundversorgung von Haushaltskunden bzw. weiteren Letztverbrauchern unterschieden.

Den abgegebenen Gasmengen in der jeweiligen Kategorie sind jeweils die Anteile an der Gesamtabgabemenge von 905,15 TWh zugeordnet.

Belieferung von Letztverbrauchern in- und außerhalb der Grundversorgung in 2008 (in Prozent)

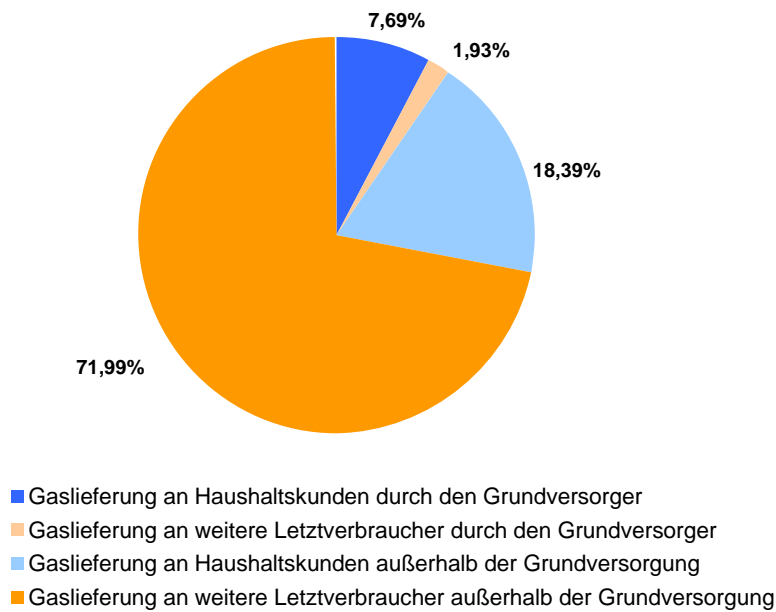


Abbildung 115: Belieferung von Letztverbrauchern in- und außerhalb der Grundversorgung in 2008 in TWh gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Die folgende Abbildung zeigt die jeweils innerhalb und außerhalb der Grundversorgung belieferte Anzahl von Haushaltskunden bzw. weiteren Letztverbrauchern. Der jeweils angegebenen Anzahl in der jeweiligen Kategorie sind jeweils die Anteile an der Gesamtzahl der Letztverbraucher von 13,11 Mio. zugeordnet.

Anzahl der belieferten Letztverbraucher in- und außerhalb der Grundversorgung in 2008 (in Prozent)

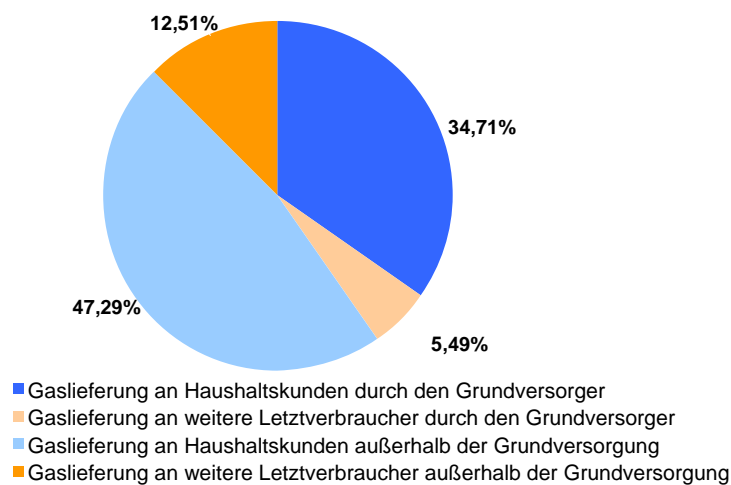


Abbildung 116: Anzahl der belieferten Letztverbraucher in- und außerhalb der Grundversorgung in Mio. in 2008 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

3.2.3.3 Entwicklung der Gaspreise im Einzelhandelsbereich

Bei der Datenerhebung zum Monitoring 2009 wurden die Großhändler und Lieferanten aufgefordert, das durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau ihres Unternehmens mit dem Preisstand 01.04.2009 in ct/kWh für die aufgeführten Kundenkategorien der Bundesnetzagentur mitzuteilen. Im Gesamtpreis sollten alle fixen und variablen Preisbestandteile wie Arbeitspreis, Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis, die dem Letztverbraucher in Rechnung gestellt werden, berücksichtigt werden. Darüber hinaus sollte eine geschätzte Aufteilung in durchschnittliches Nettonetzentgelt inkl. 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. Das aktuelle Einzelhandelspreisniveau mit dem Stand 01.04.2009 war für die Abnahmekategorien der Haushaltskunden innerhalb der Grundversorgung, Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung, der Gewerbekunden sowie der Industriekunden anzugeben.

Den Abnahmekategorien liegt die folgende Abnahmestruktur zu Grunde:

- Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 93,7 GJ bzw. 23.269 kWh (Ausstattung: Kochen, Warmwasserbereitung und Zentralheizung)
- Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 418,6 GJ bzw. 116.371 kWh (keine Benutzungsdauer vorgeschrieben, ggf. 115 – 120 Tage pro Jahr)
- Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 418.600 GJ bzw. 116.370.800 kWh (Benutzungsdauer 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 „ > 300 MWh/Jahr“ sowie „Gaskraftwerke“ gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten zugeordnet. Die Angaben der Unternehmen beziehen sich immer auf das Netzgebiet, in dem das jeweilige Unternehmen die Grundversorgung mit Gas durchführt.

In der Kategorie der Haushaltskunden, die in der Grundversorgung beliefert werden, hat die Auswertung der Antworten von 493 Unternehmen (arithmetischer Mittelwert) bzw. 490 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) zu folgendem Ergebnis geführt:

Stand 01.04.2009 in () Stand 01.04.2008	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengen- gewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Ge- samtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	1,53 (1,36)	21,05 (19,71)	1,41 (1,26)	19,80 (18,26)
davon Durchschnittliches Entgelt für Messung	0,03	-	0,02	-
davon Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb	0,06	-	0,05	-
Durchschnittliche Konzessionsabgabe	0,25 (0,26)	3,44 (3,77)	0,27 (0,27)	3,79 (3,91)
Durchschnittliche Steuern (Gas- und Umsatzsteuer)	1,68 (1,62)	23,11 (23,48)	1,65 (1,63)	23,17 (23,63)
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb	3,81 (3,66)	52,40 (53,04)	3,79 (3,74)	53,24 (54,20)
Durchschnittlicher Gesamtpreis	7,26 (6,90)	100,00	7,11 (6,90)	100,00

Tabelle 87: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden in der Grundversorgung. Preisstand 01.04.2009 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas
für Haushaltskunden in der Grundversorgung
(in Prozent)

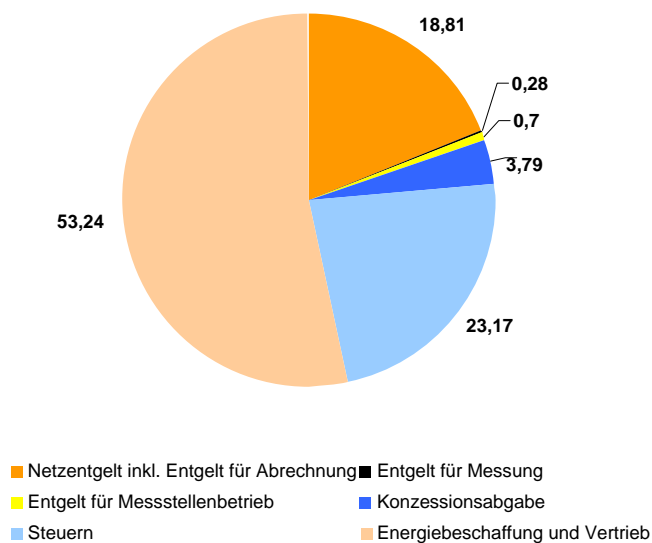


Abbildung 117: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden in der Grundversorgung. Preisstand 01.04.2009 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

In der Kategorie der Haushaltskunden, die außerhalb der Grundversorgung beliefert werden, hat die Auswertung der Antworten von 454 Unternehmen (arithmetischer Mittelwert) bzw. 442 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) zu folgendem Ergebnis geführt:

Stand 01.04.2009 in () Stand 01.04.2008	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengen- gewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	1,51 (1,36)	22,21 (20,67)	1,40 (1,29)	21,21 (19,85)
davon Durchschnittliches Entgelt für Messung in ct/kWh	0,03	-	0,02	-
davon Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb	0,05	-	0,05	-
Durchschnittliche Konzessionsabgabe	0,07 (0,09)	1,03 (1,37)	0,05 (0,06)	0,76 (0,92)
Durchschnittliche Steuern (Gas- und Umsatzsteuer)	1,60 (1,57)	23,53 (23,86)	1,55 (1,57)	23,48 (24,15)
Durchschnittlicher Preis- bestandteil für Energie- beschaffung und Vertrieb	3,62 (3,56)	53,23 (54,10)	3,60 (3,58)	54,55 (55,08)
Durchschnittlicher Gesamtpreis	6,80 (6,57)	100,00	6,60 (6,51)	100,00

Tabelle 88: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung. Preisstand 01.04.2009 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung (in Prozent)

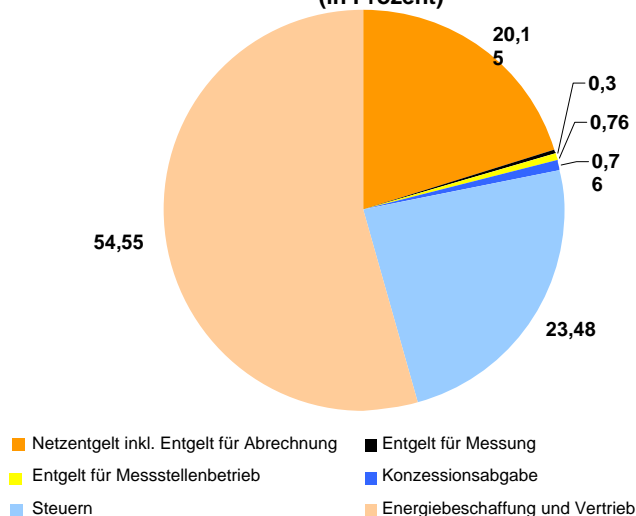


Abbildung 118: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung. Preisstand 01.04.2009 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

In der Kategorie der Gewerbekunden hat die Auswertung der Antworten von 392 Unternehmen (arithmetischer Mittelwert) bzw. 386 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) zu folgendem Ergebnis geführt:

Stand 01.04.2009 in () Stand 01.04.2008	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengen- gewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	1,23 (1,09)	19,43 (17,81)	1,18 (1,00)	18,88 (16,53)
davon Durchschnittliches Entgelt für Messung	0,01	-	0,01	-
davon Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb	0,02	-	0,02	-
Durchschnittliche Konzessionsabgabe	0,06 (0,08)	0,95 (1,31)	0,05 (0,05)	0,80 (0,83)
Durchschnittliche Steuern (Gas- und Umsatzsteuer)	1,52 (1,50)	24,01 (24,51)	1,50 (1,49)	24,00 (24,62)
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb	3,52 (3,45)	55,61 (56,37)	3,52 (3,51)	56,32 (58,02)
Durchschnittlicher Gesamtpreis	6,34 (6,09)	100,00	6,24 (6,06)	100,00

Tabelle 89: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Gewerbekunden. Preisstand 01.04.2009 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Gewerbekunden (in Prozent)

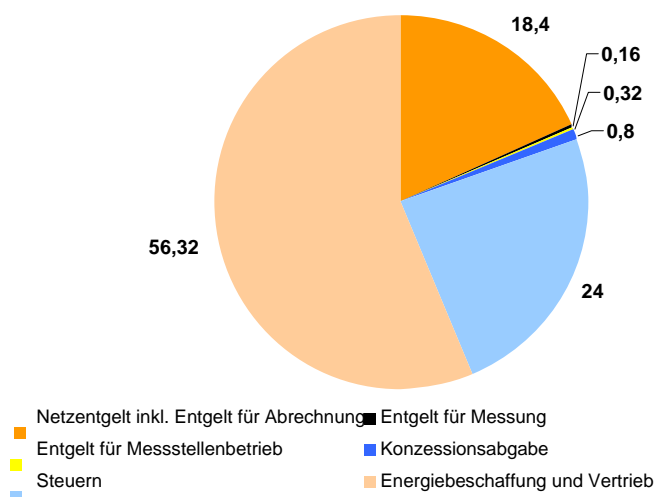


Abbildung 119: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Gewerbekunden. Preisstand 01.04.2009 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

In der Kategorie der Industriekunden hat die Auswertung der Antworten von 83 Unternehmen (arithmetischer Mittelwert) bzw. 50 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) zu folgendem Ergebnis geführt:

Stand 01.04.2009 in () Stand 01.04.2008	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengen- gewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	0,42 (0,25)	8,45 (5,18)	0,27 (0,21)	5,76 (4,64)
davon Durchschnittliches Entgelt für Messung	0,01	-	0,01	-
davon Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb	0,01	-	0,01	-
Durchschnittliche Steuern (Gas- und Umsatzsteuer)	1,31 (1,31)	26,36 (27,12)	1,29 (1,26)	27,51 (27,81)
Durchschnittlicher Preis- bestandteil für Energie- beschaffung und Vertrieb	3,24 (3,27)	65,19 (67,70)	3,13 (3,06)	66,73 (67,55)
Durchschnittlicher Gesamtpreis	4,97 (4,87)	100,00	4,67 (4,52)	100,00

Tabelle 90: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Industriekunden. Preisstand 01.04.2009 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

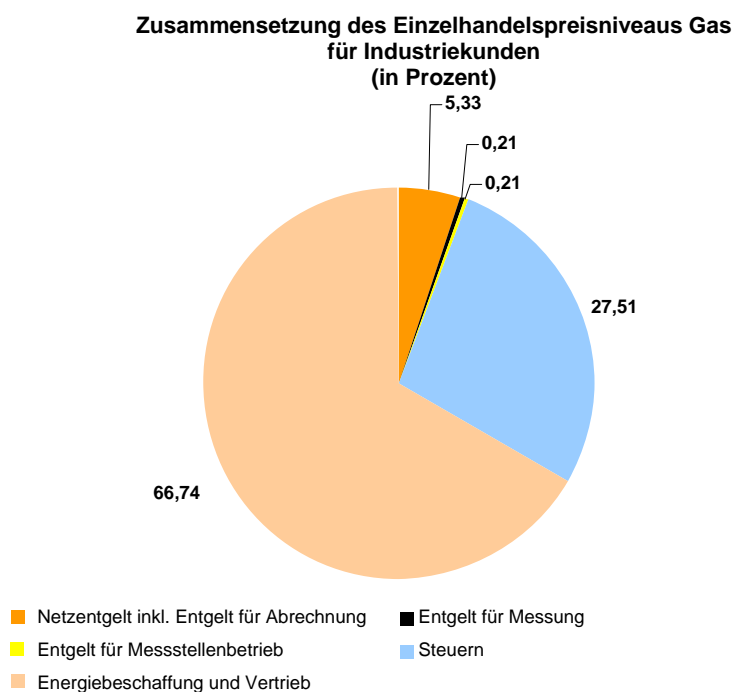


Abbildung 120: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Industriekunden. Preisstand 01.04.2009 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Gasgesamtpreise in den Jahren 2006 bis 2008. Dabei wurden als Grundlage die der Bundesnetzagentur mitgeteilten mengen- gewichteten Mittelwerte für den Gasgesamtpreis verwendet.

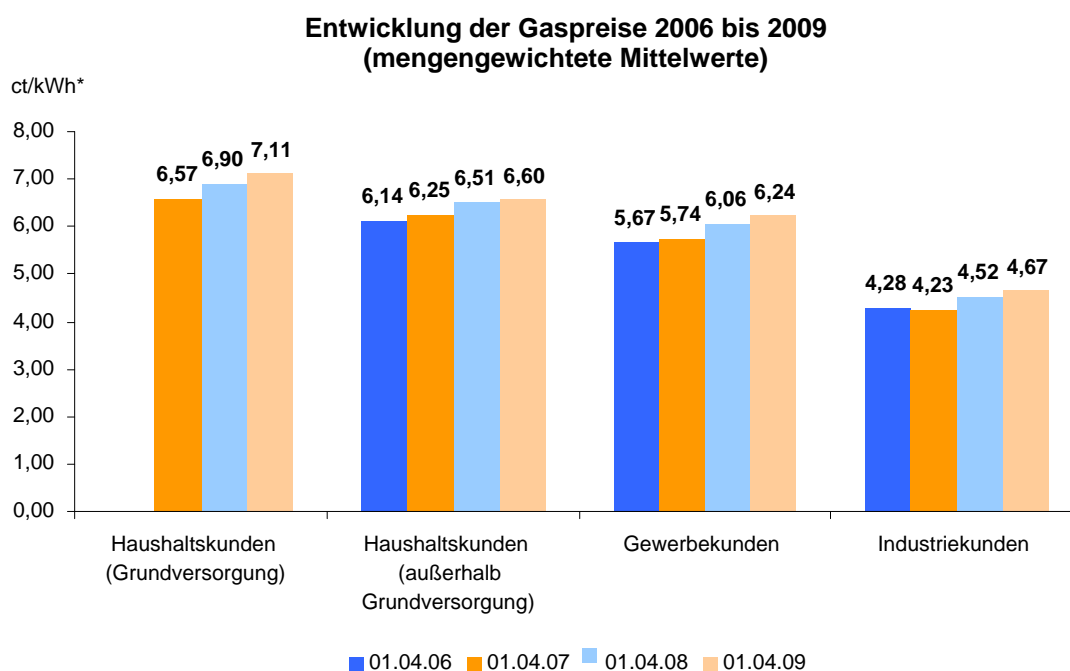


Abbildung 121: Entwicklung der mengengewichteten Gaspreise 2006 bis 2009. Preisstand 01.04.2009 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten¹⁴³

3.2.3.4 Maßnahmen zur Vermeidung des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung

Missbrauchsverfahren zu Gaspreisen bei der Haushaltskundenversorgung

Die im März 2008 eingeleiteten Verfahren wegen des Verdachts missbräuchlicher Forderung überhöhter Gaspreise von nicht leistungsgemessenen Haushalts- und Gewerbekunden gegen 35 Gasversorgungsunternehmen hat das Bundeskartellamt im Berichtszeitraum weitgehend abgeschlossen.¹⁴⁴

Gestützt auf § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB wurde für das Jahr 2007 das Konzept des mengengewichteten Netto-Erlösvergleichs und gestützt auf § 29 Satz 1 Nr. 1 GWB für das Jahr 2008 das Konzept des mengengewichteten Netto-Vergleichs des Tarifs, in dem sich die Mehrzahl der Kunden befindet, angewandt.

Beim Erlösvergleich wurden die mit Standardlastprofil-Kunden erzielten Erlöse des betroffenen Unternehmens mit den Erlösen, die die Vergleichsunternehmen in einem anderen räumlich relevanten Markt bei der Belieferung solcher Kunden erzielt haben, im Wege eines Benchmarking verglichen. Auf diese Weise konnte ermittelt werden, wie das zum Vergleich herangezogene Unternehmen seine Leistung auf dem Markt des betroffenen Unternehmens erbracht hat.

¹⁴³ Zum Stichtag 01.04.2006 wurde für den Gaspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung kein Wert erhoben.

¹⁴⁴ Bundeskartellamt, Tätigkeitsbericht 2007/2008, Bundestags-Drucksache 16/13500 vom 22.06.2009, S. 114 ff.

Für das Jahr 2008 hat das Bundeskartellamt das Verfahren auf den zum Jahresende 2007 in Kraft getretenen § 29 GWB gestützt. Dabei wurden die Tarife verglichen, in denen sich die Mehrzahl der Kunden befand. Ein Erlösvergleich war noch nicht möglich, da verbindliche Zahlen über die 2008 erzielten Erlöse erst im Frühjahr 2009 vorgelegen hätten. Beim Tarifvergleich wurden die Tarife anhand von fünf repräsentativen Muster-Verbrauchsfällen verglichen. Vorgenommen wurde eine Zeitraumbetrachtung für das gesamte Jahr 2008; die einzelnen Monate flossen entsprechend ihrem Gewicht beim Gasverbrauch in den Vergleich ein. Zur Berücksichtigung witterungsbedingter Unterschiede in den monatlichen Abnahmemengen wurden die Monate mit Hilfe von Gradtagszahlen mengengewichtet.

Von den jeweils um die Mehrwertsteuer bereinigten Erlösen bzw. Tarifen wurden von den Gasversorgern unbeeinflussbare Komponenten, wie die genehmigten Netzentgelte, in Abzug gebracht. Der Abzug der Netzentgelte berücksichtigt die Bindungswirkung des § 111 Abs. 3 EnWG sowie die gebietsstrukturellen Unterschiede zwischen dem betroffenen und dem Vergleichsunternehmen.

Abgezogen wurden auch die gezahlten Konzessionsabgaben als staatliche Abgaben von den Netto-Erlösen bzw. Netto-Tarifen der Gasversorger. Um insbesondere kommunalen Unternehmen keinen Anreiz zu geben, Gewinne in die Konzessionsabgabe zu verschieben, wurden vom Bundeskartellamt als Vergleichsunternehmen nur solche Unternehmen ausgewählt, die in den hier relevanten Jahren 2007 und 2008 ganz überwiegend nur die niedrige Konzessionsabgabe in Höhe von 0,03 Cent/kWh für Sondervertragskunden abgeführt haben.

Auf die Vergleichsabstände zwischen den Unternehmen hat das Bundeskartellamt einen Erheblichkeitszuschlag gewährt, der sich an der Intensität des auf dem relevanten Markt vorhandenen Restwettbewerbs orientiert. Der Erheblichkeitszuschlag wurde in Höhe der Wechselquote in dem betreffenden Versorgungsgebiet angesetzt, um das Ausmaß des dort vorhandenen Wettbewerbs zu berücksichtigen. Dort, wo der Wettbewerb bereits erste Wirkungen zeigt und Drittlieferanten Marktanteile gewonnen haben, erhöht sich der Erheblichkeitszuschlag und führt dazu, dass in diesen Gebieten die Preismissbrauchsaufsicht zurückgenommen wird.

Im Rahmen der sachlichen Rechtfertigung wurde als wichtigster Punkt der Einwand berücksichtigt, dass die im Rahmen der Preismissbrauchsaufsicht gefundene Preis- bzw. Erlösobergrenze nicht unter den Kosten des Unternehmens liegen darf. Angesetzt wurden daher die durchschnittlichen Gasbezugskosten in den betreffenden oder vergleichbaren Marktgebieten. Die durchschnittlichen Gasbezugskosten anderer Unternehmen in den betroffenen oder vergleichbaren Marktgebieten sind ein geeigneter Vergleichsmaßstab, weil ein Unternehmen sie auch ungeachtet möglicher Vermachtungsstrukturen auf der vorgelagerten Ebene beim Gaseinkauf hätte erzielen können.

Die von den betroffenen Unternehmen unterbreiteten Zugeständnisse gegenüber ihren Kunden waren geeignet, die Bedenken des Bundeskartellamtes auszuräumen. Die Verfahren konnten daher gegen entsprechende Zusagen der betroffenen Unternehmen beendet werden. Teils wurden nicht-förmliche (informelle) Zusagen entgegengenommen (18 Unternehmen), teils wurden Zusagen nach § 32b GWB für verbindlich erklärt (13 Unternehmen), so dass diese Verfahren eingestellt werden konnten. Die endgültige Einstellung erfolgt bei den informellen Zusagen nach Einhaltung und Überprüfung der schriftlichen Zusagen der Unternehmen. In einem den Berliner Markt betreffenden Verfahren (GASAG) wurde von dem betroffenen Unternehmen zusätzlich zur Gaspreissenkung zugesagt, eine detaillierte Gasnetzkarte von Berlin zu veröffentlichen, aus der sich straßen- und postleitzahlspezifisch, aber anonymisiert, alle Gasnetzanschlüsse ergeben. Diese Transparenz erleichtert neuen Lieferanten den Markteintritt und fördert den Wettbewerb in Berlin. Drei der Missbrauchsverfahren

wurden eingestellt, da sich der Missbrauchsverdacht gegen diese Unternehmen in den Jahren 2007 und 2008 nicht bestätigt hatte.

Konkret haben die betroffenen Unternehmen preiswirksame Maßnahmen zugunsten der Kunden zugesagt. Das Volumen aller Zusagen beläuft sich auf ca. 129 Mio. € und setzt sich zu ca. 45 Prozent aus Gutschriften und zu ca. 55 Prozent aus Preismaßnahmen wie die Verschiebung von Preiserhöhungen oder aber Preissenkungen zusammen. Über die in den kartellrechtlichen Verfahren zugesagten preiswirksamen Maßnahmen hinaus haben die betroffenen Gasversorger im Jahr 2008 auf die Weitergabe gestiegener Gasbezugskosten an ihre Kunden in Höhe von ca. 109 Mio. € verzichtet. All diese Zahlen sind Netto-Beträge, d.h. zusätzlich werden den Kunden noch die darauf entfallenden Abgaben und Steuern erspart, wovon sich allein die Mehrwertsteuer auf einen Betrag von rund 45 Mio. € beläuft. In allen Verfahren haben die betroffenen Unternehmen zugesagt, dass Rückerstattungen an die Kunden nicht durch spätere Preismaßnahmen wieder kompensiert werden (no-repeated-game-Klausel). Die Einhaltung der Zusagen wird vom Bundeskartellamt überprüft.

Missbrauchsverfahren zu Konzessionsabgaben

Auf dem Markt für die entgeltliche Vergabe von Wegerechten wurden seit Ende 2008/Anfang 2009 auf Grund von Beschwerden kartellrechtliche Missbrauchsverfahren gegen VNB eingeleitet, die in kommunalem Eigentum stehen (kommunale Netzgesellschaften). Es besteht der Verdacht des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung durch Forderung überhöhter Konzessionsabgaben von unabhängigen Gaslieferanten, die Gas im Wege der Durchleitung an Letztverbraucher im Versorgungsgebiet des ebenfalls kommunalen Gaslieferanten liefern.

Gemeinden sind jeweils marktbeherrschend auf dem Markt für die entgeltliche Vergabe von Wegerechten auf öffentlichen Grundstücken in ihrem Gebiet. Durch Konzessionsverträge wird den Netzgesellschaften das Recht zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen für die unmittelbare Versorgung von Letztverbrauchern eingeräumt. Als Gegenleistung sehen die Konzessionsverträge die Zahlung von Konzessionsabgaben vor, die nur in Centbeträgen je gelieferter Kilowattstunde vereinbart werden dürfen. Die Höhe der Konzessionsabgabensätze, die zulässigerweise vereinbart werden dürfen, wird dabei von der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) begrenzt. Danach gelten je unterschiedliche Höchstsätze abhängig davon, ob es sich um einen Tarifkunden oder um einen Sondervertragskunden handelt. Die höchstzulässigen Sätze für Tarifkunden betragen dabei das bis zu 30-fache des höchstzulässigen Satzes für Sondervertragskunden. Im Hinblick auf die Einordnung verschiedener Kunden als Tarif- oder Sondervertragskunden sind die Konzessionsverträge unterschiedlich ausgestaltet. Teils werden den Netzgesellschaften detaillierte Vorgaben gemacht, welche Kunden als Sondervertragskunden in Frage kommen, etwa indem Mengengrenzen festgelegt werden; teils wird diese Einordnung von den kommunalen Netzgesellschaften selbst so vorgenommen. Insoweit den Netzbetreibern ein Spielraum bei der Gestaltung der Konzessionsabgabe zukommt, haben sie damit eine von der Gemeinde abgeleitete marktbeherrschende Stellung auf dem Markt für die entgeltliche Vergabe von Wegerechten inne. Sie sind überdies auf dem Netzdienstleistungsmarkt marktbeherrschend sowie zumeist auch die kommunale Vertriebsgesellschaft als Gasversorgerin auf dem nachgelagerten Markt für die Gasversorgung von nichtleistungsgemessenen Endkunden im Netzgebiet.

In diesem Rahmen stellt die Forderung überhöhter Konzessionsabgaben nach Auffassung des Bundeskartellamts einen kartellrechtlich relevanten Behinderungsmissbrauch dar. Durch überhöhte Konzessionsabgaben wird ein erheblicher Teil der Erträge der im Netzgebiet tätigen Lieferanten abgeschöpft. Dies führt nur scheinbar zu einer gleichmäßigen Steigerung der Kosten der Gaslieferungen des kommunalen Lieferanten und unabhängiger Lieferanten. Ein unabhängiger Lieferant muss die Konzessionsabgabe aus den Überschüssen bezahlen,

was eine Schmälerung der Marge zur Folge hat. Für die Gemeinde als Eigner eines lokalen Lieferanten spielt es dagegen keine Rolle, ob ihr der Gewinn des lokalen Lieferanten als Konzessionsabgabe oder als Gewinnausschüttung zukommt. Im letzteren Fall hätte sie vielmehr auf den Gewinn noch Gewerbesteuer und ggf. Körperschaftsteuer zu zahlen. Bei näherer Betrachtung werden demnach einseitig die Kosten der unabhängigen Lieferanten gesteigert, welche somit günstigere Konditionen allenfalls zum Teil an die Verbraucher im Netzgebiet weitergeben können bzw. ganz am Marktzutritt gehindert werden. Die Festlegung von Mengengrenzen für die Einordnung als Tarif- oder Sondervertragskunde im Konzessionsvertrag oder durch den kommunalen Netzbetreiber im Hinblick auf Lieferungen unabhängiger Lieferanten widerspricht nach Ansicht des Bundeskartellamtes auch der KAV. Das Bundeskartellamt ist der Ansicht, dass diese eine nicht dispositive Legaldefinition des Tarifkundenbegriffs enthält, die auch gegenüber durchleitenden unabhängigen Lieferanten gilt.

Eine Reihe von Missbrauchsverfahren konnte nach Aufgabe des beanstandeten Verhaltens bereits beendet werden, davon eines durch eine Zusagenentscheidung nach § 32b GWB. Ein Verfahren wurde im September 2009 durch eine förmliche Missbrauchsverfügung nach § 32 GWB abgeschlossen.

3.3 Versorgungssicherheit Gas

3.3.1 Versorgungsqualität

Nach § 52 EnWG melden die Betreiber von Energieversorgungsnetzen alle in ihrem Netz aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen einmal jährlich an die BNetzA. Aus diesen Meldungen können Kenngrößen zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit berechnet werden. Die Kenngröße SAIDI (System Average Interruption Duration Index) ist hierbei die gängigste und am häufigsten verwendete Größe. Sie gibt die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung in Minuten je angeschlossenen Letztverbraucher an. Über diesen Wert werden europäische und internationale Vergleiche bezüglich der Versorgungssicherheit möglich.

Bis Ende Juli 2009 sind für alle der insgesamt ca. 704 Gasnetze Berichte der Netzbetreiber über Versorgungsstörungen in ihren Netzen entsprechend den Vorgaben einer Allgemeinverfügung der Bundesnetzagentur aus dem Dezember 2008 eingereicht worden. Nach einer ersten Durchsicht der Berichte ergibt sich ein Durchschnittswert von etwa einer Minute als SAIDI-Wert der durchschnittlichen Gasversorgungsunterbrechung pro Kunde und Jahr. Unfälle und Unterbrechungen auf der Fernleitungsebene führen oftmals zu großflächigen Ausfällen auf der Verteilernetzebene. Im Jahr 2008 gab es auf der Fernleitungsebene in Deutschland keinen Ausfall, mit Auswirkungen auf die Verteilernetzebene. Somit sind die Gasversorgungsunterbrechungen im Berichtszeitraum besonders gering. Die deutschen Gasnetze sind im internationalen Vergleich - soweit ersichtlich - unter den sichersten und zuverlässigsten Netzen der Welt anzusiedeln.

3.3.2 Gaskrise

3.3.2.1 Hintergrund

Im vergangenen Winter 2008/09 kam es auf Grund von unterschiedlichen Auffassungen über Schulden und Preise für Gaslieferungen zwischen der Ukraine und Russland zu politischen Verwerfungen. Die russische Gazprom reduzierte deswegen ab dem 04.01.2009 die Gaslieferungen an die Ukraine stufenweise und warf Naftogaz vor, für Westeuropa bestimmtes Gas aus den Transitleitungen abzuzweigen. Ab dem 07.01.2009 kam es zu einer Lieferunterbrechung an die Ukraine, so dass in deren Transitsystem gar kein Gas mehr eingespeist wurde. Betroffen von dieser Maßnahme waren ebenfalls die Grenzkoppelpunkte Waidhaus an der

deutsch-tschechischen Grenze sowie Oberkappel an der deutsch-österreichischen Grenze, an denen über die Ukraine kommendes russisches Erdgas nach Deutschland eingespeist wird. Auf deutscher Seite nehmen die Netzbetreiber E.ON Gastransport sowie GRTgaz Deutschland das russische Erdgas an diesen Punkten in ihr Fernleitungsnetz auf. Deren Transportkunden waren unmittelbar von dem Konflikt betroffen. Der Gasstreit endete mit einer Einigung zwischen Russland und der Ukraine auf einen erhöhten Gaspreis und der Wiederaufnahme des Gastransits durch die Ukraine am 20.01.2009.¹⁴⁵

Fällt an einer der Hauptimportstellen des Gasnetzsystems der Import aus, müssen die Netzbetreiber und die Gashändler mit angemessenen Maßnahmen auf diese Ausnahmesituation reagieren. Diese Reaktionen lassen sich anhand der Lastflusssituation an den Grenzübergangspunkten zu den angrenzenden Staaten sowie den Ausspeichermengen und Füllständen der Gasspeicher deutlich ablesen.

3.3.2.2 Analyse der Auswirkungen des russisch-ukrainischen Gaskonfliktes auf deutsche Netze und Speicher

Einfluss von Temperaturen und Gaspreisen

Bei allen Analysen für diesen Zeitraum muss stets berücksichtigt werden, dass zum Zeitpunkt der Lieferunterbrechung, wie in der folgenden Abbildung ersichtlich, auch die Durchschnittstemperatur in Deutschland rapide um ca. 7°C abgesunken ist und allein dadurch zu Beginn des russisch-ukrainischen Gaskonfliktes ein gewisser Mehrbedarf an Gas begründet wurde. Dies erschwert eine Aussage darüber, in welchem Umfang Speichermehrausspeisungen und gesteigerte Importmengen speziell auf Grund des russisch-ukrainischen Gaskonfliktes erfolgten.

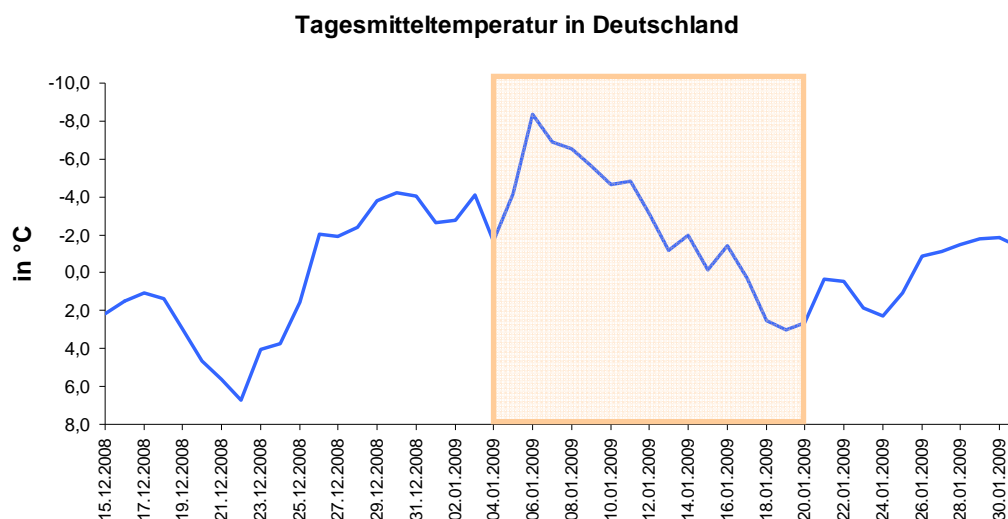


Abbildung 122: Tagesmitteltemperatur in Deutschland; Quelle: Bundesnetzagentur. Die Durchschnittstemperatur wurde anhand der Daten von 45 statistisch verteilten Wetterstationen in Deutschland errechnet. Die Daten wurden vom Deutschen Wetterdienst zur Verfügung gestellt.

¹⁴⁵ Diese Ereignisse werden häufig unter dem Begriff „Gaskrise“ zusammengefasst. Im weiteren Text wird daher zur Vereinfachung dieser Begriff verwendet.

Weiterhin könnten auch die Day-Ahead-Gaspreise an den europäischen Handelspunkten ein Signal für die Händler gewesen sein, Mengen aus ihren Speichern zu entnehmen anstatt zu importieren.

Entwicklung der Europäischen Day-Ahead Gaspreise während der Gaskrise

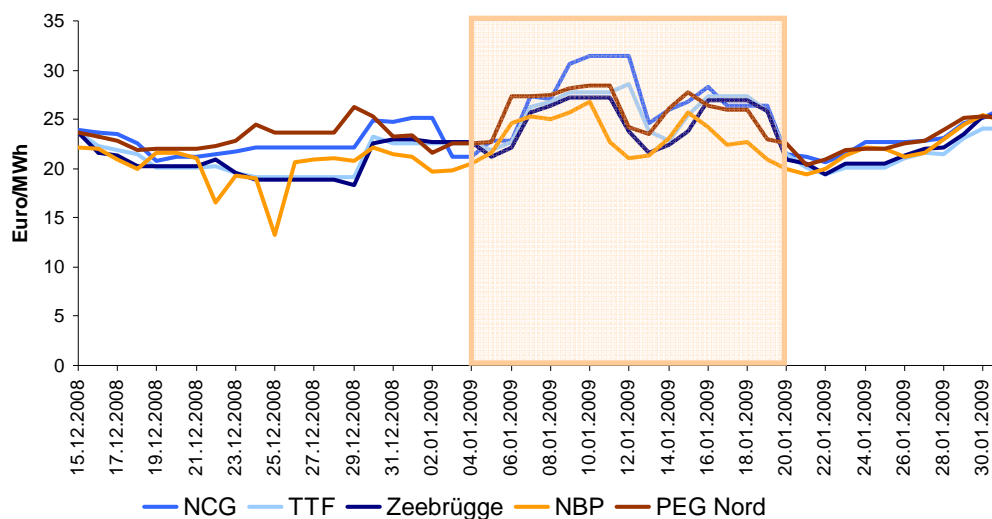


Abbildung 123: Entwicklung der Europäischen Day-Ahead-Gaspreise während des russisch-ukrainischen Gaskonfliktes an den europäischen Handelsplätzen (Quelle: NetConnect Germany und Powernext)

Es ist erkennbar, dass insbesondere an den virtuellen Handelspunkten die Day-Ahead-Gaspreise im Zeitraum der Gaskrise angestiegen sind, jedoch mit einem Zeitversatz von ca. zwei Tagen, so dass zumindest die Ausspeisungen an diesen beiden Tagen nicht unmittelbar auf Preissignale zurückgeführt werden können. Im Allgemeinen führte die Lieferunterbrechung zwar zu einer Erhöhung der Gaspreise für den Day-Ahead und den Liefermonat Februar. Diese fielen aber nach einem ersten Einigungsversuch am 10.01.2009 fast wieder auf den Wert vor der Gaskrise.

Veränderung der Lastflüsse

In einem ersten Schritt wurde analysiert, in wie weit sich die Lastflüsse aus den angrenzenden Ländern zu Deutschland verändert haben. In der folgenden Grafik ist zu erkennen, dass die Lastflüsse aus dem Osten¹⁴⁶, also über durch Russland versorgte Einspeisepunkte im Zeitraum der Gaskrise, zurückgegangen sind. Dafür sind die Lastflüsse aus dem Westen¹⁴⁷, also über nicht mit russischem Erdgas versorgte Einspeisepunkte, im gleichen Zeitraum gestiegen.

¹⁴⁶ Lastflüsse aus dem Osten schließen Lastflüsse über Polen, Tschechien und Österreich ein.

¹⁴⁷ Lastflüsse aus dem Westen schließen Lastflüsse aus Dänemark, Norwegen, den Niederlanden, Belgien, Frankreich, Luxemburg und der Schweiz ein.

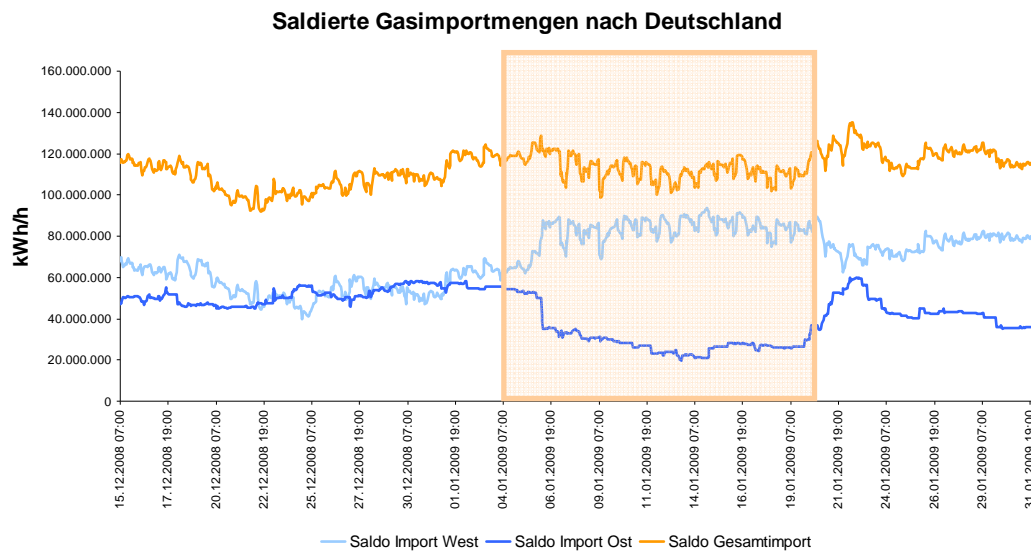


Abbildung 124: Saldierte Gasimportmengen von russischem Erdgas nach Deutschland; bei den in dieser Abbildung dargestellten Importen handelt es sich um Salden, die bereits durch die Exportmengen bereinigt wurden.

Insgesamt zeigt die Auswertung, dass während der Gaskrise im Vergleich zum abgefragten Zeitraum davor (15.12. – 31.12.2008)¹⁴⁸ eine 39 %-ige Reduzierung der Importe aus dem Osten (minus 8,1 TWh) und eine 48 prozentige Erhöhung der Importe aus dem Westen (plus 10,8 TWh) stattgefunden hat. In Summe sind die Nettoimporte im Verhältnis zum Zeitraum vor der Gaskrise mit sechs Prozent um 2,7 TWh leicht gestiegen.

Innerhalb Deutschlands wurden ebenfalls verschiedene Maßnahmen ergriffen. Hierzu gehört die Erhöhung der Gasflüsse vom Norden in den Süden. Dies erfolgte sowohl innerhalb des Marktgebietes der NCG als auch über Marktgebietsgrenzen hinweg und von L-Gas zum H-Gas Bereich.

Betrachtet man diese beiden Grenzen noch einmal gesondert, indem man jeweils alle Grenznetzübergangspunkte zu den angrenzenden Ländern saldiert und sie mit den Exportmengen verrechnet, fallen bei einzelnen Ländern gravierende Veränderungen während der Gaskrise auf.

¹⁴⁸ Für die Vergleichsberechnung wurde für den Zeitraum vor der Gaskrise der 15.12. – 31.12.2008 und für den Zeitraum während der Gaskrise der 04.01. – 20.01.2009 angesetzt.

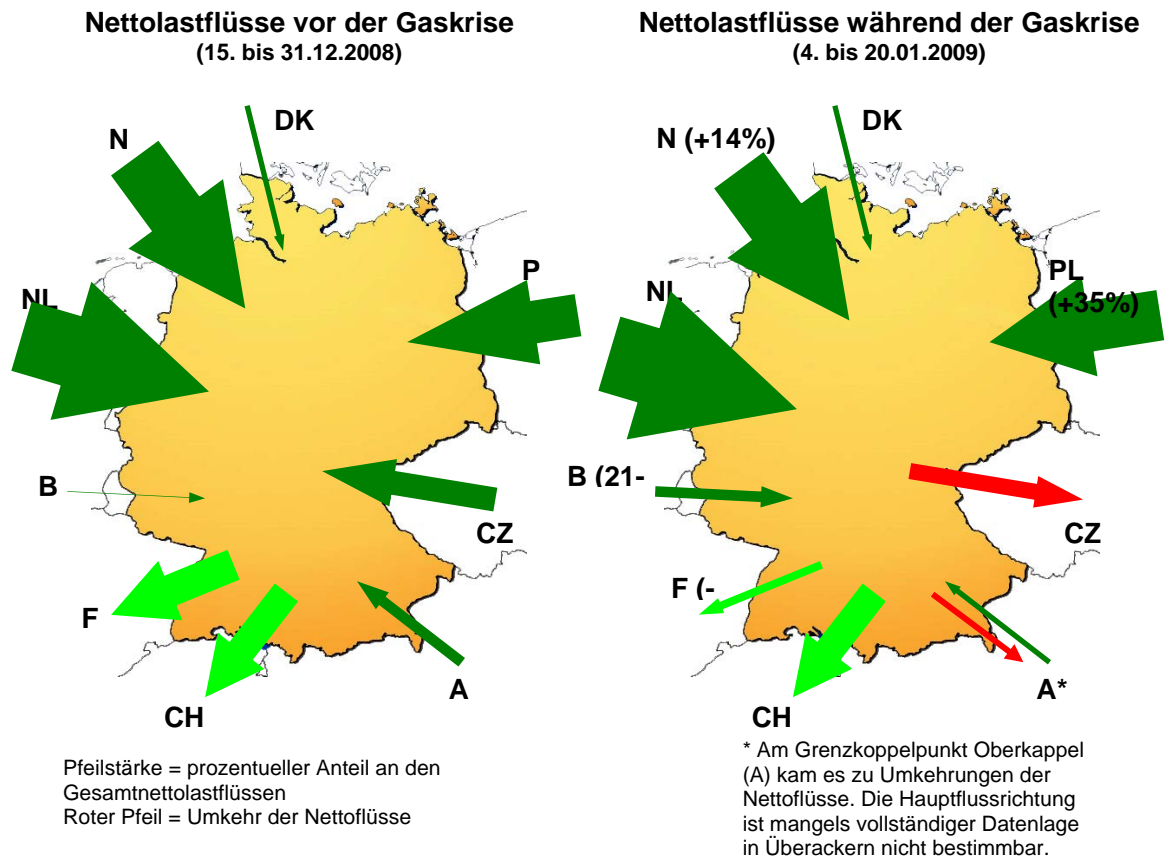


Abbildung 125: Nettolastflüsse vor und während der Gaskrise

Tschechien

An der Grenze nach Tschechischen wird im Wesentlichen an den Grenzübergangspunkten Deutschneudorf, Olbernhau und Waidhaus das russische Erdgas in die deutschen Fernleitungsnetze der Ontras – VNG Gastransport, der E.ON Gastransport und der Wingas Transport eingespeist. Während das ganze Jahr über Gasmengen nach Deutschland importiert werden, hat sich der Lastfluss mit Beginn des russisch-ukrainischen Gaskonfliktes umgekehrt. Es ist also nicht nur der Import russischen Erdgases über Tschechien in Waidhaus (und auch Deutschneudorf) unterblieben, sondern durch eine Lastflussumkehr Gas aus dem deutschen Gasnetz nach Tschechien ausgespeist worden. Die Ausspeisung erfolgte ebenfalls über die Grenzübergangspunkte Deutschneudorf, Olbernhau und Waidhaus. So wurden z. B. im Zeitraum vor der Gaskrise (15.12.2008 – 31.12.2008) 6,45 TWh von Tschechien nach Deutschland importiert, während im Zeitraum der Gaskrise 4,32 TWh von Deutschland nach Tschechien exportiert wurden. Dies sind 15,6 Prozent der Gesamtexportmenge während der Gaskrise.

Polen

Die Lieferunterbrechung in Waidhaus konnte teilweise durch eine Zunahme der Importmengen über Polen kompensiert werden. Über den Grenzkoppelpunkt Mallnow, ohnehin ein alternativer Bezugspunkt von russischem Erdgas über die Jamal-Europa-Pipeline, konnte die Importmenge um 35 Prozent erhöht werden.

Österreich

Über die Grenzübergabestationen in Kiefersfelden, Oberkappel und Überackern werden Gasmengen mit Österreich ausgetauscht. Während vor der Gaskrise knapp 10 TWh Gas nach Deutschland importiert worden sind, reduzierte sich diese Importmenge über Österreich mit Beginn der Lieferunterbrechung rapide bis kurzfristig auf Null. Ursächlich dafür war, dass an den Grenzübergangspunkten in Überackern und Oberkappel mehr Gasmengen aus dem

deutschen Gasnetz nach Österreich exportiert wurden. Der Lastfluss in Kiefersfelden weist keine Besonderheiten auf, da hier nur das nachgelagerte Netz in Vorarlberg versorgt wird. Bei der Einzelbetrachtung des Grenzkoppelpunktes Oberkappel lassen sich besonders gut die Mengenverschiebungen zeigen. So wurden z.B. im Zeitraum (15.12.2008 - 31.12.2008) vor der Gaskrise über diesen Punkt 0,79 TWh von Österreich nach Deutschland importiert, während im Zeitraum der Gaskrise 1,11 TWh von Deutschland nach Österreich exportiert wurden. Dies sind vier Prozent der Gesamtexportmenge während der Gaskrise.

In Überackern ergibt sich nach Aussage des betroffenen Netzbetreibers die besondere Situation, dass Umkehrungen des Lastflusses (Reverse Flows) stattgefunden haben, obwohl die Infrastruktur nicht dafür ausgebaut ist. Für diesen kurzen Zeitraum und in enger Kooperation mit den Transportkunden sei dies jedoch möglich gewesen. Die tatsächlichen Lastflussdaten konnten jedoch nicht gemessen werden, da die Messeinrichtungen nur den Importfluss nach Deutschland erfassen können. Insoweit liegt für Österreich kein exakter saldierter Lastflusswert vor. Anhand der Flussdaten anderer Netzkoppelpunkte lässt sich jedoch grob ermitteln, dass über Überackern erhebliche Mengen in das österreichische Leitungssystem exportiert wurden, so dass sich in Summe sogar die Nettoflüsse nach Österreich umgekehrt haben dürften. Die Exporte in die östlichen Nachbarstaaten wurden durch verschiedene Maßnahmen aufgefangen.

Frankreich

Der Export nach Frankreich¹⁴⁹ konnte nicht mehr vollumfänglich durchgeführt werden. Betroffen war die Transitleitung MEGAL der GRTgaz, die das russische Erdgas aus Waidhaus und Oberkappel zu überwiegenden Teilen direkt ins französische Fernleitungsnetz ausspeist. Im direkten Vergleich zu dem Zeitraum vor der Lieferunterbrechung waren die Ausspeisungen nach Frankreich um ca. 48 Prozent (2,48 TWh) reduziert und brachen in der Spitze bis zu über 90 Prozent ein. Gleichwohl wurden in Summe nicht die gesamten Mengenreduzierungen in Waidhaus (55 Prozent / 5,67 TWh) bis nach Frankreich „weitergegeben“, was auch auf eine erhöhte Einspeisung aus dem Süden Deutschlands zurückzuführen ist. Die Day-Ahead-Handelspreise lagen in Frankreich leicht unter dem deutschen NCG-Preis, so dass es keine wettbewerblichen Anreize zum Export nach Frankreich gab. Wie der Wegfall der Importmengen in Frankreich aufgefangen wurde, ist nicht bekannt.

Norwegen

Die Mindermengen an russischem Erdgas wurden vor allem durch einen erhöhten Import aus Norwegen, Belgien und den Niederlanden ausgeglichen. Im Zeitraum der Lieferunterbrechung selbst hat zwar keine (weitere) Erhöhung der Nettoimporte aus Norwegen stattgefunden, dafür wurden diese bereits in den Tagen vor der Lieferunterbrechung um 14 Prozent (2,23 TWh) und damit leicht erhöht. An dem Grenzübergangspunkt Dornum wurden während der Gaskrise die Flüsse sogar leicht reduziert, was möglicherweise auf den vermehrten (günstigeren) Einsatz von Speichermengen zurückgeführt werden kann.

Belgien

Über Belgien kamen die 21-fachen Nettoimportmengen an als vor der Gaskrise. Dies macht jedoch „nur“ 3,3 TWh aus, da im Zeitraum vor der Gaskrise die Importe auf einem sehr geringen Niveau waren bzw. zeitweise nur Exporte stattgefunden haben. Die Einspeisung in das deutsche Netz erfolgt über Eynatten, an dem die FNB Eni Gas Transport Deutschland, Wingas Transport und die E.ON Gastransport das Gas aufnehmen. Die Erhöhung der Flüsse aus Belgien zeigt, dass Importe aus Großbritannien (über den Interconnector) stattgefunden haben. Grund hierfür könnten die zu diesem Zeitpunkt deutlich höheren Preise in Kontinentaleuropa gewesen sein.

¹⁴⁹ Insgesamt ca. 15-20% des französischen Inlandsverbrauchs.

Niederlande

Zudem sind auch die Nettoimportmengen aus den Niederlanden mit 3,6 TWh um 19 Prozent angestiegen. Im Wesentlichen kamen diese zusätzlichen Gasmengen über die Netzkoppel­punkte in Bocholtz, Elten, Bunde Oude Statenzijl und Zevenaar. Eine Analyse der Gasquali­ tät ergibt erstaunlicherweise keine signifikanten Unterschiede. Sowohl der Import von H-Gas als auch L-Gas sind parallel angestiegen, obwohl in Waidhaus ausschließlich H-Gas-Importe ausgefallen sind.

Speichersituation während der Gaskrise

Auch die deutschlandweite Betrachtung der Speicherfüllstände und Ausspeicherleistungen zeigt, dass im Zeitraum der Gaskrise und gerade zu ihrem Beginn eine erhöhte Ausspeicher­ung stattgefunden hat.

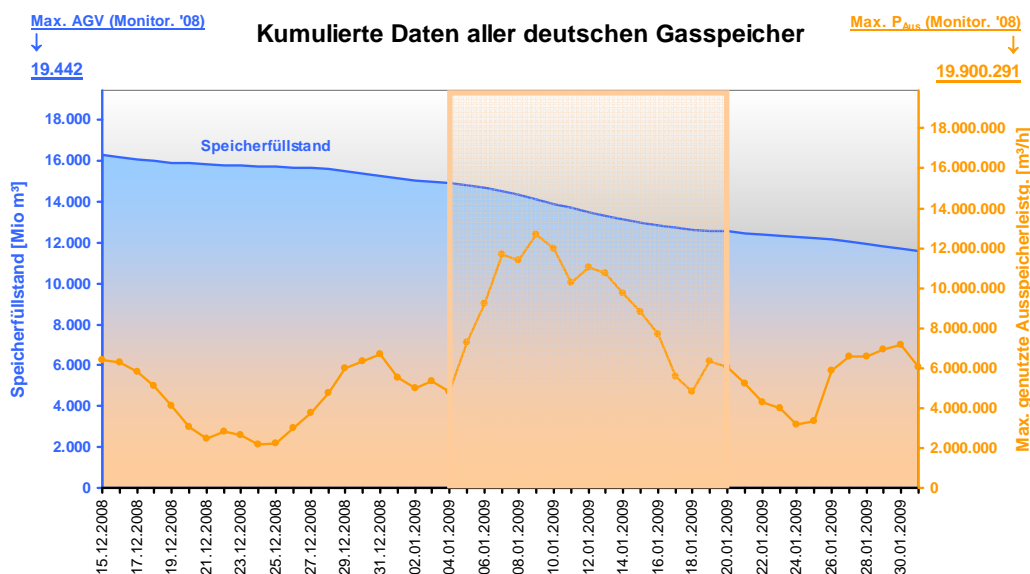


Abbildung 126: Kumulierte Daten aller deutschen Gasspeicher mit Anzeige der Füllstände und ausgespeisten Mengen

Insgesamt hat sich die Ausspeicherleistung im Durchschnitt während des Zeitraumes der Gaskrise um 51 Prozent im Vergleich zum abgefragten Zeitraum vor der Gaskrise erhöht. Zu diesem hohen Anstieg der Ausspeicherleistung führten insbesondere auch die niedrigen Temperaturen in diesem Zeitraum. Die Speicher waren zu 76,6 Prozent zu Beginn der Gaskrise gefüllt. Am Ende der Gaskrise waren es 64,5 Prozent. Dies bedeutet, dass während der 16 Tage der Gaskrise 12,1 Prozent des verfügbaren Arbeitsgasvolumens ausgespeist wurden.

Im Gegensatz zu den anfänglichen Annahmen hat die Analyse ergeben, dass auch aus den L-Gas Speichern im Zeitraum der Gaskrise deutlich erhöhte Leistungen genutzt wurden. Insgesamt macht die Ausspeicherung im L-Gas Bereich jedoch nur acht Prozent der gesamten Ausspeichermenge im Zeitraum der Gaskrise aus. 92 Prozent der gesamten Ausspeichermenge kamen aus dem H-Gas Bereich. Hier wurden über eine längere Periode hohe Ausspeicherleistungen eingesetzt; es wurde jedoch zu keinem Zeitpunkt mehr als 63 Prozent der Ausspeicherleistung benötigt.

Zur weiteren Analyse wurden die Daten nach Marktgebieten aufgeteilt. 41 Prozent der gesamten Ausspeichermenge wurde im Marktgebiet NCG ausgespeist, das durch den Ausfall bzw. die Mengenverschiebungen an den Grenzübergangspunkten Waidhaus und Oberkap-

pel hauptsächlich betroffen war. Die Analyse hat weiterhin ergeben, dass tendenziell im Süden Deutschlands mehr Speicher von einer Zunahme an Ausspeisungen betroffen waren als im mittleren oder nördlichen Teil. Diese Aussage lässt darauf schließen, dass in diesem Fall der Temperaturabfall einen geringeren Einfluss hatte, da die Temperaturen in Süddeutschland nicht kälter ausgefallen sind, als in anderen Bereichen Deutschlands.

Die kältesten Temperaturen wurden im Durchschnitt im Nordosten von Deutschland gemessen, daher waren auch die Ausspeicherungen im H-Gas Norddeutschland Marktgebiet sehr hoch und beliefen sich auf 15 Prozent der gesamten Ausspeichermenge. In den Speichern dieses Marktgebietes wurde insgesamt eine hohe Ausspeicherleistung von 87 Prozent erreicht, aber nachweislich nur für den Zeitraum der niedrigen Temperaturen und nicht über den gesamten Zeitraum der Gaskrise verteilt.

Auch das Marktgebiet der Wingas war durch die kalten Temperaturen stärker betroffen, so dass in diesem Marktgebiet 18 Prozent der gesamten Ausspeichermengen verwendet wurden.

Zusammenfassend wurden, wie die folgende Abbildung zeigt, um den Verbrauch in Deutschland zu decken, am Spitzentag des 09.01.2009 - zwei Tage nach Abschaltung der Versorgung über die Ukraine – ein maximaler Anteil von 45 Prozent der Tagesverbrauchsmenge aus Speichern verwendet. 48 Prozent der Tagesmenge kamen weiterhin über den Import nach Deutschland und sieben Prozent aus der inländischen Produktion.

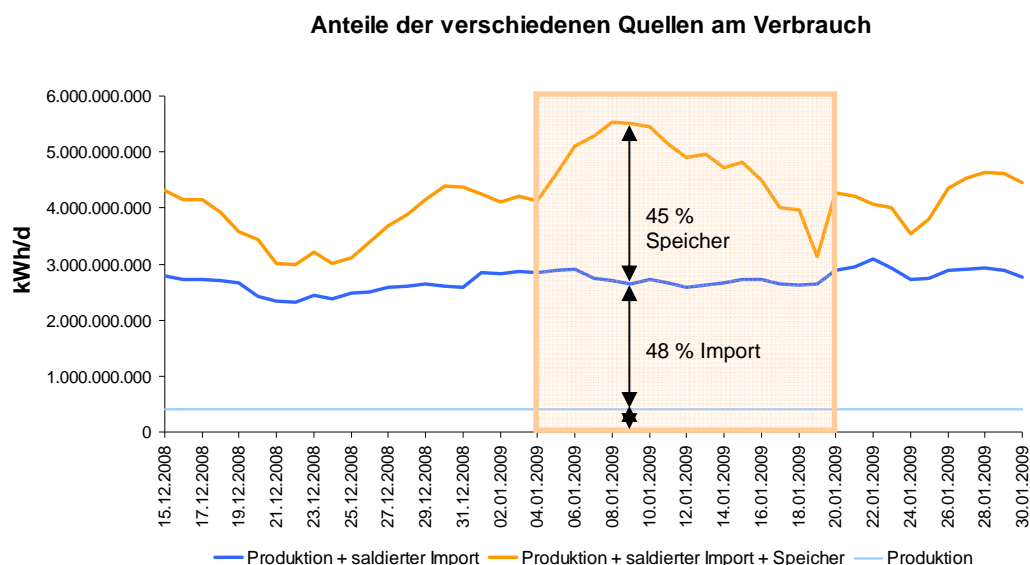


Abbildung 127: Anteile der verschiedenen Quellen am Verbrauch; Zur inländischen Produktion liegen keine konkreten Daten vor, daher wurde zur Vereinfachung angenommen, dass die Jahresmenge von 148 TWh sich zu gleichen Teilen auf alle Tage des Jahres verteilt.

3.3.2.3 Schlussfolgerungen für eventuelle zukünftige Gaskrisen

Zusammenfassend lässt sich für mögliche zukünftige Gaskrisen schlussfolgern, dass die deutsche Gasinfrastruktur (Netze und Speicher) im Zusammenspiel mit den Gasversorgern über einen relativ langen Zeitraum die Versorgung der Kunden in Deutschland garantieren kann. Weiterhin ist es offenbar bereits heute netztechnisch möglich, eine Umkehr der Gasflüsse (Reverseflows) nach Südosten, in diesem Fall zur Versorgung betroffener südosteuropäischer Länder über Tschechien und Österreich durchzuführen, wobei teilweise die Messeinrichtungen für den Umkehrfluss noch nicht vorhanden sind.

In Bezug auf die mögliche maximale Dauer einer solchen Gaskrise ergibt eine grobe Abschätzung, dass die Lieferunterbrechung bei gleichen Bedingungen wohl einen erheblich längeren Zeitraum hätte dauern können, bevor die Versorgungssicherheit in Deutschland ernsthaft berührt gewesen wäre. Höhere Temperaturen oder eine Steigerung der Importe aus dem Norden hätten den Zeitraum zudem verlängert. Kältere Temperaturen (was unwahrscheinlicher ist) oder eine Reduzierung der Importe aus dem Norden hätten dagegen den Zeitraum verkürzt. Auf Grund der vielen zu berücksichtigenden Randbedingungen ist es gleichwohl sehr schwierig, hierzu eine wirklich belastbare Aussage zu treffen.

Nach einer ersten vorsichtigen Einschätzung hätten auf Grund der Speicherfüllstände und weiterer Importmöglichkeiten aus dem Westen ggf. auch weitere Mengen zur Verfügung gestanden, mit denen die betroffenen Länder und Regionen hätten versorgt werden können. In diesem Zusammenhang muss berücksichtigt werden, dass die Möglichkeit für solche Geschäfte nicht nur von in Deutschland zur Verfügung stehenden Kapazitäten abhängig ist, sondern auch von den Kapazitäten in den südöstlichen Ländern. So hat eine Erhebung der Gasregionalinitiative Süd-Süd-Ost ergeben, dass zwischen den meisten Ländern in dieser Region teils erhebliche Kapazitätsengpässe bestehen.

Die bisherigen Bewertungen beruhen auf der Betrachtung einer Gaskrise im Winterhalbjahr zu einem Zeitpunkt, in dem deutsche Gasspeicher bereits mit Gas gefüllt waren. Eine andere Situation ergäbe sich bei einer möglichen Gaskrise im Sommerhalbjahr. In diesem Zeitraum ist davon auszugehen, dass eine Lieferunterbrechung über die Ukraine in Deutschland kaum direkte Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit haben würde, da ein Großteil des deutschen Gasverbrauches zu Heizzwecken genutzt wird und dies im Sommerhalbjahr nicht notwendig ist. Jedoch müssen während des Sommerhalbjahres die Speicher gefüllt werden. Die vollständige Befüllung der deutschen Gasspeicher würde bei Nutzung der maximalen Einspeicherleistung etwa die Hälfte einer typischen Einspeicherperiode dauern, sofern ausreichend Leitungskapazitäten vorhanden sind. Daher müsste sich somit eine erneute Lieferunterbrechung über mehrere Monate hinziehen, um zu Problemen zu führen. Selbst in einem solchen Fall könnten jedoch voraussichtlich die fehlenden russischen Gasmengen an den Grenzkoppelpunkten Waidhaus und Oberkappel über zusätzliche Mengen, z.B. am Grenzkoppelpunkt Mallnow, ersetzt werden. Anhand der historischen veröffentlichten Daten zum Grenzkoppelpunkt Mallnow für Juli 2008 lag die minimale Auslastungsrate der Entry-Kapazität in diesem Monat bei 13 Prozent. Bei dieser Auslastungsrate hätten die gesamten Importmengen über den Grenzkoppelpunkt Waidhaus am Grenzkoppelpunkt Mallnow importiert werden können.

Grundsätzlich würden sich in einem funktionierenden Markt mit liquiden Handelspunkten auch während einer Gaskrise entsprechende Lastflüsse auf Grund von Preissignalen ergeben, vorausgesetzt, dass die Kapazitäten vorhanden und frei bzw. auf entsprechende Flussrichtungen „eingestellt sind“. So würden beispielsweise bei einem Versorgungsengpass in Österreich die Day-Ahead-Gaspreise an diesem Handelspunkt ansteigen und die richtigen Signale für mögliche Reverseflows geben. Deshalb sollte auch unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit weiterhin die Schaffung bzw. die Verbesserung eines Wettbewerbsmarktes zentrales Anliegen bleiben.

3.3.3 Infrastruktur und Investitionen

Förderung

Entsprechend den Angaben des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG)¹⁵⁰ hat eine Umbewertung mehrerer Erdgaslagerstätten in Deutschland zu einem Rückgang der angenommenen Reserven gegenüber dem Vorjahr geführt. Zum Stichtag 31.12.2008 beliefen sich diese daher auf insgesamt 182 Mrd. m³, wovon 119,6 Mrd. m³ als sicher und die verbleibenden 62 Mrd. m³ als wahrscheinlich gelten.

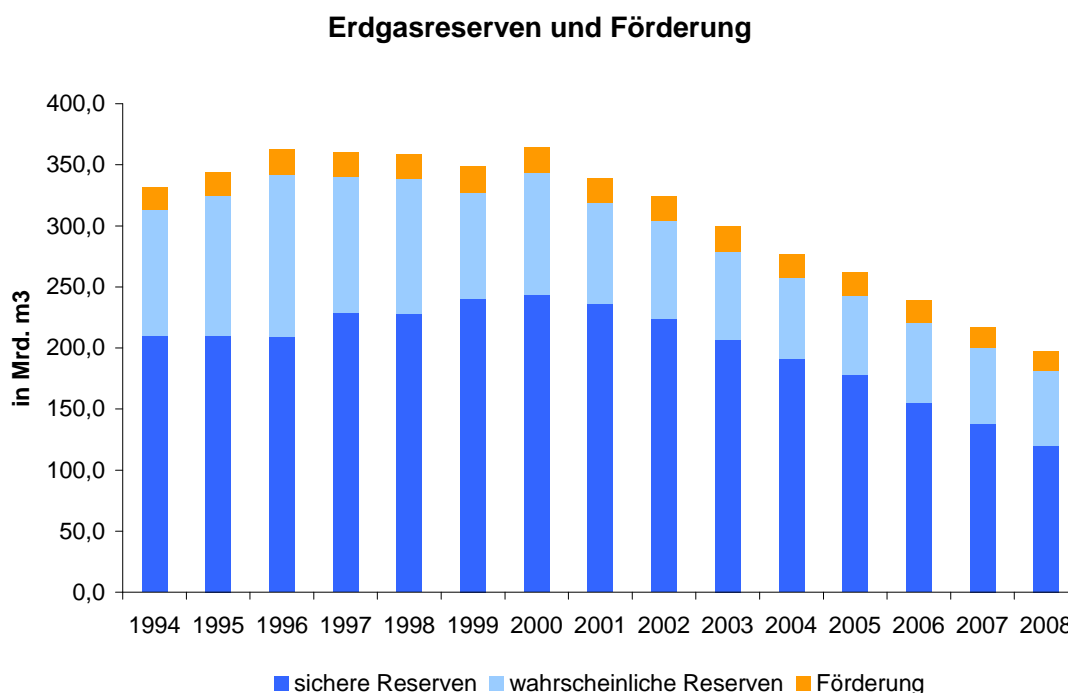


Abbildung 128: Erdgasreserven und Förderung, Stichtag: 31.12. des jeweiligen Jahres (Quelle: WEG)

Im Berichtsjahr 2008 belief sich die Förderung von Erdgas in Deutschland auf 15,5 Mrd. m³ und stellte damit einen Anteil von 15,5 Prozent an der Gesamtausspeisemenge an Letztverbraucher dar. Der WEG geht weiterhin von einer statistischen Reichweite des deutschen Erdgases von zwölf Jahren aus, wobei Innovationen und technische Verbesserungen notwendig für die Erschließung der verbleibenden Potentiale seien. Entsprechend ist auch in den Investitionen ein deutlicher Anstieg zu beobachten, wobei hier auch die Investitionen in die Erdölgewinnung einbezogen sind und daher keine genaueren Aussagen getroffen werden können.

¹⁵⁰ WEG Jahresbericht 2008

Gesamte Investitionen in Erdöl- und Erdgasförderung

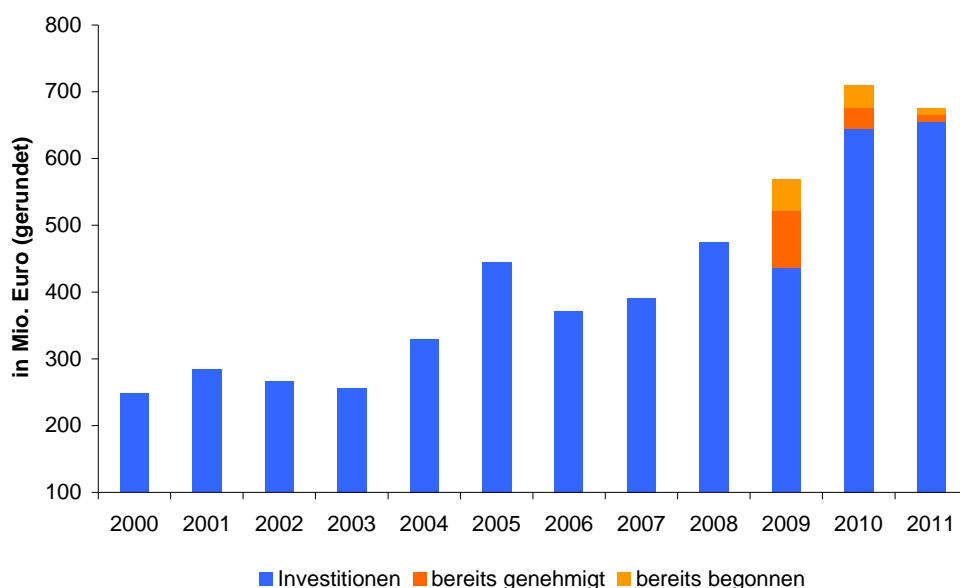


Abbildung 129: Gesamte Investitionen in Erdöl- und Erdgasförderung (Quelle: WEG)

Jahr	Investitionen (in Mio. €)	genehmigt	begonnen
2000	248		
2001	284		
2002	266		
2003	256		
2004	330		
2005	445		
2006	372		
2007	391		
2008	474		
2009	437	85	47
2010	644	33	33
2011	655	11	10

Tabelle 91: Gesamte Investitionen (in Mio. €) in Erdöl- und Erdgasförderung (Quelle: WEG)

Zusätzlich zu der inländischen Förderung von Erdgas wird die Produktion von Biogas in Zukunft eine stärkere Rolle spielen. Erklärtes Ziel der entsprechenden Sonderregelungen der GasNZV ist eine Erhöhung der jährlichen Einspeisung auf 6 Mrd. m³ bis zum Jahr 2020 und 10 Mrd. m³ bis zum Jahr 2030.

Netze

Wie bereits im Kapitel 3.1.7 Kapazitäten und Kapazitätsauslastung beschrieben, stehen in Deutschland fast keine freien Kapazitäten für die kommenden Jahre zur Verfügung. Es besteht jedoch eine hohe Nachfrage nach Kapazitäten, die durch die zur Verfügung stehenden

freien Kapazitäten nicht gedeckt werden kann. Diese Kapazitäts(zugangs-)situation hat sich auch bei den aktuellen Open Season-Verfahren der Jahre 2008 und 2009 bestätigt. Das Fehlen von freien Kapazitäten beruht jedoch nach ersten Erkenntnissen sehr häufig nicht auf physikalischen, sondern auf vertraglichen Engpässen. Dies bedeutet, dass in Bezug auf die Versorgungssicherheit in der Regel physikalisch ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen, um Deutschland auch in einer Krisensituation mit Gas zu versorgen. Diese Kapazitäten wurden jedoch häufig von den großen Gasimporteuren genutzt. Die vertraglichen Engpässe führen dazu, dass im Fall einer Versorgungskrise neue/andere Marktteilnehmer nicht die Möglichkeit haben, auf Preissignale zu reagieren, um Gas in die von der Versorgungskrise betroffenen Regionen zu transportieren. Aus diesem Grund ist auch auf das Thema Versorgungssicherheit bezogen ein funktionierendes Engpassmanagement in Deutschland von starker Bedeutung.

Das Kapitel 3.1.8.1 Netzausbau und Investitionen Fernleitungsnetzbetreiber zeigt deutlich, dass in Deutschland in den kommenden Jahren weiterhin in steigendem Umfang in die Netze investiert werden soll. Leider ist jedoch auf Grund der Datenlage unklar, welche Einzelprojekte diese Investitionen betreffen und ob die Investitionen auch bereits existierende physikalische Engpässe beheben werden. Auch unter dem Aspekt der Investitionen ist ein funktionierendes Engpassmanagement notwendig, das in der Lage ist, die richtigen Signale für Investitionen zu setzen.

Unabhängig hiervon ist jedoch davon auszugehen, dass in den kommenden Jahren Investitionen in nicht unerheblichem Maße für Netzausbauten in den Fernleitungsnetzen notwendig sein werden, um sich den ändernden Importströmen in Europa anzupassen. So ist davon auszugehen, dass in den kommenden Jahren verstärkt Mengen über Deutschland nach Dänemark (Umkehr von bisherigem Import zu Export) und Großbritannien exportiert werden müssen, da in diesen Ländern die zur Verfügung stehenden eigenen Gasmengen zurück gehen werden bzw. bereits zurück gegangen sind. Darüber hinaus muss voraussichtlich netztechnisch auch auf die abnehmende Produktion in Deutschland und unter Umständen auf gewisse Flussveränderungen durch veränderte „Handelsströme“ und den Anschluss neuer Gaskraftwerke, Industriegroßverbraucher sowie Speicher reagiert werden.

Speicher

Deutschland weist zurzeit volumenbezogen das viertgrößte verfügbare Arbeitsgasvolumen der Welt auf (USA: 100,8 Mrd. Nm³, Russland: 93,5 Mrd. Nm³, Ukraine: 31,9 Mrd. Nm³). Anhand zur Verfügung stehender Veröffentlichungen sind in den nächsten Jahren noch weitere Speicherprojekte in Deutschland geplant. Der europäische Verband der Speicherbetreiber GSE veröffentlicht auf Grundlage indikativer Daten seiner GSE-Mitglieder und anderer öffentlicher Quellen, dass sich in Deutschland 26 Neubau- bzw. Erweiterungsprojekte in Planung bzw. im Bau befinden. Diese Projekte würden zu 8,7 Mrd. m³ zusätzlichem Arbeitsgasvolumen bis 2016 (davon ~1,4 Mrd. m³ bereits im Bau) führen. Dies sind ca. 13 Prozent des in Europa geplanten zusätzlichen Arbeitsgasvolumens.

Berücksichtigt man weitere veröffentlichte Informationen zu Speicherprojekten in Deutschland erhält man zusätzliche 14,6 Mrd. m³, die sich in Planung befinden. Die Umsetzung aller geplanten zusätzlichen Arbeitsgasvolumen könnte Deutschlands gegenwärtiges Arbeitsgasvolumen in den nächsten zehn Jahren fast verdoppeln. Gleichwohl ist bei diesen Daten zu berücksichtigen, dass es sich hierbei um Planungen handelt, die noch keinen gesicherten Erkenntnisstand über tatsächliche Investitionen geben. Zudem müssen auch die Netze – wie bereits angesprochen - für einen derartigen Speicherausbau entsprechend ausgelegt sein.

Weiterhin ist auch das Thema Speicherkapazitäten zu berücksichtigen. Genau wie bei den Netzkapazitäten, wahrscheinlich sogar noch stärker als dort, sind die Kapazitäten der Speicher bei den meisten Anlagen mit einem langen Vorlauf ausgebucht und es bestehen Anzei-

chen dafür, dass die Nachfrage nach Speicherkapazitäten das Angebot übersteigt. Dies bedeutet, genau wie bei den Netzen, dass im Falle einer Versorgungskrise voraussichtlich physikalisch ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen, diese jedoch bisher von nur wenigen Unternehmen genutzt werden können. Somit haben auch bei Speichern neue Marktteilnehmer nicht die Möglichkeit, wettbewerbliche Signale zu nutzen. Daher ist auch im Speicherbereich ein marktorientiertes Kapazitätsmanagement, insbesondere bei der Vergabe neuer Speicherkapazitäten, notwendig.

Fazit

Aus Sicht der Versorgungssicherheit ist vom Grundsatz davon auszugehen, dass sowohl im Bereich der Gasnetze als auch der Gasspeicher die bestehende Infrastruktur für den aktuellen physischen Bedarf weitgehend ausreichend ist. Perspektivisch erscheinen Netzausbauten für die Fälle sich verschiebender Import- und Export- sowie Produktionsströme notwendig. In den kommenden Jahren wird weiterhin in diesen Bereichen in neue Infrastruktur investiert. Jedoch spielt auch im Zusammenhang mit dem Thema Versorgungssicherheit ein funktionierendes Kapazitätsvergabe- und Engpassmanagement eine wichtige Rolle. Denn nur dies kann ermöglichen, dass sich auch während einer Gaskrise in einem funktionierenden Markt mit liquiden Handelspunkten entsprechende Lastflüsse auf Grund von Preissignalen ergeben und somit Krisen behoben werden können.

3.4 Zugang zu Gasspeicheranlagen

3.4.1 Marktabdeckung

Am Monitoring 2009 nahmen 24 Untertagespeicherbetreiber (UGS-Betreiber) – und somit einer mehr als im Vorjahr - sowie 31 Übertagespeicherbetreiber (ÜTS-Betreiber) teil. Weil ein Unternehmen beide Klassifizierungen von Speichern betreibt, stieg die Anzahl der auszuwertenden Antworten demnach um neun auf insgesamt 54. Bezogen auf das gegenwärtig installierte maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen (AGV) von etwa 19,8 Mrd. Nm³ der UGS¹⁵¹ mit Standort in Deutschland erreichte das aktuelle Monitoring somit ca. 97,6 Prozent Marktabdeckung (19,4 Mrd. Nm³ ggü. 18,9 Mrd. Nm³ in 2007).

Die Summe des maximal nutzbaren AGV der erhobenen ÜTS beträgt rund 0,033 Mrd. Nm³. Auf Grund der noch immer relativ geringen Zahl der eingegangenen Antworten und fehlender Referenzwerte lassen sich die Angaben zu den ÜTS derzeit nicht abschließend bewerten. Im Vergleich zu den AGV der UGS ist der Anteil der ÜTS am Gesamtvolumen aller Speicher jedoch vernachlässigbar gering.

3.4.2 Speichersituation

Deutschland weist volumenbezogen die viertgrößte UGS-Kapazität (USA: 100,8 Mrd. Nm³, Russland: 93,5 Mrd. Nm³, Ukraine: 31,9 Mrd. Nm³)¹⁵² der Welt auf. Aus der folgenden Abbildung lässt sich entnehmen, dass die UGS, und hier vor allem Poren- und Kavernenspeicher, die größten Anteile an der Gesamtkapazität ausmachen. Zur Kategorie der sonstigen Speicherarten werden ÜTS wie Kugel- und Röhrenspeicher, die in der Regel oberflächennah unter der Erde liegen, LNG-Speicher und andere Speicher (z.B. Scheibengasbehälter) zugeordnet.

¹⁵¹ Basis: LBEG Niedersachsen: Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2007, Stand 31.12.2007, angepasst durch neue Erkenntnisse der Bundesnetzagentur.

¹⁵² Quelle: LBEG Niedersachsen: Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2007, Stand 31.12.2007.

Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen in Mio. m³

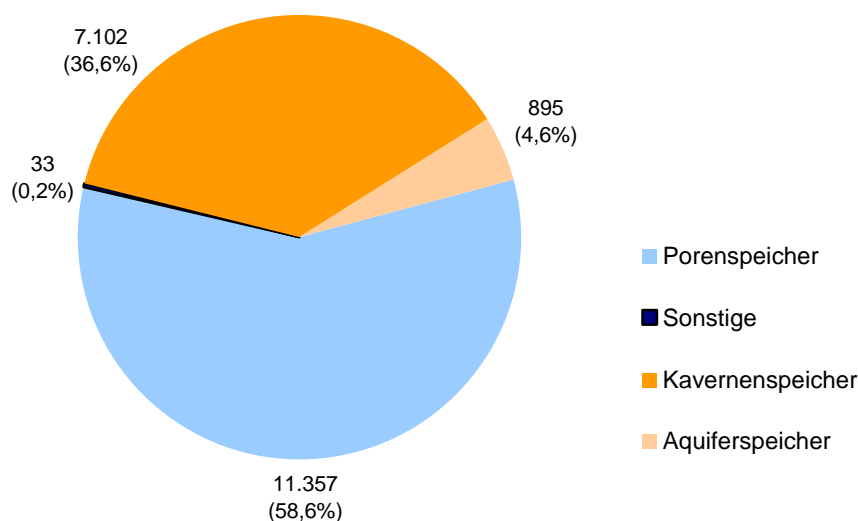


Abbildung 130: Verteilung des maximal nutzbaren AGVs auf Speicherarten

Von den im Monitoring erfassten 89 (2007: 77) Speichern waren 49 (2007: 45) UGS. Ein weiterer Kavernenspeicher wurde aufgrund einer, reparaturbedingten Außerbetriebnahme nicht in die Auswertungen einbezogen. Für 41 UGS wurde eine H-Gas-Nutzung angegeben. Dies entspricht ca. 91 Prozent des erfassten UGS-AGV. Der Rest wird derzeit für L-Gas genutzt (sieben Kavernen~, größten Speichervolumenanteile in den Kategorien der ÜTS finden sich in zwei LNG-Speichern (je einer H- bzw. L-Gas) wieder.

3.4.3 Vom (Dritt-) Zugang ausgeschlossene Speicherkapazitäten

Nicht vom Speicheranlagenbegriff des § 3 Nr. 31 EnWG erfasst und somit vom Anwendungsbereich der Regelung des § 28 EnWG für den Zugang zu Speicheranlagen ausgenommen sind solche Teile der Speicheranlage(n), die zur Gewinnungstätigkeit genutzt werden oder Einrichtungen, die ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind. Insgesamt sieben Unternehmen machten hierzu Angaben.

In Summe wurden 2,6 Prozent (2007: 2,9 Prozent) des erfassten maximal nutzbaren AGV der UGS für Gewinnungstätigkeiten (in nur noch zwei UGS) genutzt und etwa 0,5 Prozent (2007: 1,3 Prozent) waren ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen zur Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten. Die entsprechend zugehörigen reservierten Einspeicherleistungen betragen zusammen etwa sechs Prozent (2007: acht Prozent), die entsprechenden Ausspeicherleistungen etwa fünf Prozent (2007: sieben Prozent) der Summe der erfassten Leistungen der UGS. Ein UGS- und ein ÜTS-Betreiber meldeten, dass sich die Höhe der Anteile ihrer Speicheranlagen, die Betreibern von Leitungsnetzen zur Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind, auf Grund des neuen Bilanzierungsregimes (ab 01.10.2008) geändert hat (elf ohne Angabe).

Für die verbleibenden Kapazitäten, also etwa 96,9 Prozent (2007: 95,8 Prozent) des erfassten UGS-AGV bzw. 94 Prozent (2007: 91,8 Prozent) der erhobenen Gesamtein- und 95 Prozent (2007: 93,1 Prozent) der Gesamtausspeicherleistungen, ist somit grundsätzlich Drittzu-

gang nach § 28 EnWG zu gewähren, soweit der Zugang zu diesen Kapazitäten für einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Belieferung der Kunden technisch oder wirtschaftlich erforderlich ist.

3.4.4 Kapazitätssituation

Freie Speicherkapazitäten¹⁵³ sind nach Auskunft der Speicherbetreiber kaum verfügbar. Nur maximal drei ÜTS-Betreiber haben in höchstens vier ÜTS-Anlagen geringe Kapazitäten (0,4 Mio. m³ AGV) bis 1.10.2010 frei buchbar. Ab 1.4.2011 bzw. 2014 erhöht sich das freie AGV auf zusammen knapp 33 Mio. m³ in sieben ÜTS von vier ÜTS-Betreibern. Der größte Anteil entfällt dabei auf einen LNG-Speicher. Die zum Buchungsstand (31.12.2008) freien Kapazitäten im relevanteren Bereich der UGS sind in der nachstehenden Abbildung im Vergleich zum Vorjahr dargestellt (prozentualer Bezug zum zugangsfähigen Gesamt-AGV, d.h. abzüglich für o.g. Zwecke reserviertem AGV). Dies bringt eine recht deutliche Zunahme kurzfristig verfügbarer Kapazitäten¹⁵⁴, eine höhere Anzahl nicht ausgebuchter UGS, jedoch eine nur um 1-2 erhöhte Betreiberzahl freier UGS zum Vorschein. Einen wesentlichen Beitrag lieferten dabei die Ende 2008 erfolgte Umstellung von Systemspeicher- auf Einzelspeichervermarktung und die damit einhergehend frei werdenden Kapazitäten des bis dahin größten Systemspeicherbetreibers Deutschlands.

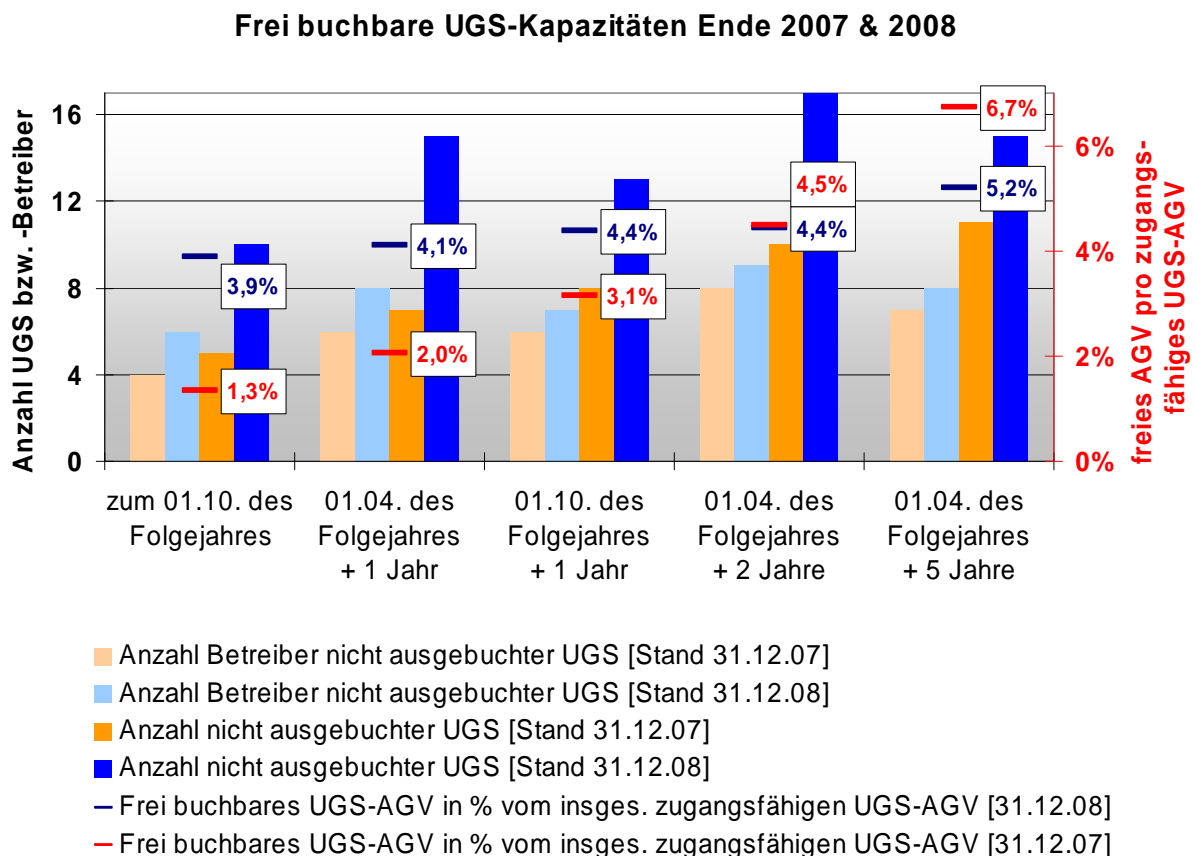


Abbildung 131: Frei buchbare relative Speichervolumina sowie Anzahl Speicherbetreiber und nicht ausgebuchter UGS (Buchungsstand 31.12.08 und Vergleich mit Vorjahr)

¹⁵³ Zur Vereinfachung der Abfrage und ihrer Darstellung wurde nur Bezug auf das AGV genommen.

¹⁵⁴ Im Vergleich zur Vorjahresuntersuchung (Bezug auf das jeweils vorangegangene Jahr):

Zum 1.10.09 – Verdreifachung des relativen freien AGV (auf 728,2 Mio. m³)

Zum 1.04.10 – Verdopplung des relativen freien AGV (auf 768,2 Mio. m³)

Zum 1.10.10 – Steigerung des relativen freien AGV um 1,3 Prozentpunkte (auf 818,5 Mio. m³).

Die mittelfristige Kapazitätssituation (d.h. jeweiliger Buchungsstatus + 2 ¼ Jahre) ist bezüglich des buchbaren AGV nahezu konstant geblieben. Längerfristig (Buchungsstatus + 5 ¼ Jahre) hingegen sind gegenüber dem vorangegangenen Monitoring nur noch 5,2 Prozent statt 6,7 Prozent des gesamten zugangsfähigen UGS-AGV für die gleiche Zeitspanne in die Zukunft buchbar - allerdings auf mehrere UGS verteilt. Außerdem konnten - wie in 2007 - bei insgesamt zehn Speicherbetreibern (davon acht UGS-Betreiber) trotz z. T. ausgebuchtem AGV noch Ein- und/oder Ausspeicherleistungen gebucht werden.

Die Hälfte der 54 antwortenden Speicherbetreiber (davon 15 UGS-Betreiber) gaben für etwa 2/3 der erfassten Speicher (bzw. knapp 82 Prozent der erfassten UGS) an, dass zumindest Teile ihrer Speicheranlagen vom eigenen verbundenen (integrierten) Unternehmen gebucht sind. Die durch verbundene Unternehmen gebuchten Kapazitäten belaufen sich bei den UGS auf 80 Prozent des zugangsfähigen AGV bzw. je 71 Prozent der gesamten zugangsfähigen Ein- und Ausspeicherleistungen. Darüber hinaus hat die Erhebung ergeben, dass sieben UGS-Betreiber insgesamt 46-mal den Drittzugang verweigert haben.

Gegenüber den Vorjahreswerten ist hier aber eine gewisse Verringerung zu verzeichnen; im Jahr 2007 hatten noch elf von 45 Betreibern insgesamt 58-mal, 2006 acht von 44 Betreibern insgesamt 57-mal eine Verweigerung ausgesprochen (vgl. Abbildung).

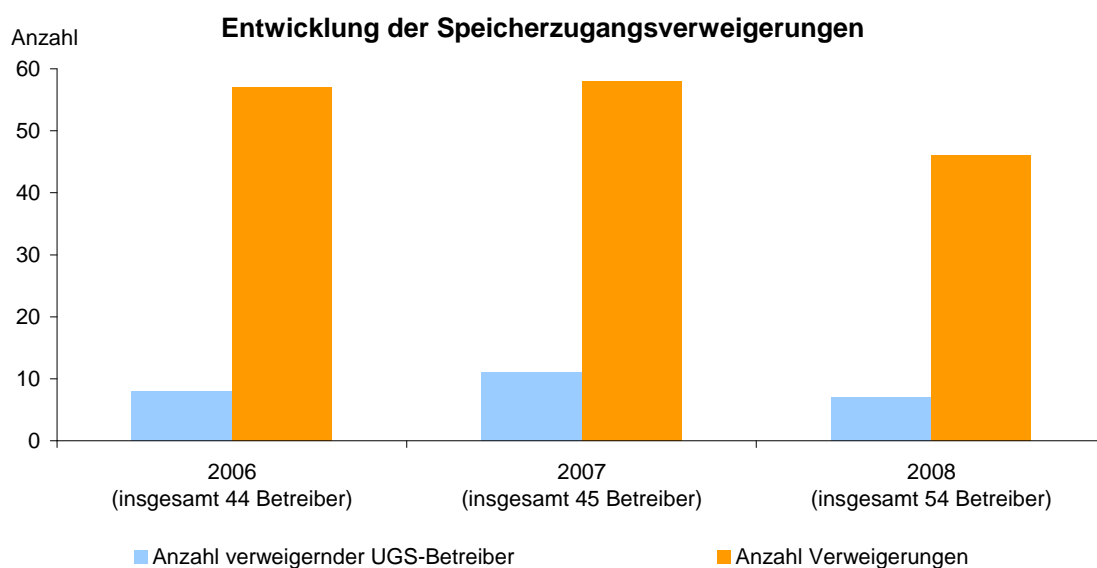


Abbildung 132: Entwicklung der Speicherzugangsverweigerungen

3.4.5 Speichernutzung

Nach Angaben von 68 Gashändlern und -lieferanten wird bei 33 Unternehmen der Speicherbetrieb durch das eigene Unternehmen geführt, bei 22 erfolgt dieser durch ein verbundenes Unternehmen, bei 13 werden nicht eigene und nicht verbundene Speicher genutzt. Von den Gashändlern mit eigenem Speicherbetrieb nutzen zwei zusätzlich auch noch nicht eigene und nicht verbundene Speicher, bei den Händlern mit verbundenem Speicherunternehmen sind dies sieben.

Nach den gemeldeten Daten der UGS-Betreiber hatten diese 2008 im Mittel drei Speicherkunden, allerdings konnten zwölf nur einen Kunden vorweisen. Zwei - von etablierten Gasversorgungsunternehmen unabhängige - UGS-Betreiber konnten jeweils 14 Kunden vorweisen. Bei den ÜTS-Betreibern finden sich mehrheitlich keine (Dritt-)Kunden.

Anzahl UGS-Betreiber und deren Kunden

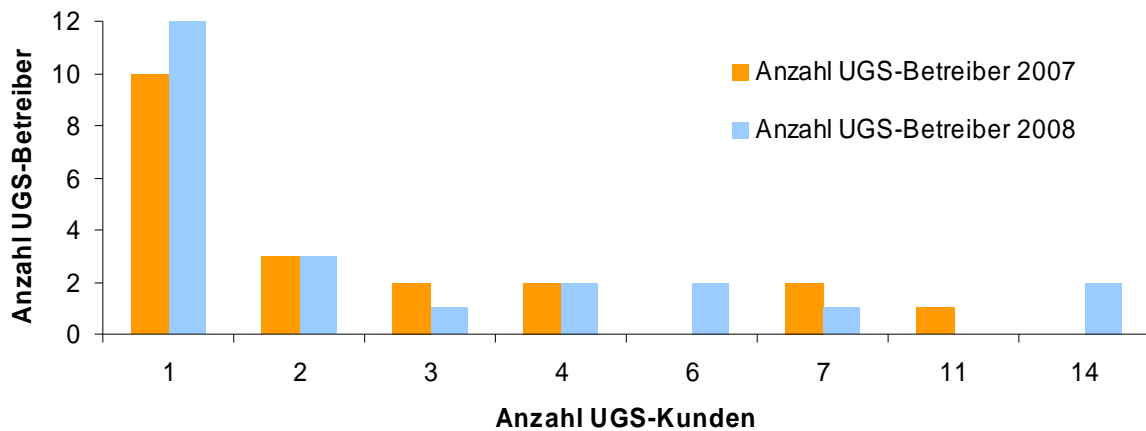


Abbildung 133: Gegenüberstellung Anzahl der UGS-Kunden und -betreiber

Hinsichtlich der Auswirkungen der Einführung des neuen Bilanzierungsregimes (GABi Gas) zum 01.10.2008 gaben 36 der 658 am Monitoring teilnehmenden Gashändler und Lieferanten an, dass sich ihr Speichernutzungsverhalten hierdurch geändert hatte (202 Unternehmen verneinten dies). Bei 14 dieser Unternehmen spiegelte sich dies durch eine Verringerung des Speicherkapazitätsbedarfes wider. Für 29 Unternehmen verringerte sich der Speichereinsatz zur untätigen Strukturierung, bei 13 fiel der Speichereinsatz dafür sogar vollständig weg. 13 Unternehmen boten ihre Speicherkapazitäten als externe Regelenergie an, fünf auf dem Sekundärmarkt. An Regelenergieausschreibungen hingegen hatten sich 2008 insgesamt nur fünf (davon drei UGS-)Betreiber aktiv beteiligt. Im Ergebnis zeigt dies, dass GABi Gas bereits auch erste Auswirkungen auf den Einsatz von Speichern hatte, die Effekte in 2008 allerdings (noch) relativ gering waren.

Deckungsgleich mit den Speicherbetreibern gaben 46 Großhändler und Lieferanten an, dass sie 2008 Speicherkapazitäten buchen wollten, allerdings war dies insgesamt 48-mal nicht erfolgreich. Die angegebenen Gründe dafür (Mehrfachnennung möglich) sind in der folgenden Abbildung dargestellt. Dabei sind keine gravierenden Änderungen gegenüber den Vorjahren zu verzeichnen, allerdings wurde dieses Mal konkreter nach den „sonstigen Gründen“ gefragt.

Gründe für nicht erfolgreiche Speicherkapazitätsbuchungen

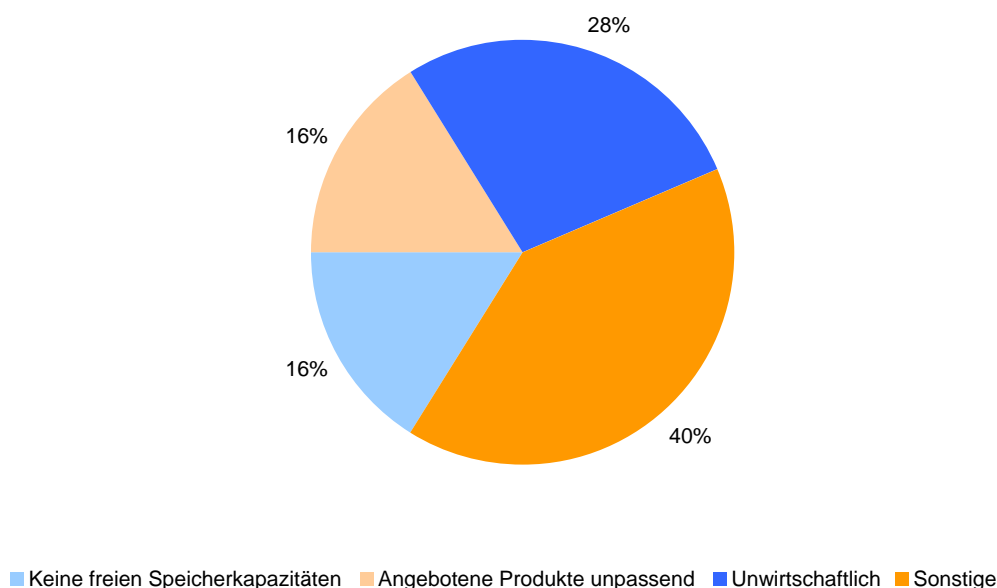


Abbildung 134: Buchungsproblematiken von Speicherkapazitäten im Berichtsjahr 2008

Die sonstigen Gründe für nicht erfolgreiche Speicherbuchungen reichen dabei von „kein Speicher vorhanden“, über „auf Grund permanent roter Ampeln wurde keine offizielle Anfrage gestellt“ bis „Ablehnung des Speicherbetreibers mit Begründung“ oder „verfügbare Speicher außerhalb des Marktes“. Manche Stadtwerke beispielsweise haben auch „keinen Bedarf“, „oder verfügen über „keine Erfahrung mit Speichern“, auch weil sie „Vollversorgungsverträge“ halten oder ihre Nachfrage mit anderen Unternehmen bündeln.

3.4.6 Speicherdienstleistungen

Ein Großteil der Speicherbetreiber hat sich zur Umsetzung der GGPSSO (Guidelines of Good TPA Practice for Storage System Operators) - und damit auch zum Angebot bestimmter Speicherdienstleistungen - freiwillig verpflichtet. Von 30 auswertbaren ÜTS-Betreibern konnten nur fünf das Angebot mindestens einer der geforderten Dienstleistungen bejahen. Somit bleibt die Umsetzung bei den erfassten ÜTS-Betreibern sehr beschränkt. Daher wurde - nicht zuletzt auf Grund der größeren Bedeutung auf dem Gasmarkt - die folgende Abbildung auf die Angaben zu den Dienstleistungsangeboten und deren Nutzung von 24 UGS-Betreibern beschränkt.

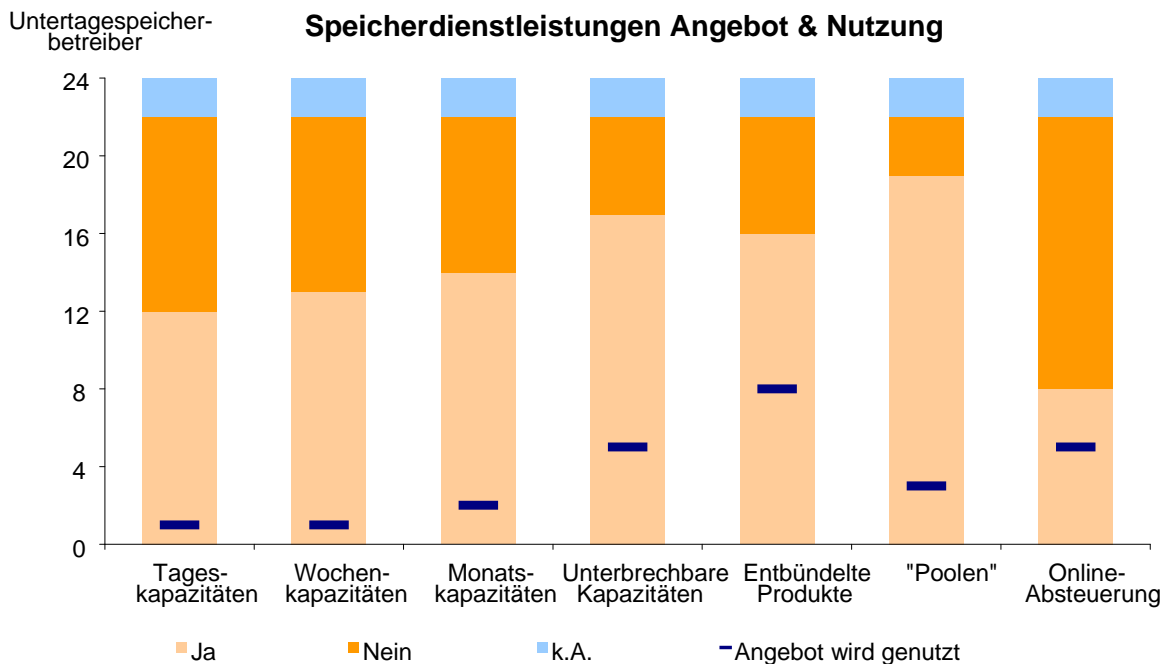


Abbildung 135: Speicherdienstleistungen Angebot und Nutzung

Die Zahl der UGS-Betreiber, die die oben dargestellten Dienstleistungen anbieten, ist im Vergleich zum Berichtsjahr 2007 im Wesentlichen gleich geblieben. Lediglich unterbrechbare Kapazitäten und die Möglichkeit der Online-Absteuerung zur Verminderung/Vermeidung von Abweichungen in Bilanzkreisen wurden von zwei bzw. einem UGS-Betreiber(n) vermehrt als im Vorjahr angeboten. Den höchsten Umsetzungsgrad behält das „Poolen“¹⁵⁵, nun gefolgt von dem Angebot unterbrechbarer Kapazitäten sowie entbundelter Produkte. Die meisten Betreiber bestätigten eine Nutzung „entbundelter Produkte“, aber auch unterbrechbarer Kapazitäten und auch Online-Absteuerung würden genutzt. Kurzfristige Kapazitäten und das „Poolen“ hingegen seien weniger gefragt.

Festzuhalten ist, dass es im Jahr 2008 weiterhin bei einem Umsetzungsdefizit gegenüber den GGPSO bleibt. Dies trifft insbesondere auch auf die geforderte Möglichkeit des Sekundärhandels von Speicherkapazitäten zu: 19 Betreiber (davon sieben UGS-Betreiber) bieten diese Möglichkeit noch immer nicht an, während drei UGS-Betreiber immerhin ein eigenes Bulletin-Board vorweisen können. Zwölf UGS- und ein ÜTS-Betreiber gaben an, es bestünde die Nutzungsmöglichkeit der Online-Sekundärhandelsplattform „store-x“.

Nach Angaben der Betreibergesellschaft store-x¹⁵⁶ sind bereits 15 Speicherbetreiber und mittlerweile über 600 Nutzer aus 17 Staaten Europas dort registriert. Zum 05.03.2009 betragen die seit Februar 2006 kummulierten, in insgesamt 82 Verfahren (hauptsächlich Auktionen) eingestellten Speicherkapazitäten rund 1 Mrd. m³ AGV. Tatsächlich gehandelt wurde in diesem Zeitraum insgesamt 444 Mio. m³ AGV in genau der Hälfte dieser Verfahren. Im Jahre 2008 beschränkte sich der Handel allerdings lediglich auf die Monate Februar bis April. Seit dem 01.02.2008 ist zudem eine Speicherkapazitätsvermarktung am virtuellen Handelsplatz über store-x möglich. Diese Art der Vermarktung wurde im Zeitraum bis zum 26.02.2009 in 29 Transaktionen (28 Auktionen und ein Multiauktionsverfahren)

¹⁵⁵ Das „Poolen“ ermöglicht Speichernutzern ihre Buchungen/Nominierungen mit anderen zusammenzufassen, um etwaige Kapazitätsmindestgrenzen (oder Paketgrößen) zu erreichen.

¹⁵⁶ Quelle: Präsentation der store-x zum 9. ICG-Branchentreffen Gas: „Handel mit Speicherkapazitäten in Europa“ - „Der Sekundärhandel mit Speicherkapazitäten“, 24./25. März 2009, Berlin.

i. H. v. 534 Mio. m³ AGV genutzt. Nach Angaben der Gashändler und Lieferanten hatten im Jahre 2008 nur acht Unternehmen insgesamt 12mal auf store-x Speicherkapazitäten gehandelt (sechs 1x, eins 2x, eins 4x).

Aus Sicht der antwortenden Speichernutzer kann ein recht positiver Rückschluss hinsichtlich der Zufriedenheit mit den Speicherdienstleistungen gezogen werden. 82 Unternehmen gaben an, dass die Speicherdienstleistungen ihren Vorstellungen entsprachen, 16 waren unzufrieden (560 ohne Angabe). Vier Unternehmen (von 183 Gashändlern und Lieferanten, die Angaben hierzu machten) haben im Berichtszeitraum den Speicherbetreiber gewechselt. 14 Gashändler und Lieferanten (von 224 antwortenden) handelten im Jahr 2008 neue Speicherverträge mit den Speicherbetreibern aus.

3.4.7 Speicherbewirtschaftungsmethoden

Die Antworten der Speicherbetreiber zu den Speicherbewirtschaftungsmethoden – unterschieden nach regulärer Kapazitätsallokation und Vergabe bei Engpässen – sind in Gegenüberstellung zu den beiden Vorjahren den folgenden Abbildungen zu entnehmen.

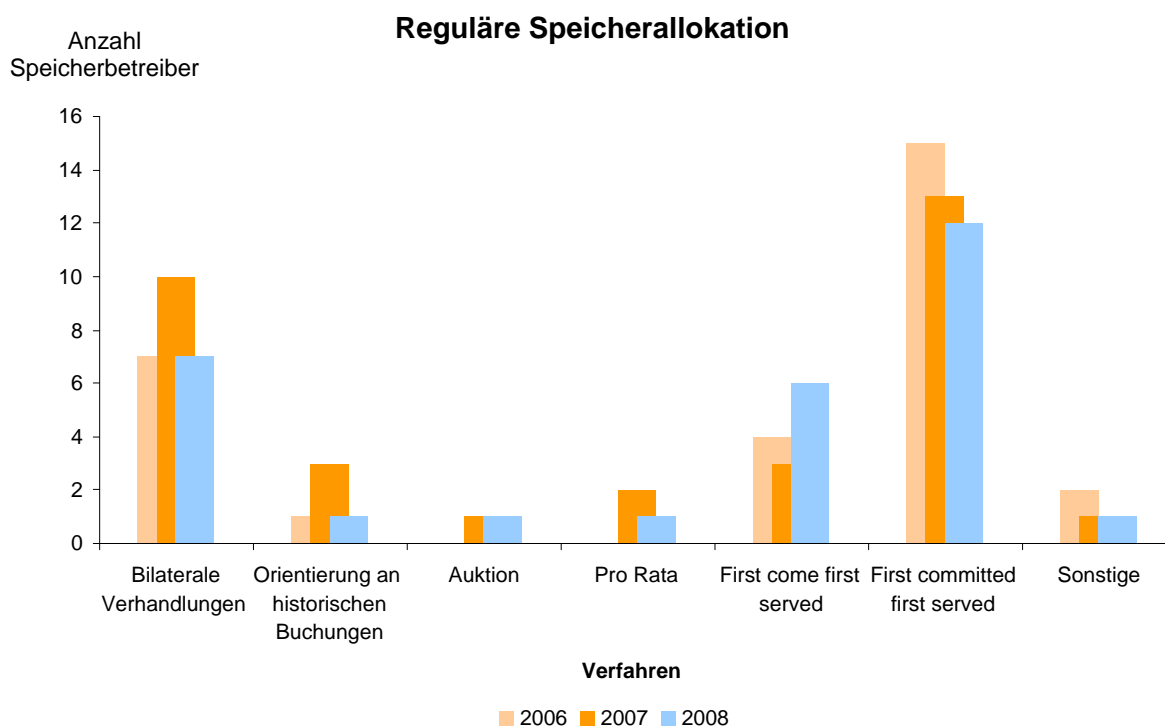


Abbildung 136: Regulär angewandte Kapazitätsallokationsmechanismen der Speicherbetreiber

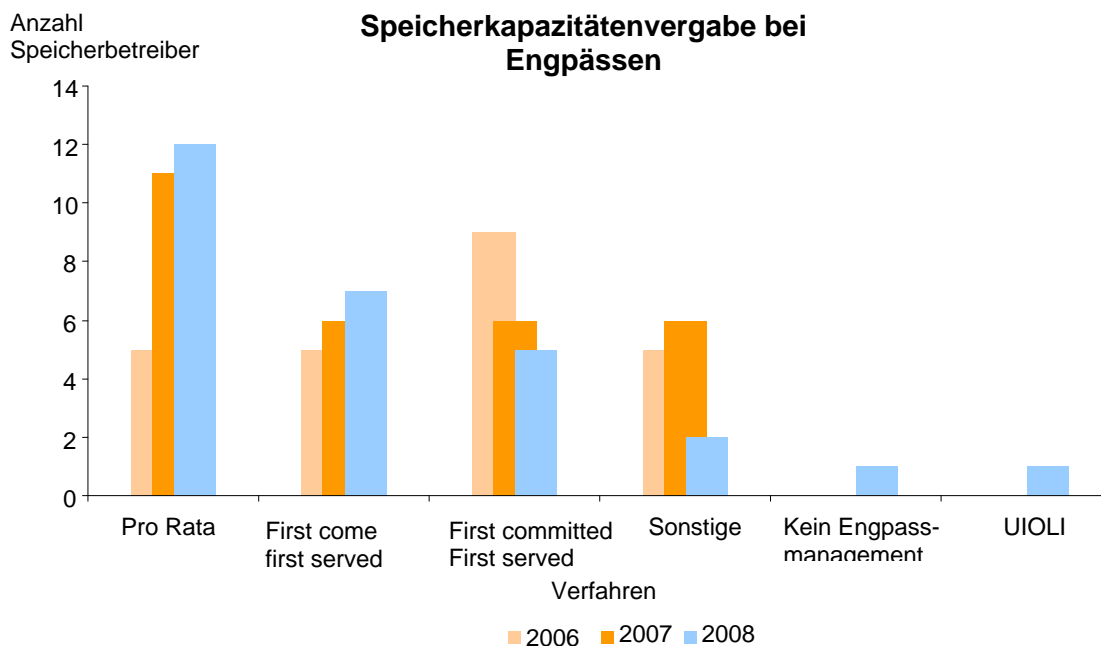


Abbildung 137: Speicherkapazitätsallokation bei Engpässen

Das Übergewicht der FCFS-Methoden („First-Committed-First-Served“ und „First-Come-First-Served“) in beiden Fällen der Speicherbewirtschaftung ist deutlich. Andere Mechanismen, wie Auktionen oder auch „Pro Rata“ bei regulärer Speicherallokation fanden nur vereinzelt Anwendung, allerdings wird das „Pro Rata“-Prinzip bei Engpässen zunehmend angewandt. Sieben Speicherbetreiber (davon drei UGS-Betreiber; fünf in 2007) gaben an, bilaterale Verhandlungen zur Kapazitätsvergabe geführt zu haben.

3.4.8 Veröffentlichung von Informationen

Nach § 28 Abs. 3 EnWG sind die Betreiber von Speicheranlagen verpflichtet, bestimmte Angaben zu ihren Speichern im Internet zu veröffentlichen. Anhand der nachstehenden Abbildung lässt sich erkennen, dass die meisten UGS-Betreiber (18 - 20 von 24) diesen Veröffentlichungspflichten nachkommen, wobei ein Unternehmen auf Grund von Gewinnungstätigkeiten nicht zur Veröffentlichung verpflichtet ist. Zwei Unternehmen lieferten keine Angaben.

Zusätzliche wichtige Information für den Speicherzugang sind die Marktgebietszuordnung der jeweiligen Speicher, die Verfügbarkeit von freien Kapazitäten und die Speicherentgelte. Letztere werden von einigen UGS-Betreibern (noch) nicht veröffentlicht. Einige Unternehmen planen die Veröffentlichung noch fehlender Informationen (so z.B. der Speicherentgelte) in diesem Jahr bzw. spätestens Anfang 2010. Im Vergleich zu 2007 hat sich die Zahl der veröffentlichenden Unternehmen bei den einzelnen Anforderungen nur um jeweils ein Unternehmen erhöht. Bei den ÜTS-Betreibern gibt es keine nennenswerten Fortschritte – hier blieb die Umsetzung auf sehr niedrigem Niveau. Nur drei Unternehmen planen eine Umsetzung im Jahre 2010.

Umsetzung der Veröffentlichungspflichten (Anzahl der Positivangaben der Speicherbetreiber)

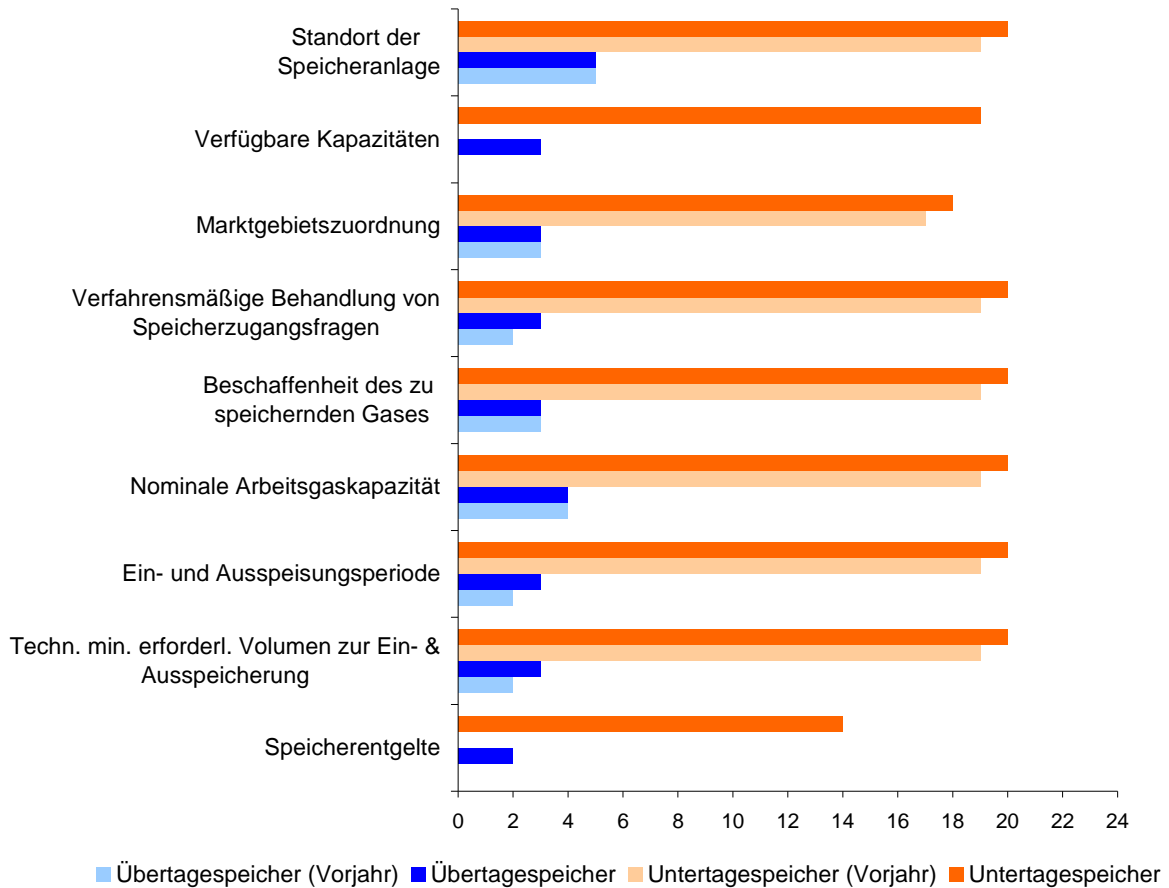


Abbildung 138: Anzahl der veröffentlichenden Speicherbetreiber (Pflichten nach § 28 Abs. 3 EnWG und zusätzliche Angaben)

Aus Speichernutzersicht entsprachen für 78 Unternehmen (von 95 Angaben durch Gas­händler und Lieferanten) die Veröffentlichungen ihren Bedürfnissen. Für 17 war dies nicht der Fall. Die (wenigen) Verbesserungsvorschläge beinhalteten: Verbesserungen in der Transparenz (zeitnahe Füllstände, Kapazitäten, Preise) bei der Umsetzung der GGSSO und des Drittzugangs, Schaffung von Anreizen für den Speicherbau und variablere Vertragslaufzeiten.

4 Entflechtung

Fünf Jahre nach Erlass des Zweiten EU-Richtlinienpaketes wurden mit den Arbeiten am Dritten Richtlinienpaket Energie die Weichen in Richtung einschneidender Veränderungen für die Entflechtung der Transportnetzebene gestellt. Teilweise waren die ersten Reaktionen der Unternehmen bereits in 2008 spürbar. Nimmt man die Verpflichtungszusagen zur Veräußerung von Transportnetzen der Unternehmen E.ON AG (Strom) und RWE AG (Gas) in den Missbrauchsverfahren der Europäischen Kommission hinzu und berücksichtigt zudem Wirkungen der Anreizregulierung auf die Personalausstattung der Netzgesellschaften sowie der 2008 veröffentlichten Konkretisierung der Auslegungsgrundsätze der Regulierungsbehörden zu §§ 6-10 EnWG, so kann vom Beginn einer zweiten Umstrukturierungswelle der integrierten Energieversorgungsunternehmen in Deutschland gesprochen werden.

4.1 Verteilernetzbetreiber

Nachdem bereits im Bericht für das Jahr 2007 eine weitgehende Umsetzung der rechtlichen Entflechtung der integrierten Energieversorgungsunternehmen mit unmittelbar oder mittelbar mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden konstatiert werden konnte, sind im Jahr 2008 vereinzelt verbliebene Entflechtungsprojekte zu Ende geführt worden.

Gespiegelt an den gesetzlichen Vorschriften ist ein hohes Maß an formaler Erfüllung festzustellen. Die Bereiche, in denen in den vergangenen Jahren Bedenken geäußert wurden, bestehen allerdings weiter. Dies betrifft insbesondere die Ausstattung der Netzgesellschaft mit Personal und Kompetenzen, um die gesetzlich gewollte tatsächliche Entscheidungsbefugnis über die für den Netzbetrieb erforderlichen Vermögenswerte zu gewährleisten. Dies ist Gegenstand der oben erwähnten neuen Auslegungsgrundsätze der Regulierungsbehörden aus 2008.

In den Energieversorgungsunternehmen wurde 2008 ausweislich der Gleichbehandlungsberichte flächendeckend eine Geschäftsprozessanalyse durchgeführt, die auch ganz überwiegend die relevanten Prozesse wie z.B. Festlegung der Netzentgelte, das (Netz-) Anschlusswesen oder den Bereich Kundencenter (Kundenanfragen, Beratung, Kundenprobleme) erfasst. Über 90 Prozent der Unternehmen berichteten zudem von Überprüfungen der entflechtungsrelevanten Arbeitsanweisungen. Mehr als 70 Prozent der Unternehmen haben des Weiteren über konkrete Maßnahmen zur Verbesserung einzelner Prozessschritte berichtet.

Ein Anliegen der Bundesnetzagentur im Jahr 2008 war es, die Position der Gleichbehandlungsbeauftragten zu stärken, indem ein direktes Vortragsrecht bei den Unternehmensleitungen angemahnt wurde. 90 Prozent der Gleichbehandlungsberichte 2008 enthielten hierzu positive Aussagen, so dass grundsätzlich von einer guten Verankerung der Gleichbehandlungsbeauftragten im Unternehmen ausgegangen werden kann.

Im Übrigen lassen sich im Berichtszeitraum drei Entwicklungen feststellen:

- Kooperation/Konzentration des Netzgeschäfts
- Dekonzentration durch Re-Kommunalisierung
- Restrukturierung hin zu stärkeren Netzgesellschaften

4.1.1 Kooperation/Konzentration des Netzgeschäftes

Entflechtung und Effizienzdruck führen nach wie vor zu einer stärkeren Zusammenarbeit der Energieversorgungsunternehmen in Deutschland. Die Ergebnisse der Befragung der Bundesnetzagentur nach gemeinsamen Netzgesellschaften verschiedener Energieversorgungsunternehmen anlässlich des Monitoringberichtes 2008 wurden durch Informationen aus dem Markt bestätigt. Eine erhebliche Zahl der Stadtwerke ist demnach bereits Koopera-

tionen eingegangen. Dabei handelt es sich zu einem guten Teil um Gemeinschaftsunternehmen und Fusionen. Die Verbindlichkeit und „Fertigungstiefe“ in den netzbezogenen Kooperationen stellt sich allerdings als sehr heterogen dar.

4.1.2 De-Konzentration durch Re-Kommunalisierung

In den nächsten drei bis fünf Jahren laufen bundesweit eine Vielzahl von Konzessionsverträgen für Strom- und Gasnetze aus. Gemäß der Veröffentlichung im Bundesanzeiger wurden 2008 über 650 Konzessionsverträge neu ausgeschrieben, z. T. umfassen diese Ausschreibungen mehr als ein Konzessionsgebiet. Im Zuge dessen waren in 2008 verstärkte Aktivitäten von kommunaler Seite erkennbar, die auf eine Re-Kommunalisierung der Energieversorgung gerichtet waren. Neue Netzbetreiber sind entstanden oder werden entstehen.

4.1.3 Restrukturierung hin zu stärkeren Netzgesellschaften

Ausgelöst durch eine verstärkte Unabhängigkeit der Netzgesellschaften im integrierten Unternehmen und Effekte in der praktischen Anwendung der Anreizregulierung ist ebenfalls ein Zug zu einer personellen Verstärkung der Netzgesellschaften zu beobachten. Dies erfolgt z.B. durch Überführung des Netzpersonals aus der Muttergesellschaft in die Netzgesellschaft oder durch die Verschmelzung der (kleinen) Netzgesellschaft mit der Gesellschaft, in der die überwiegende Zahl der Mitarbeiter mit Tätigkeiten des Netzgeschäftes betraut ist. Dabei sind die Vorschriften aus der Entflechtung sorgfältig zu beachten; zentrale Aspekte sind die Aufgabenwahrnehmung in Netzgesellschaften und die Sicherstellung der Unabhängigkeit der Netzgesellschaften. Solche Restrukturierungen sind vielfach in 2008 noch nicht abgeschlossen. Personalzahlen werden erst zum nächsten sog. „Fotojahr“ der Anreizregulierung vorliegen, d. h. für Gasnetzbetreiber in 2010 und 2011 für Stromnetzbetreiber.

4.2 Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber

4.2.1 Elektrizität

Der Energieversorgungskonzern Vattenfall Europe AG hat den Verkauf seines Stromübertragungsnetzbetreibers Vattenfall Europe Transmission GmbH eingeleitet. Dieser war im Berichtszeitraum noch nicht abgeschlossen.

Die Verpflichtungszusage der E.ON AG gegenüber der Europäischen Kommission sieht vor, das Höchstspannungsnetz bis zum 01.12.2010 an einen Betreiber abzugeben, der nicht im Bereich der Stromerzeugung oder -versorgung tätig ist. Zu diesem Zweck wurde die Aufspaltung der E.ON Netz GmbH in eine Hochspannungsnetzgesellschaft (110kV-Netz) und eine Transportgesellschaft betrieben und mit der Gründung der transpower stromübertragungsnetz gmbh am 04.05.2009 abgeschlossen. Der Veräußerungsvorgang ist noch nicht abgeschlossen.

4.2.2 Gas

Zum 01.09.2008 hat die E.ON Ruhrgas AG das Netzeigentum der Gastransportnetze an die E.ON Gastransport GmbH übertragen. Damit kommt sie einer der zentralen Vorstellungen der Bundesnetzagentur zur Stärkung der Netzgesellschaften nach.

Die Verpflichtungszusage der RWE AG gegenüber der Europäischen Kommission vom 02.02.2009 sieht vor, das Gas-Fernleitungsnetz der RWE an einen vom Konzern unabhängigen Käufer abzugeben. Der Veräußerungsvorgang ist nach einem erfolgreichen Markttest angestoßen und noch nicht abgeschlossen.

5 Verbraucheraspekte

5.1 Verbraucheranfragen und –beschwerden

Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen des Monitoring und über ihren eigenen Verbraucherservice die Entwicklung auf dem deutschen Energiemarkt aus Sicht der Verbraucher auch im Berichtsjahr 2008 aufmerksam verfolgt. Beim Verbraucherservice der Bundesnetzagentur gingen im Berichtsjahr über 5.800 Verbraucheranfragen und -beschwerden im Bereich Energie ein. Im Vergleich zum Berichtsjahr 2007 ist das eine Steigerung von 45 Prozent. Diese Entwicklung zeigt, dass der Verbraucherservice Energie der Bundesnetzagentur eine starke Nachfrage erfährt und dokumentiert damit die breite Akzeptanz bei den Verbrauchern.

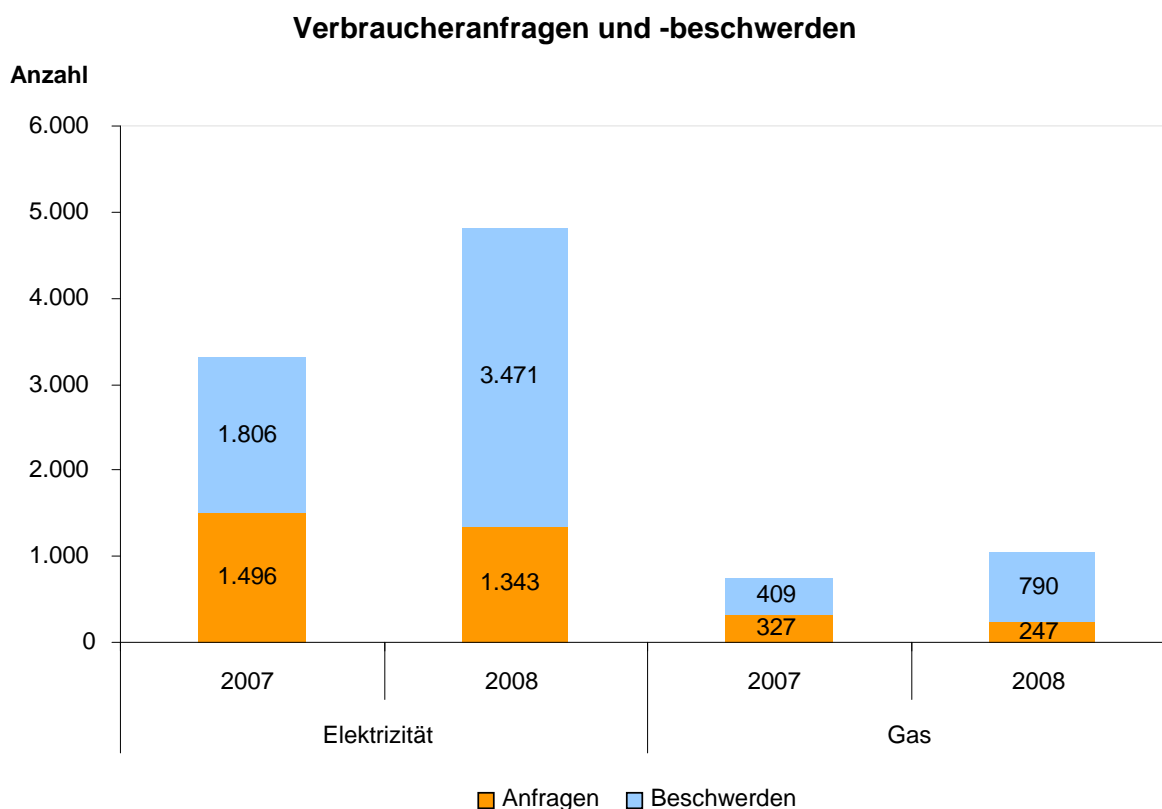


Abbildung 139: Verbraucheranfragen und –beschwerden im Energiebereich in 2007 und 2008

Die steigende Zahl der Verbraucherbeschwerden sollte nicht zwingend als Indiz für eine sinkende Dienstleistungsqualität im Energiemarkt gewertet werden, anderenfalls müsste man auch zu der Schlussfolgerung gelangen, die Dienstleistungsqualität wäre im Elektrizitätsmarkt geringer als im Gasmarkt, wofür ansonsten keine vernünftigen Anhaltspunkte bestehen. Im Übrigen ist die absolute Anzahl der Verbraucherbeschwerden im Vergleich zur Anzahl der Haushalte sehr gering. Naheliegender ist daher die Interpretation, dass sich die Verbraucher zunehmend mit den Themen der liberalisierten Energiemärkte und den sich hieraus für sie ergebenden Möglichkeiten beschäftigen. Das gewachsene Vertrauen in die Bundesnetzagentur führt zu einer vermehrten Inanspruchnahme ihres Verbraucherservices.

Die Themenschwerpunkte bei den im Berichtsjahr 2008 eingegangenen Verbraucheranfragen und –beschwerden betrafen neben den Fragen zur Zuständigkeit der Bundesnetzagentur primär Beschwerden wegen Verzögerungen beim Elektrizitäts- und Gaslieferantenwechsel. Darüber hinaus war das Informationsbedürfnis der Verbraucher auf Grund der

stetig steigenden Energiepreise weiterhin hoch. Infolge des zunehmenden Wettbewerbs war auch ein verstärktes Anfrage- und Beschwerdeaufkommen zu vertraglichen Fragestellungen zu verzeichnen. Die folgende Grafik zeigt die prozentualen Anteile der Schwerpunkte der Verbrauchieranfragen und -beschwerden im Energiebereich im Vergleich der Jahre 2007 und 2008 unterteilt nach Elektrizität und Gas.

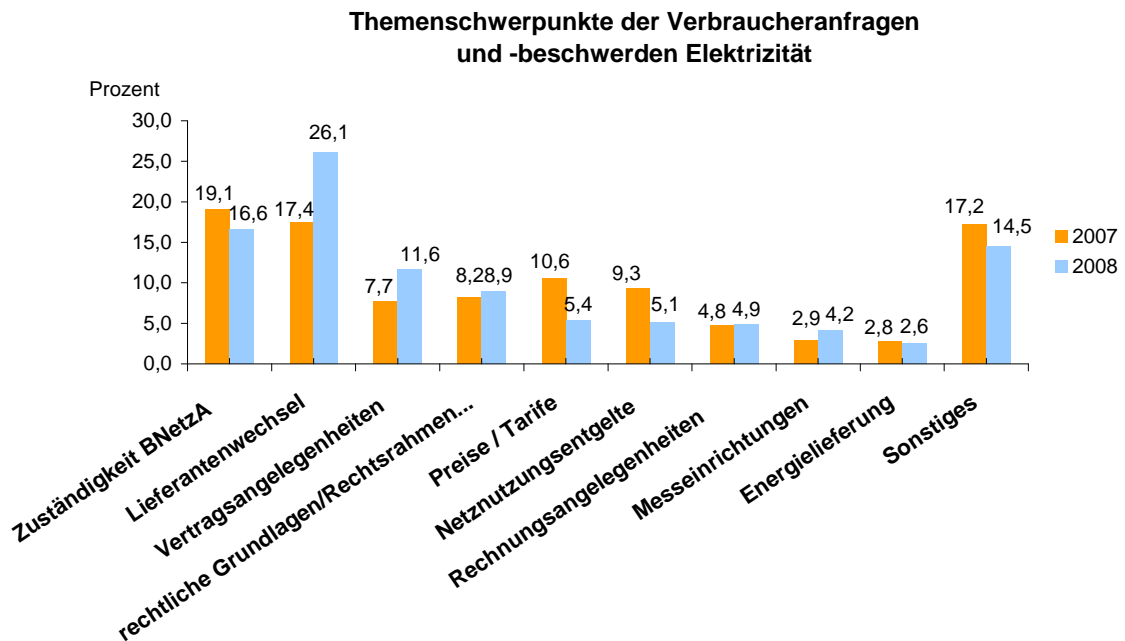


Abbildung 140: Themenschwerpunkte der Verbrauchieranfragen und -beschwerden im Bereich Elektrizität im Vergleich der Jahre 2007 und 2008, Angaben in Prozent

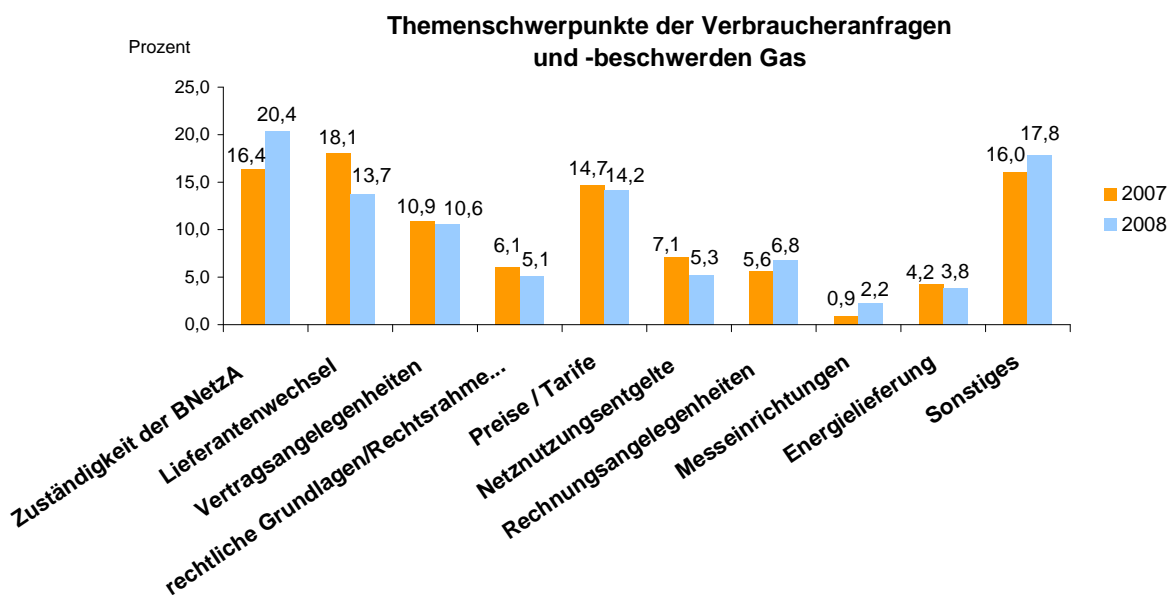


Abbildung 141: Themenschwerpunkte der Verbrauchieranfragen und -beschwerden im Bereich Gas in 2008 im Vergleich der Jahre 2007 und 2008, Angaben in Prozent

5.2 Tarifrechner zum Angebotsvergleich von Strom- und Gasanbietern

Energieverbraucher haben in Deutschland die Möglichkeit, sich bei privatwirtschaftlich angebotenen Online-Tarifrechnern über Preise und Vertragskonditionen von Energielieferanten zu informieren. Bei dem derzeitigen Stand der Angebote ist eine behördliche Aufsicht aus energiewirtschaftlichen Gründen nicht erforderlich. Unter Verbrauchergesichtspunkten liegen inzwischen neutrale Testberichte vor, die einen sehr guten und drei gute Anbieter benennen. Im Falle guter Tarifrechner sollten diese von den Interessen einzelner Energieversorger unabhängig sein. Gute Tarifrechner zeichnen sich durch eine diskriminierungsfreie Suche nach dem für Kunden günstigsten Tarif und darüber hinaus durch einfache Bedienbarkeit und Nutzerfreundlichkeit aus. Preisinformationen sollten transparent dargestellt sein und Besonderheiten wie beispielsweise Vorauszahlungen, einmalige Boni und Paketpreise berücksichtigen. Vertragsunterlagen für einen neuen Liefervertrag können i. d. R. auch direkt von der Tarifvergleichsseite heruntergeladen werden, was den Wechselprozess vereinfacht.

Gute Tarifrechner führen Lieferanten mit ausführlichen Kontaktdaten auf, versehen diese mit Kundenbewertungen und bewerten die Lieferanten z. B. nach Kosten und Verfügbarkeit der Hotline, Qualität der telefonischen Kundenberatung und dem Serviceangebot im Internet.

Eine Preisinformationsabfrage für eine bestimmte Postleitzahl und eine festgelegte Verbrauchsmenge kann in verschiedenen Tarifrechnern zu unterschiedlichen Ergebnissen, d. h. zu abweichenden Tarifrangings von Lieferanten führen. Diese Divergenzen sind u. a. durch die unterschiedlichen Tarif- und Lieferantendaten (Anzahl) in der Datenbank, Aktualisierungsfrequenzen und Preisdarstellungen zu erklären.

Für Energieverbraucher mit Internetzugang sind die Informationsangebote über Tarife und Lieferbedingungen sowie über Voraussetzungen zum Lieferantenwechsel umfassend vorhanden. Neben dem allgemeinen Tarifrechner gibt es auch Ökostromtarifrechner. Verbraucher können sich auch telefonisch oder per E-Mail kostenlos zum Lieferantenwechsel bzw. zu Tarifen beraten lassen.

5.3 Anzeige der Energiebelieferung nach § 5 EnWG, Energielieferantenliste

Energieversorgungsunternehmen, die Haushaltskunden mit Elektrizität oder Gas beliefern, sind nach § 5 EnWG verpflichtet, die Aufnahme der Tätigkeit der Bundesnetzagentur unverzüglich anzuzeigen. Die Bundesnetzagentur überprüft die Gewährleistung der personellen, technischen und wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit sowie der Zuverlässigkeit der Geschäftsführung. Diese ausschließlich verbraucherschutzrechtliche Vorschrift soll sicherstellen, dass speziell Haushaltskunden durch leistungsfähige neue Energielieferanten versorgt werden. Auf Wunsch werden die Unternehmen mit ihrer Firma in einer Liste der Bundesnetzagentur im Internet veröffentlicht.¹⁵⁷ Energieversorgungsunternehmen, die vor dem 13.07.2005 bereits Haushaltskunden mit Energie beliefert haben, können sich durch eine entsprechende Anzeige ebenfalls auf diese Liste setzen lassen.

Bei der Interpretation der veröffentlichten Liste sollte berücksichtigt werden, dass die Aufnahme in diese fakultativ gestellt wurde. Dies bedeutet aber gleichzeitig, dass die Aufzählung nicht abschließend sein kann. Des Weiteren kann keine Aussage darüber getroffen werden, inwieweit die genannten Energieversorgungsunternehmen regional oder bundesweit tätig sind.

¹⁵⁷ <http://www.bundesnetzagentur.de>, Sachgebiete, Elektrizität/Gas, Anzeigen/Mitteilungen, Anzeige der Energiebelieferung gem. § 5 EnWG.

Die Anzahl der neu in den Markt eintretenden Unternehmen ist ein Gradmesser für den sich entwickelnden Wettbewerb in den Energiemärkten. Bei der Interpretation ist aber zu beachten, dass die Zuwachsrate neu auf den Markt eintretender Lieferanten nach einiger Zeit sinken dürfte, wenn hinreichend viele neue Anbieter hinzugekommen sind.

Neu eingegangene Anzeigen der Energieversorgungsunternehmen gem. § 5 EnWG

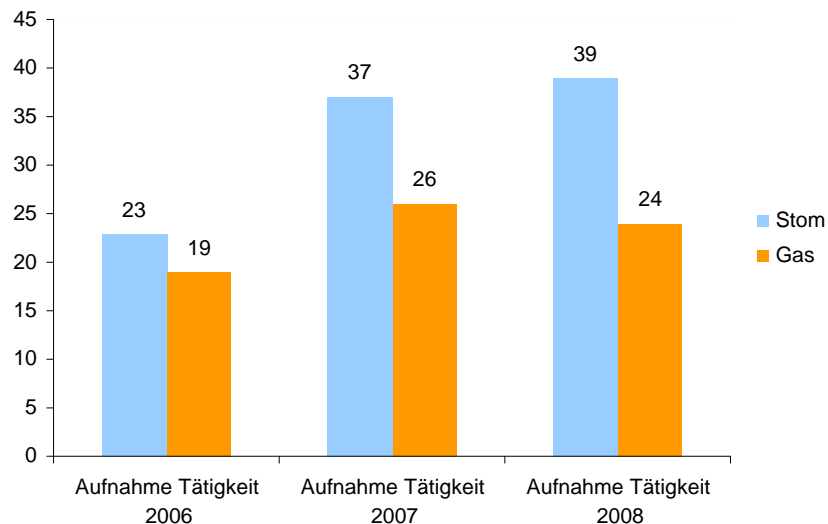


Abbildung 142: Neu eingegangene Anzeigen der Energieversorgungsunternehmen gem. § 5 EnWG

5.4 Ausweis der Netzentgelte gem. § 40 Abs. 1 EnWG

Nach einer Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes sind seit dem 09.09.2008 die Belastungen für Letztverbraucher aus den Entgelten für den Netzzugang nunmehr nicht nur in den Strom-, sondern auch in Gasrechnungen auszuweisen.

Darüber hinaus sind seit dem 09.09.2008 gegebenenfalls darin enthaltene Entgelte für den Messstellenbetrieb und die Messung beim jeweiligen Letztverbraucher gesondert auszuweisen. Wegen der geänderten Gesetzeslage wird auf einen Vergleich der aktuellen Abfrage mit dem Berichtsjahr 2007 verzichtet. Mit der aktuellen Abfrage wurde erhoben, ob Energieversorgungsunternehmen diese Entgelte mit Stand 01.04.2009 in ihren Rechnungen an Haushaltskunden separat ausweisen.

Umsetzungshäufigkeit der Anforderungen nach § 40 Abs. 1 EnWG

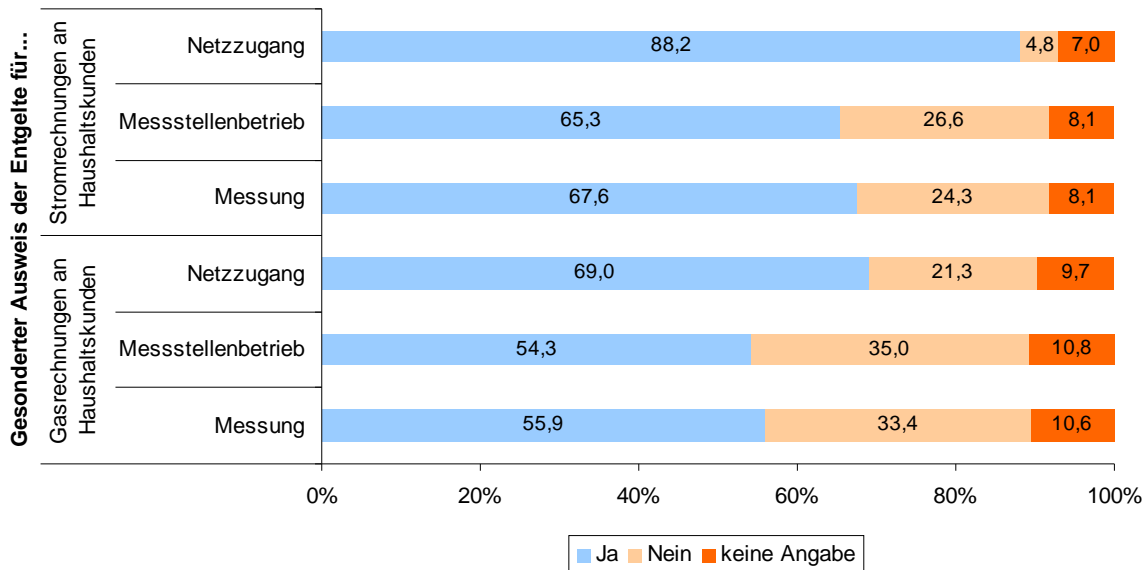


Abbildung 143: Umsetzungshäufigkeit der Anforderungen nach § 40 Abs. 1 EnWG

Erwartungsgemäß ist der Umsetzungsgrad des Ausweises der Netzentgelte in den Stromrechnungen am höchsten, denn diese Verpflichtung bestand bereits vor dem 09.09.2008. Der separate Ausweis der Entgelte für den Messstellenbetrieb und die Messung wird bislang weit weniger umgesetzt. Der Gasbereich bleibt – aufgrund der neu eingeführten Verpflichtung – insgesamt hinter dem Strombereich zurück.

Aus Verbrauchersicht ist die je nach Anbieter unterschiedliche Darstellung¹⁵⁸ der ausgewiesenen Netzentgelte in den Energierechnungen zu bemängeln, da sie die Vergleichbarkeit der Rechnungen erschwert. Eine branchenweite Einigung wäre hier wünschenswert.

5.5 Abrechnungshäufigkeit des Energieverbrauchs gem. § 40 Abs. 2 EnWG

Gegenwärtig dominiert in Deutschland im Bereich Strom- und Gasabrechnungen die jährliche Abrechnung von Energielieferungen an Haushaltskunden. Durch eine Änderung im Energiewirtschaftsgesetz können Verbraucher seit dem 09.09.2008 die Rechnungsfrequenz im Rahmen der gesetzlichen Möglichkeiten (monatlich, vierteljährlich oder halbjährlich) selbst bestimmen.

Es kann festgestellt werden, dass die Jahresrechnung bei allen Lieferanten den (noch) häufigsten Rechnungsturnus darstellt. Monatliche Rechnungen werden auf Grund entsprechender Anträge bei 6,1 Prozent der Elektrizitätsversorger und 5,5 Prozent der Gasversorger erstellt. Hierzu gaben die Elektrizitätsversorger an, 14.168 entsprechende Anträge auf abweichende Abrechnungen i. S. d. § 40 Abs. 2 Satz 2 EnWG von Haushaltskunden erhalten zu haben. Im Gasbereich gaben die Versorger an, 11.188 Anträge erhalten zu haben.

Gegenwärtig beobachtet die Bundesnetzagentur mit Sorge die praktische Umsetzung des § 40 Abs. 2 EnWG. Zumindest einige Unternehmen versuchen, den Kunden durch hohe Zu-

¹⁵⁸ Unterschiede in der Darstellung bestehen darin, dass einige Versorger einen Gesamtbetrag angeben und andere die Entgelte nach Arbeits- und Leistungspreis differenzieren und pro kWh ausweisen.

satzkosten für diesen Service von der Nutzung ihres Rechts auf zusätzliche Rechnungen möglichst abzuhalten. Im Einzelfall (bei Nichtselbstablesung durch den Kunden) sind hier Kosten für eine Monatsrechnung von 50 € bekannt geworden. Bei Selbstablesung scheinen Entgelte zwischen 10 € und 20 € nicht marktüblich zu sein. Wenn die Kosten für eine Monatsrechnung bei durchschnittlichem Elektrizitätsverbrauch eines Vierpersonenhaushaltes tatsächlich 20 Prozent der Rechnungssumme (bei einem Singlehaushalt wären es sogar etwa 40 Prozent) ausmachen, so ist dies aus Verbrauchersicht inakzeptabel.

Die Einführung von elektronisch auslesbaren Zählern und eine damit möglicherweise verbundene automatische Verbrauchsdatenübertragung, wird den Trend zu einer höheren Rechnungsfrequenz durch erwartete sinkende Mess- und Abrechnungskosten und automatisierte Verfahren in Zukunft beschleunigen. Eine belastbare Rechnung, die den Verbrauchern den in Geld bewerteten Energieverbrauch hinreichend oft zeitnah zurückspiegelt, ist eine Grundvoraussetzung für energieeffizientes Verhalten. Dies setzt allerdings voraus, dass die Kosten für die Zusatzrechnungen überschaubar bleiben. Innovative Lösungsansätze sind gefragt, um dem Auftrag des Gesetzgebers auch heute schon kostengünstig nachzukommen.

5.6 Lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife gem. § 40 Abs. 3 EnWG

Tageszeitvariable Tarife für Elektrizität sind im Markt weit verbreitet. So geben 457 von 744 Elektrizitätsversorgern an, bereits heute ein solches Tarifangebot vorzuhalten. Zurzeit noch weit weniger verbreitet sind lastvariable Tarife. Einen solchen führen mit Stichtag 01.04.2009 nur etwa zehn Anbieter, zumeist erst seit kurzer Zeit.

Eine gesetzliche Verpflichtung zur Einführung solcher Tarife – sofern technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar – besteht ab dem 30.12.2010. Dementsprechend planen etliche Unternehmen eine Einführung lastvariabler Tarife nach eigenen Abgaben:

- noch in 2009: 11 Elektrizitätsversorger
- in 2010: 216 Elektrizitätsversorger
- nach 2010: 37 Elektrizitätsversorger

Für Gasversorger besteht eine solche Verpflichtung derzeit nicht.

5.7 Gewährleistung von Transparenz in den Liefervertragsbedingungen (§ 41 EnWG)

Energielieferanten sind verpflichtet, in ihren Lieferverträgen mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung zur Gewährleistung von Transparenz und zum Schutz des Verbrauchers die Vorgaben des § 41 EnWG einzuhalten. Während die Lieferanten im Elektrizitätsbereich die Bestimmungen im Jahr 2007 nur zu durchschnittlich 89,7 Prozent umgesetzt haben, verbesserte sich dieser Wert im Jahr 2008 auf 90,8 Prozent und erreicht in 2009 erfreuliche 93,1 Prozent.

Im Gasbereich erreichten die Gaslieferanten im Jahre 2009 einen Umsetzungsstand von 91,1 Prozent, während in 2007 nur 80,2 Prozent der Bestimmungen umgesetzt waren (88,4 Prozent in 2008).

Die Umsetzung der einzelnen in § 41 Abs. 1 Nr. 1 bis 6 EnWG genannten Bestimmungen ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.

Vertragliche Bestimmungen	Anzahl Elektrizitätslieferanten in Prozent	Anzahl Gaslieferanten in Prozent
Vertragsdauer	98,8 (96,4)	96,6 (94,0)
Preisanpassung	97,9 (95,4)	95,9 (93,1)
Verlängerung und Beendigung der Leistungen und des Vertragsverhältnisses	99,1 (96,4)	97,6 (94,8)
Rücktrittsrecht des Kunden	92,9 (88,0)	91,6 (86,5)
Zu erbringende Leistungen einschl. angebotener Wartungsdienste	78,8 (80,3)	76,9 (76,4)
Zahlungsweise	98,6 (95,3)	97,1 (93,4)
Haftungs- und Entschädigungsregelungen bei Nichteinhaltung vertraglich vereinbarter Leistungen	93,7 (91,6)	91,9 (89,0)
Unentgeltlicher und zügiger Lieferantenwechsel	83,0 (80,3)	81,4 (76,0)
Art und Weise, wie aktuelle Informationen über die geltenden Tarife und Wartungsentgelte erhältlich sind	90,7 (89,2)	86,6 (85,6)

Tabelle 92: Umsetzungsstand gesetzlicher Bestimmungen für die inhaltliche Gestaltung von Energielieferverträgen mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung nach § 41 EnWG im Monitoring 2009 und 2008 (Werte für 2008 in Klammern)

Die Auswertung zeigt einen etwas höheren Umsetzungsstand der gesetzlichen Vorgaben zur inhaltlichen Gestaltung der Energielieferverträge bei den Elektrizitätslieferanten im Vergleich zu den Gaslieferanten. Bei der inhaltlichen Gestaltung der Energielieferverträge mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung sind bei 95 Prozent der Einzelkriterien Verbesserungen gegenüber dem Monitoring 2008 zu verzeichnen. Allerdings werden die gesetzlichen Vorgaben immer noch nicht vollständig umgesetzt. Der geringste Umsetzungsgrad ist weiterhin bei den vertraglichen Bestimmungen hinsichtlich „zu erbringender Leistungen einschließlich angebotener Wartungsdienste“ sowie „unentgeltlichem und zügigem Lieferantenwechsel“ festzustellen. Besonders hinsichtlich des mittlerweile eingeschwungenen Zustandes beim automatisierten und elektronischen Lieferantenwechselprozess wäre es wünschenswert, wenn mehr Energielieferanten ihren Kunden hier eine konkrete vertragliche Zusage in Form der einzuhaltenden Fristen o. ä. geben würden.

Den zweiten Untersuchungsschwerpunkt bildete die Frage, ob den Haushaltskunden vor Abschluss eines Energieliefervertrages außerhalb der Grundversorgung gemäß § 41 EnWG verschiedene Zahlungsmodalitäten (Bankeinzug, Überweisung, etc.) angeboten werden. Der bereits in 2008 hohe Umsetzungsstand von 95,4 Prozent im Elektrizitäts- und Gasbereich verbesserte sich in 2009 weiter auf 97,7 Prozent bei den Elektrizitätslieferanten 95,7 Prozent bei den Gaslieferanten. Trotz dieser erfreulichen Zahlen ist die Umsetzung bei genauerer Betrachtung aus Sicht des Verbraucherschutzes nicht immer befriedigend. Allerdings ist das Angebot einer alternativen Zahlungsmöglichkeit (in der Regel alternativ zum Bankeinzug) in vielen Fällen entweder bei Vertragsabschluss nicht einfach auffindbar oder so ausgestaltet, dass die Alternative prohibitive Mehrkosten (z. B. auch durch unverzinsten Sicherheitsleistungen) für den Verbraucher birgt; eine ernstzunehmende Wahlmöglichkeit zu angemessenen Kosten wird so nicht gewährleistet.

5.8 Stromkennzeichnung (§ 42 EnWG)

Neben den Erkenntnissen, die diesbezüglich bereits im letztjährigen Monitoringbericht veröffentlicht wurden, liegen der Bundesnetzagentur keine neueren Erkenntnisse oder Beschwerden vor.

6 Zusammenfassender Überblick

6.1 Zusammenfassender Überblick über den Elektrizitätsmarkt

6.1.1 Regulierungsbezogene Themen

Engpassmanagement

Im Berichtsjahr 2008 sind im deutschen Übertragungsnetz keine strukturellen Engpässe aufgetreten. Ein vermehrter Zuwachs von EEG-Einspeisung und die gesetzlich vorgegebene Anschluss- und Abnahmepflicht, unabhängig von der Aufnahmefähigkeit des Netzes, könnten dazu führen, dass zunehmend vorübergehende/kurzfristige Engpässe im Verteilernetz auftreten.

Grenzüberschreitender Handel / Grenzkuppelstellen

In den Regionen Zentralwesteuropa und Zentralosteuropa wurden 2008 zentrale Auktionsbüros gegründet. In Zentralwesteuropa führt das luxemburgische Auktionsbüro CASC-CWE seit November 2008 zentral die expliziten Jahres- und Monatsauktionen der Übertragungskapazitäten für die Grenzen der fünf Länder der Region durch. In Zentralosteuropa soll mit der in Europa erstmaligen Einführung einer lastflussbasierten Vergabe von Übertragungskapazitäten über das in Deutschland (Freising) ansässige Auktionsbüro CAO mit der Jahresauktion 2010 im November 2009 begonnen werden.

Netzentgelte

Am 01.01.2009 hat das System der Anreizregulierung das bisherige System der Netzentgeltgenehmigung abgelöst. In der Anreizregulierung werden den Netzbetreibern Erlösobergrenzen vorgegeben, die je nach Effizienz in der Regulierungsperiode weiter abgesenkt werden. Als Ergebnis des bundesweit erstmalig durchgeführten Effizienzvergleichs ergab sich im Elektrizitätsbereich für die VNB eine Effizienz-Bandbreite von 75,5 bis 100 Prozent, die durchschnittliche Effizienz lag bei 92,2 Prozent. Die Effizienzwerte der Übertragungsnetzbetreiber betragen im Mittel 97,4 Prozent. Bei der Festlegung der Erlösobergrenze für die Verteilernetzbetreiber ergab sich eine durchschnittliche Erhöhung von zwei Prozent gegenüber den anerkannten Netzkosten der letzten Prüfungsrunde. Bei den vier Übertragungsnetzbetreibern ergab sich gegenüber der letzten Kostenprüfungsrunde ein deutlicher Anstieg der Erlösobergrenzen von 7,6 Prozent bis zu 30,2 Prozent.

Da bei den aktuell ausgewiesenen Netzentgelten zum 01.04.2009 noch nicht alle Erlösobergrenzenbescheide ergangen sind, sanken die durchschnittlichen Netzentgelte in allen untersuchten Kundenkategorien (Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden) seit dem Stichtag des letzten Berichtes erneut zwischen 1,8 und 2,1 Prozent. Durch die Prüfungen der Regulierungsbehörden konnten die Netzentgelte insgesamt seit dem Jahr 2006 in allen Kundenkategorien in einer Spanne zwischen 0,22 und 1,50 ct/kWh gesenkt werden. Der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis ist bei Haushalts- und Gewerbekunden im Berichtszeitraum erneut auf 25 bzw. 23,7 Prozent gesunken. Durch den im Vergleich zu den Netzentgelten stärkeren Rückgang des Gesamtpreises hat sich im letzten Jahr der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis bei den Industriekunden auf zwölf Prozent leicht erhöht.

Systemdienstleistungen

Die Bundesnetzagentur hat mit Datum vom 12.05.2009 eine Festlegung zum Bilanzkreis für Energie nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erlassen. Inhaltlich richtet sich diese an die Bewirtschaftung der EEG-Bilanzkreise von den Übertragungsnetzbetreibern und die dafür notwendige Beschaffung bzw. Veräußerung der Strommengen zur Herstellung des von Letztverbrauchern abzunehmenden EEG-Bandes.

Eine weitere Neugestaltung erfolgte mit der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus vom 17.07.2009. Diese Verordnung sieht die Abschaffung der physikalischen Wälzung des EEG-Stroms von den Übertragungsnetzbetreibern an die Stromlieferanten ab dem 01.01.2010 vor. Es wird nur noch eine finanzielle Wälzung stattfinden. Weiterhin ist die vollständige diskriminierungsfreie und transparente Vermarktung des EEG-Stroms von den Übertragungsnetzbetreibern an der Börse verpflichtend. Ferner wird die Bundesnetzagentur ermächtigt, durch Rechtsverordnung im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie weitere Ausgestaltungen zu regeln.

Transparenz und Veröffentlichungspflichten

Im Herbst 2009 wird auf der Internetseite der EEX eine zentrale Plattform für alle relevanten Erzeugungsdaten aus dem deutschen Markt in Betrieb genommen. Auf dieser Plattform werden Erzeugungsdaten rechtzeitig und kostenfrei verfügbar sein. Bei der Umsetzung der Veröffentlichungspflichten durch die Verteilernetzbetreiber ist insgesamt eine positive Entwicklung zu verzeichnen. Jedoch bestehen bei einzelnen Veröffentlichungspflichten nach wie vor Defizite in der Umsetzung.

6.1.2 Wettbewerbliche Themen

Struktur des Erzeugungsbereiches

Der Anteil der vier großen vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall an der Kraftwerksleistung der Allgemeinen Versorgung ist mit 84,7 Prozent zum 31.12.2008 auf vergleichbar hohem Niveau von 85,4 Prozent wie zum 31.12.2007. Auch bei der Elektrizitätserzeugung, die in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist wurde, erreichen diese vier Unternehmen mit 86,3 Prozent im Berichtsjahr 2008 nahezu den Anteilswert von 2007 (87,9 Prozent). Diese Werte verdeutlichen die nach wie vor gegebene Dominanz der vier vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen auf der Angebotsseite von Elektrizität, wenn diese erstmalig für den weiteren Absatz in Deutschland angeboten wird.

Anschluss Elektrizitätserzeuger bei Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern

Nach den im Monitoring erfassten Werten sind Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von jeweils weniger als 100 MW in Höhe von insgesamt 4,8 GW an das Übertragungsnetz bzw. 45,5 GW an das Verteilernetz angeschlossen (Stand 31.12.2008). Der größte Anteil entfällt hiervon mit 23,3 GW auf Windenergieanlagen. Die großen Windparks sind vornehmlich an das Übertragungsnetz (2.600 MW Erzeugungsleistung zum 31.12.2008) angeschlossen, während sich der Großteil der in Deutschland angeschlossenen Windenergieerzeugungsleistung (20.749 MW) im Verteilernetz befindet. Im Berichtsjahr 2008 stieg die insgesamt erfasste Leistung von Erzeugungsanlagen < 100 MW um 3,1 GW an, wobei der größte Teil des Anstiegs mit 1,7 GW auf Solarer Strahlungsenergie basierte. Die installierte Leistung von Windenergieanlagen nahm um 0,7 GW zu.

Struktur des Großhandelsbereiches

Die Umsatzanteile der fünf umsatzstärksten Elektrizitäts-Handelsteilnehmer am Spotmarkt der EEX bzw. Terminmarkt der EEX ohne OTC-Clearing wiesen im Berichtsjahr 2008 mit 53,5 Prozent bzw. 49 Prozent eine vergleichbare Größenordnung auf. Demgegenüber lag der Umsatzanteil der fünf umsatzstärksten Teilnehmer am Terminmarkt der EEX inklusive OTC-Clearing mit 34,3 Prozent auf einem niedrigeren Niveau. Der Umsatzanteil der sechs Market Maker am Elektrizitäts-Terminmarkt der EEX (ohne OTC-Clearing) betrug 34,7 Prozent im Berichtsjahr 2008. Mit Stand 01.04.2009 sind insgesamt 203 Elektrizitäts-Handelsteilnehmer an der EEX zugelassen. Hiervon bilden Energieversorgungsunternehmen bzw. Großhändler mit 154 Handelsteilnehmern (76 Prozent) die weitaus größte Händlergruppe, während Banken und Finanzdienstleistungsinstitute mit 25 Handelsteilnehmern (12 Prozent) die zweitgrößte Handelsteilnehmergruppe darstellen.

Entwicklung der Elektrizitätspreise im Großhandelsbereich

Im ersten Halbjahr 2009 befindet sich das mittlere Elektrizitätspreisniveau des Phelix-Day-Base bzw. -Peak am Spotmarkt der EEX nach erheblichen Preissteigerungen bis in die zweite Jahreshälfte des Berichtsjahres 2008 wieder auf einem vergleichbaren Niveau wie in 2007. Das mittlere Preisniveau der Phelix Jahresfutures für das rollierende Folgejahr liegt im ersten Halbjahr 2009 nach gesunkenen Preisen in der zweiten Jahreshälfte 2008 bis Ende Februar 2009 etwas unterhalb der Mittelwerte von 2007.

Entnahme- und Abgabemengen im Einzelhandelsbereich

Die vier größten Lieferanten in Deutschland weisen im Berichtsjahr 2008 einen Anteil von über 50 Prozent bezogen auf die gesamte Elektrizitätsabgabe an Letztverbraucher auf. Insgesamt sind die lokalen Grundversorger bei der Belieferung von Letztverbrauchern mit einem Anteil von über 60 Prozent weiterhin dominierend. Es ist jedoch positiv festzuhalten, dass sich die Elektrizitätslieferungen bei Haushaltskunden von anderen Lieferanten als den Grundversorgern im Berichtsjahr 2008 nahezu verdoppelt haben. Über einen Grundversorgungstarif beim Grundversorger werden immer noch über 50 Prozent aller Letztverbraucher beliefert. Da jedoch stromintensive Industriekunden nicht über Grundversorgungstarife beliefert werden, beträgt der gesamte mengenmäßige Anteil der Abgabemengen über die Grundversorgung lediglich noch 15,7 Prozent.

Entwicklung im Industrie- und Gewerbekundenbereich

Im Berichtsjahr 2008 weist das Industriekundensegment am gesamten Elektrizitätsmarkt einen mengenbezogenen Anteil von ca. 50 Prozent und das Gewerbekundensegment einen Anteil von ca. 23 Prozent auf. Demnach repräsentieren die Industrie- und Gewerbekunden (inklusive Handel und Dienstleistung), bezogen auf die gelieferten Elektrizitätsmengen, knapp drei Viertel des gesamten deutschen Elektrizitätsmarktes. Anzahlmäßig stellen sie gut sechs Prozent des Elektrizitätsmarktes dar. Nahezu alle Industrie- und großen Gewerbekunden sind leistungsgemessene Kunden. Vom lokalen Grundversorger werden gut die Hälfte aller Industrie- und Gewerbekunden beliefert.

Die mengenbezogenen Lieferantenwechselquoten sind bei kleinen Gewerbekunden um 0,8 Prozentpunkte auf 6,3 Prozent im Berichtsjahr 2008 angestiegen. Bei großen Gewerbekunden ist die mengenbezogene Wechselquote in 2008 mit 12,6 Prozent gegenüber 2007 nahezu konstant geblieben und bei Industriekunden ist ein Rückgang um 2,6 Prozentpunkte von 13,2 Prozent auf 10,6 Prozent im Berichtsjahr 2008 zu verzeichnen.

Der Elektrizitätspreisanstieg zwischen 2006 und 2009 liegt bei Industrie- bzw. Gewerbekunden bei lediglich rund sieben Prozent bzw. rund neun Prozent. Im Vergleich dazu stieg der Elektrizitätspreis bei Haushaltskunden in der Grundversorgung um knapp 23 Prozent an. Ein weiterer bedeutender Unterschied zu den Haushaltskunden besteht darin, dass Industrie- und Gewerbekunden die gleichen Preise bei einem Lieferanten innerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes zahlen wie bei einem Lieferanten, der außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes ansässig ist. Außerdem ist festzustellen, dass sich die gesunkenen Großhandelspreise sehr viel schneller positiv auf die Einzelhandelspreise der Industriekunden auswirken als dies der Fall bei kleinen Gewerbe- oder Haushaltskunden ist. Insgesamt weisen alle vorgenannten Aspekte darauf hin, dass es im Bereich der Industrie- und großen Gewerbekunden, also bei knapp zwei Drittel des deutschen Elektrizitätsmarktes, einen bundesweiten Markt gibt. Kritisch zu betrachten ist jedoch, dass dieser Markt von wenigen großen Unternehmen dominiert wird.

Entwicklung im Haushaltskundenbereich

Das Haushaltskundensegment stellt mengenbezogen nur gut ein Viertel des gesamten Elektrizitätsmarktes dar. Jedoch sind anzahlmäßig knapp 94 Prozent aller Letztverbraucher von Elektrizität Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG. Diese Haushaltskunden sind im

Berichtsjahr 2008 fast ausschließlich nicht-leistungsgemessene Kunden. Es werden knapp 90 Prozent aller Haushaltskunden von dem jeweiligen Grundversorger beliefert und die jährlichen Lieferantenwechselquoten liegen bei Haushaltskunden mit lediglich gut fünf Prozent deutlich unter denen der Industrie- und großen Gewerbekunden. Es werden weiterhin ungefähr die Hälfte der Haushaltskunden über die Grundversorgung, welche die teuerste und preislich am stärksten steigende Art der Elektrizitätsbelieferung darstellt, beliefert. Durch die regionale Dominanzstellung des Grundversorgers und dem damit verbundenen geringen Wettbewerbsdruck zahlen Haushaltskunden für eine Elektrizitätsbelieferung durch den Grundversorger deutlich höhere Preise als bei einem Lieferanten, der außerhalb des jeweiligen Grundversorgungsnetzgebietes ansässig ist. Daher ist der Preisanstieg bei Haushaltskunden in den letzten drei Jahren mit 23 Prozent sehr viel deutlicher als bei Industrie- und Gewerbekunden ausgefallen. Auch werden vorhandene Preissenkungen auf dem Großhandelsmarkt nur mit deutlichen Verzögerungen an Haushaltskunden weitergegeben. Der Haushaltskundenmarkt stellt somit keinen bundesweiten, sondern einen stark regional geprägten Wettbewerbsmarkt dar.

Nutzen Haushaltskunden ihre Wechselmöglichkeiten, so zeichnet sich bei der Neukundenakquisition dennoch eine klare Dominanz von einigen wenigen Unternehmen ab. So weisen die vier größten Lieferanten in Deutschland in 2008 einen Anteil von ca. 52 Prozent an der Belieferung von Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete auf und haben damit in diesem Marktsegment einen vergleichbaren Marktanteil wie im gesamten Einzelhandelsbereich erreicht.

Insgesamt ist als positive Entwicklung eine erhöhte Anzahl von Lieferanten, die in mehreren Netzgebieten tätig sind, hohe Kundenakquisitionen von neuen Anbietern oder steigende Lieferantenwechselquoten festzuhalten. Dennoch weisen im Besonderen die vorhandenen Preisstrukturen darauf hin, dass es im Bereich der Haushaltskunden, also bei gut einem Viertel des deutschen Elektrizitätsmarktes, noch keinen ausreichend ausgeprägten Wettbewerb gibt.

Ökostromprodukte

Der ökologische Zusatznutzen eines Ökostromproduktes ist zurzeit weniger von der zu Grunde liegenden Ökostrombelieferung, sondern vielmehr von den vertraglichen Vereinbarungen über den Zubau von Elektrizitätserzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energieträgern abhängig. Unter der Annahme, dass Lieferanten dieselben Gewinnerwartungen an ihr Ökostromprodukt stellen wie an ein „normales“ Stromprodukt und sich auch die Kosteneffizienz der verschiedenen Stromprodukte und Anbieter auf einem gleichen Niveau befindet, kann ein Zubau von Elektrizitätserzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energieträgern gegenwärtig nur durch einen, im Vergleich zu „normalen“ Stromprodukten, höheren Preis für Ökostromprodukte garantiert werden. Da der Großteil der Ökostromprodukte genau diesen vergleichsweise höheren Preis jedoch nicht aufweist, muss aktuell davon ausgegangen werden, dass Ökostromprodukte häufig eher Teil einer Marketingstrategie zur Kundenakquisition sind als dass sie einen ökologischen Zusatznutzen generieren.

6.1.3 Versorgungssicherheit Elektrizität / Investitionen

Versorgungsstörungen

Während im Jahr 2006 die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit noch 21,53 Minuten je Letztverbraucher betrug, ist der Wert für 2007 auf 19,25 Minuten gesunken.

Netzzustand und –ausbauplanung

Bei der Erhebung der tatsächlich getätigten jährlichen Investitionen für die Netzinfrastruktur der Übertragungsnetzbetreiber ist mit insgesamt ca. 741 Mio. € im Berichtsjahr 2008 weiterhin eine deutliche und auf Grund der Planwerte voraussichtlich auch anhaltende Steigerung zu erkennen. Bei den Investitionen in die Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber Elektri-

zität ist mit insgesamt 2.393 Mio. € im Berichtsjahr 2008 eine Steigerung gegenüber 2007 festzustellen. Die Planwerte weisen auf eine anhaltende Steigerung hin.

Erzeugungskapazitäten und Jahreshöchstlast

Im Berichtsjahr 2008 ist die verbleibende Kraftwerksleistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast (13,7 GW bei einer Jahreshöchstlast von 76,8 GW) sowohl absolut als auch im Verhältnis zur gesamten inländischen Kraftwerksleistung wie in den Jahren 2005 bis 2007 angestiegen.

Erzeugungskapazitäten: Investitionen und endgültige Aufgabe

Für den Zeitraum 2009 - 2018 beträgt die Summe der im Monitoring gemeldeten Investitionsvorhaben in Erzeugungskapazitäten 46,6 GW zum 01.04.2009. Dies entspricht einer Steigerung um rund 7 GW bzw. 17,5 Prozent gegenüber dem im Monitoring 2008 gemeldeten Gesamtwert der geplanten bzw. durchgeführten Investitionen (39,7 GW). Von den insgesamt geplanten Investitionen befinden sich zum Zeitpunkt 01.04.2009 bereits 12,8 GW Kraftwerkskapazitäten im Bau, die voraussichtlich im Zeitraum 2009 bis 2012 die Elektrizitätseinspeisung aufnehmen. Bei den im Bau befindlichen Projekten ist eine Steigerung um 0,5 GW gegenüber der Monitoringerhebung 2008 (12,3 GW) festzustellen. Die vier großen vertikal integrierten Versorgungsunternehmen (E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall) verfügen über einen Anteil von insgesamt 9,5 GW (74,1 Prozent) an den zum 01.04.2009 im Bau befindlichen Kraftwerksprojekten. Derzeit übersteigen die im Bau befindlichen Projekte bis 2012 um 2,6 GW die Planungen für die endgültige Aufgabe von Erzeugungskapazitäten in diesem Zeitraum. Für den Gesamtzeitraum 2009 bis 2022 liegt der Wert für die geplante endgültige Aufgabe von Erzeugungskapazitäten (einschließlich Kernenergie) nach den Monitoringdaten bei insgesamt 29,9 GW (Stand 01.04.2009).

6.2 Zusammenfassender Überblick über den Gasmarkt

6.2.1 Regulierungsbezogene Themen

Beschreibung des Gasnetzzugangsmodells

Im Berichtszeitraum wurden tiefgreifende Änderungen am deutschen Netzzugangsregime eingeführt und umgesetzt, die zu erheblichen Verbesserungen der netzseitigen Bedingungen des Gas-Wettbewerbs geführt haben. Dies gilt unter anderem für das Zugangsmodell selbst, für die Abrechnung von Differenzen zwischen der Einspeisung und der Ausspeisung und für die Prozesse des Lieferantenwechsels.

Marktgebiete und Überlappungsflächen

Durch das Zweivertragsmodell ist seit Oktober 2007 der Transport von Gas vom Einspeisepunkt zu den Ausspeisepunkten und der Handel von Gas am virtuellen Punkt innerhalb eines Marktgebietes möglich. Ende Dezember 2008 lag die Zahl der Marktgebiete in Deutschland bei zwölf (sieben H-Gas- und fünf L-Gas-Marktgebiete).

Bei Redaktionsschluss hat sich die Zahl der Marktgebiete bereits auf zehn Marktgebiete verringert und eine weitere Reduzierung, auf dann nur noch sechs Marktgebiete, wurde angekündigt. Viele Marktgebiete überlappen sich, was für die Neukundenakquisition in den Überlappungsbereichen die Konsequenz hat, dass viele Lieferanten wegen des erhöhten Aufwands der Belieferung weitgehend darauf verzichten.

Netzentgelte

Durch das neue Regime der Anreizregulierung werden dem Netzbetreiber (größere) Anreize zu einer effizienten Leistungserbringung gegeben.

Zum Stichtag 01.04.2009 lässt sich ein Anstieg der Netzentgelte beobachten. So stiegen die durchschnittlichen mengengewichteten Netzentgelte in der Kundenkategorie Haushalts-

kunden in der Grundversorgung von 1,26 ct/kWh (Preisstand 01.04.2008) auf 1,41 ct/kWh (Preisstand 01.04.2009). Insgesamt lässt sich dieser Trend auf die restlichen Kundenkategorien übertragen. Mit dem Anstieg der Netzentgelte im Vergleich zum Vorjahr geht ein Anstieg des Anteils der Netzentgelte am Gesamtgaspreis einher.

Die im Vergleich zum Abfragezeitpunkt 01.04.2008 höheren Netzentgelte lassen sich mit einer abweichenden Berücksichtigung der Kosten vorgelagerter Netzebenen in den ausgewiesenen Netzentgelten auf die umfassende Einbeziehung der Kosten für Systemdienstleistungen sowie Mengeneffekte zurückführen. Mengeneffekte erfassen zum einen die Berücksichtigung von Mindererlösen der Netzbetreiber aus dem Jahr 2007 („periodenübergreifende Saldierung“) sowie eine mit zurückgehendem Gesamterdgasverbrauch einhergehende geringere prognostizierte Absatzmenge der Netzbetreiber. Die Verteilung der genehmigten Kosten auf eine geringere prognostizierte Menge führt in der Konsequenz des angelegten Regulierungssystems zu erhöhten spezifischen Netzentgelten.

Kapazitäten und Kapazitätsauslastung

Sowohl Ein- als auch Ausspeisekapazitäten waren für die Gaswirtschaftsjahre 2008/2009 (98,3 bzw. 99,5 Prozent), 2009/2010 (96,9 bzw. 97,7 Prozent) und 2012/2013 (95,2 bzw. 94,5 Prozent) nahezu vollständig ausgebucht. Damit besteht das Problem fehlender freier Kapazitäten fort. Der Anteil der beschränkt zuordenbaren Kapazitäten hat sich gegenüber dem Vorjahr halbiert. Im Verhältnis zum Berichtsjahr 2007 wurden aus Mangel an festen mehr als doppelt so viele unterbrechbare Kapazitäten gebucht. Die tatsächlichen Unterbrechungen stiegen gegenüber dem Berichtsjahr 2007 um das 1,4-fache an und entsprechen nun ca. 0,1 Prozent des in Deutschland transportierten Gases.

Auch im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 hat es sich ergeben, dass insbesondere an den Grenzen viele Netzkopplungspunkte physisch für längere Zeit nicht voll ausgelastet wurden, obwohl sie in der Regel voll ausgebucht sind. Die Auslastungsraten sind je nach vermarktetem Grenzübergangspunkt weiterhin sehr unterschiedlich. Dies verdeutlicht die Notwendigkeit eines verbesserten Kapazitätsengpassmanagements.

Die positive Entwicklung des Sekundärkapazitätshandels auf der Plattform trac-x insbesondere im Bereich fester Day-Ahead-Kapazität weist darauf hin, dass der Markt wettbewerbliche Optionen sucht und nutzt.

Netzausbau und Investitionen

Während die Investitionen in 2008 gegenüber 2007 nach Angaben der FNB mit 36 Prozent deutlich zurückgegangen sind, zeichnet sich in den nachfolgenden Jahren eine im Durchschnitt jährliche Verdoppelung der Investitionstätigkeit zumindest bis 2011 ab. Die Mehrheit der FNB spezifiziert ihre Investitionsvorhaben nicht mit konkreten Einzelprojekten. Bei den VNB ist eine Tendenz zu steigenden Investitionen feststellbar.

Bilanzierung / Regel- und Ausgleichsenergie

Die Bundesnetzagentur hat mit Wirkung zum 01.10.2008 ein neues Regel- und Ausgleichsenergiesystem eingeführt. Für die Umsetzung von GABi Gas war die Implementierung umfangreicher neuer Prozesse erforderlich, die zu einem überwiegenden Teil durch die Netzbetreiber erfolgreich durchgeführt wurden. Es hat sich gezeigt, dass nur sehr wenig externe Regelenergie eingesetzt wurde und die Netzbetreiber sich untereinander in zunehmendem Umfang effizient beim Einsatz interner Regelenergie abstimmen. Bei der Beschaffung externer Regelenergie zeichnet sich eine Branchenpraxis ab. Insgesamt hatte die Einführung von GABi Gas einen positiven Einfluss auf die Wettbewerbssituation und auf die Transparenz auf dem deutschen Gasmarkt.

Anfrageentwicklung auf Netzzugang Biogas für die Jahre 2005 bis 2008

Seit April 2008 ist eine neue Biogaseinspeiseregelung in der GasNZV enthalten. Die Gesamteinspeisemenge an Biogas im Jahr 2008 betrug insgesamt 42 Mio. m³. Dabei wurden zwölf aktive Biogaseinspeiseanlagen im Berichtsjahr 2008 betrieben. Die durchschnittliche Einspeisekapazität einer Biogaseinspeiseanlage betrug dabei 510 m³/h. Damit ist Deutschland führend bei der Regulierung der Biogaseinspeisung in Gasnetze.

Mess- und Zählwesen

Bislang sind erst zwei Prozent der befragten Unternehmen als Dritte im Bereich Messstellenbetrieb/Messung aktiv. 87 Prozent der befragten Unternehmen planen nicht, im Jahr 2009 als Dritte im Bereich Messstellenbetrieb/Messung aktiv zu werden.

Ein Prozent der befragten VNB sind als Anbieter im Bereich Messstellenbetrieb und Messung außerhalb ihres eigenen Netzes aktiv. Vier Prozent der befragten VNB planen im Jahr 2009 als Anbieter im Bereich Messstellenbetrieb und Messung außerhalb ihres eigenen Netzes aktiv tätig zu werden.

6.2.2 Wettbewerbliche Themen

Anteile der größten Unternehmen an Erdgas-Import, -Export, -Förderung, Gasabgabe an Letztverbraucher und Speicher-Arbeitsgasvolumen

Bedeutend für die Bewertung des Wettbewerbs sind die Beteiligungsverhältnisse der am Gasmarkt beteiligten Unternehmen und der daraus resultierenden Marktanteile in den einzelnen Marktsektoren. Im Berichtsjahr 2008 gehörten 16 Unternehmen mit Marktanteilen in einer Spannweite zwischen vier und 46 Prozent auf Grund ihrer Mehrheitsbeteiligungen zu den größten fünf Unternehmen in elf untersuchten Marktkategorien. Davon nahmen zwei Unternehmen in zehn dieser elf Marktkategorien einen Platz unter den größten Fünf ein. Die Reduzierungen von Beteiligungen der großen Unternehmen auf unter 50 Prozent bei einigen Stadtwerken gegenüber den Vorjahren wirkten sich nur geringfügig auf verschiedene Kategorien des Gasletztverbrauchermarktes aus. Beachtlich ist die Steigerung des Marktanteils der großen Unternehmen in 2008 um 14 Prozent in der Kategorie Gasabgabe an Gastankstellen gegenüber 2007. Die Marktanteile der größten drei und der größten fünf Unternehmen in allen anderen Gasmarktkategorien haben sich in 2008 im Vergleich zu den Vorjahren kaum verändert, sie halten sich in allen Marktsegmenten von 2006 bis 2008 etwa auf gleichem Niveau.

Großhandelsbereich

Der Handel mit Gas an den virtuellen Handlungspunkten hat unter anderem durch die Zusammenlegung der Marktgebiete bayernets und E.ON Gastransport zu NetConnect Germany („NCG“) im Berichtsjahr 2008 sprunghaft zugenommen. Die Anzahl der Handelsteilnehmer ist stetig angestiegen.

Innerhalb Deutschlands hat sich der virtuelle Handlungspunkt der E.ON Gastransport (ab 10/08 NCG) erneut als der mit Abstand liquideste vor der Gasunie Deutschland Transport Services herausgestellt. Im europäischen Vergleich hat Deutschland als wichtiger Handelsplatz für Gas an Bedeutung gewonnen.

Einzelhandelsbereich - Ausspeisemengen und Lieferantenwechsel - Angaben der VNB

Die Ausspeisemenge an Letztverbraucher in den Netzbereichen der FNB in 2008 beträgt 292,76 TWh (262,12 TWh in 2007), während die Ausspeisemenge der VNB in 2008 686,64 TWh (614,15 TWh in 2007) beträgt. Zum Stichtag 31.12.2008 bezogen insgesamt 13,5 Mio. Letztverbraucher Gas aus den Versorgungsnetzen der antwortenden VNB und FNB. Davon gehörten 11,84 Mio. Letztverbraucher zur Gruppe der Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG.

Das Volumen der Lieferantenwechsel liegt nach Angaben der VNB und FNB bei 42,57 TWh (33,5 TWh in 2007). Bezogen auf die Gesamtausspeisemenge der VNB und FNB in Höhe von 979,40 TWh (876,27 TWh in 2007) errechnet sich eine durchschnittliche Lieferantenwechselquote von 4,35 Prozent (3,79 Prozent in 2007). In der Kategorie Haushalts- und Gewerbekunden (≤ 300 MWh/Jahr) ist ein deutlicher Anstieg der Lieferantenwechsel von 3,51 TWh auf 8,38 TWh zu verzeichnen.

Die gesamte fallbezogene Lieferantenwechselquote liegt im Berichtsjahr bei 2,85 Prozent (2007: 1,01 Prozent) und damit etwas niedriger als die gesamte mengenbezogene Lieferantenwechselquote, die bei 4,46 Prozent liegt.

Die bei den VNB zusätzlich erfragten Lieferantenwechsellmengen von Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG lagen im Jahr 2008 bei 6,62 TWh. Dies ergibt, bezogen auf die erfasste Ausspeisemenge, eine Quote von 2,71 Prozent (1,01 Prozent in 2007).

Die bei den VNB zusätzlich erfragten Lieferantenwechselfälle von Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG lagen in 2008 bei 353.460 (2007: 100.719). Die für das Jahr 2008 errechnete Quote aus der Anzahl der Lieferantenwechsel bei Haushaltskunden nach § 3 Nr. 22 EnWG bezogen auf die Gesamtzahl der Haushaltskunden beträgt etwa drei Prozent.

Abgabemengen – Angaben der Großhändler und Lieferanten

Die erfasste gesamte Gasabgabemenge an Letztverbraucher der an der Datenerhebung beteiligten Großhändler und Lieferanten liegt bei 905,15 TW in 2008 (2007: 838 TWh). Zum Stichtag 31.12.2008 belieferten die Großhändler und Lieferanten etwa 13,11 Mio. Letztverbraucher in Deutschland mit Gas. Davon gehörten nach Angaben der Großhändler und Lieferanten etwa 10,75 Mio. Letztverbraucher zur Gruppe der Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG.

Grundversorgung

Der Anteil der Abgabemengen zu Allgemeinen Preisen an der Gesamtabgabemenge ist weiterhin rückläufig. Besonders ausgeprägt ist der Rückgang bei den Haushaltskunden. Hier sank der Wert von 36,24 Prozent auf 29,48 Prozent. Die absolute Mehrheit der übrigen Letztverbraucher befindet sich bereits außerhalb der Grundversorgung in Sonderverträgen.

Entwicklung der Gaspreise im Einzelhandelsbereich

In der Kategorie Haushaltskunden in der Grundversorgung ist der durchschnittliche mengengewichtete Gesamtpreis von 6,90 ct/kWh (Preisstand 01.04.2008) auf 7,11 ct/kWh (Preisstand 01.04.2009) gestiegen. Dabei machten die Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb den größten Anteil am Gesamtpreis aus (53,24 Prozent). Der Anteil der Netzentgelte inkl. Entgelte für Abrechnung betrug 18,81 Prozent.

In der Kategorie Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung lag der durchschnittliche mengengewichtete Gesamtpreis auf einem Niveau von 6,6 ct/kWh (Preisstand 01.04.2009). Zum 01.04.2008 betrug das Preisniveau in diesem Falle 6,51 ct/kWh. Dabei machten die Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb den größten Anteil am Gesamtpreis aus (54,55 Prozent). Der Anteil der Netzentgelte inkl. Entgelte für Abrechnung betrug 20,15 Prozent. Insgesamt lässt sich in allen Kundenkategorien ein steigender Gasgesamtpreis beobachten.

6.2.3 Versorgungssicherheit Gas

Die Versorgungssicherheit in Deutschland ist nach wie vor als hoch zu bewerten. Dennoch sind Investitionen nötig, um dieses hohe Niveau auch zukünftig halten zu können. Als sinnvoll identifizierte technische (Ausbau-)Maßnahmen sollten realisiert und die Transparenz gegenüber den Aufsichtsbehörden sowie dem Markt erhöht werden. Begrüßenswert sind

unter diesem Gesichtspunkt auch die zahlreichen in Deutschland angekündigten Speicherneubauten, die auf marktlicher Basis auch zukünftig noch verstärkte Beiträge für die Versorgungssicherheit Deutschlands und Europas leisten können. Auch unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit sollte die Verbesserung bzw. die Schaffung eines Wettbewerbsmarktes zentrales Anliegen bleiben.

Als Gazprom infolge von Streitigkeiten mit dem ukrainischen Versorger Naftogaz den Gas transit durch die Ukraine am 07.01.2009 unterbrach, war neben vielen südosteuropäischen Staaten auch Deutschland von diesem Konflikt betroffen. Zwischen dem 07.01.2009 und dem 20.01.2009 kam es am Importpunkt Waidhaus, an der deutsch-tschechischen Grenze, sowie an dem deutsch-österreichischen Grenzübergabepunkt Oberkappel zu drastischen Mengenreduzierungen. In dieser Zeit sind allein in Waidhaus ca. 55 Prozent der reinen Gasimportmengen (5,67 TWh) ausgefallen. Zeitweilig ging der Fluss auf nahezu „Null“ herunter. Die Auswertungen der Bundesnetzagentur zeigen, dass diese ernstzunehmende Situation, zwar mit erheblichen Anstrengungen der Netz-, Speicherbetreiber und Gashändler, im Ergebnis jedoch ohne Probleme für die Verbraucher gelöst werden konnte. Zudem konnte über eine physikalische Flussumkehr im Südosten Deutschlands in großem Umfang eine erweiterte Versorgung der von der Krise besonders betroffenen südosteuropäischen Staaten realisiert werden. Möglich wurde dies durch eine starke Erhöhung der Ausspeicherung von Gas aus deutschen Speichern sowie leicht erhöhte Importe aus dem Nordwesten über Norwegen, Belgien und die Niederlande. Dieses System hat durch freiwillige Maßnahmen und - wie die Analyse der Preisentwicklungen zeigt - auf Grund von Marktpreissignalen bereits gut funktioniert.

6.2.4 Zugang zu Speichieranlagen

Der Drittzugang zu Speichern findet bei einem Großteil der Speichieranlagen nur in einem sehr geringen Umfang oder gar nicht statt. Der ganz überwiegende Teil (80 Prozent des zugangsfähigen Arbeitsgasvolumens der Untertagespeicher (UGS)) ist durch verbundene Unternehmen gebucht, die Hälfte der UGS-Betreiber hat nur einen einzigen Kunden. Wenige unabhängige (nicht konzernverbundene) Unternehmen dagegen hatten bereits eine Vielzahl von Kunden. Hinsichtlich des Ausbuchungsstandes der Speicher ist festzuhalten, dass ca. 2/3 der UGS bzw. UGS-Betreiber ohne freie Kapazitäten waren. Positiv für (potentielle) Speicherkunden ist, dass im Vergleich zum Vorjahr insbesondere für in näherer Zukunft potentiell beginnende Verträge eine deutliche Zunahme freier Volumina / Speicher (also Buchungsmöglichkeiten) zu verzeichnen war. Freie Kapazitäten in fernerer Zukunft (nach 2 ¼ Jahren und später) sind vergleichsweise seltener. Das Dienstleistungsangebot bei den UGS ist in Teilbereichen (so z. B. bei der Sekundärvermarktung) noch immer verbesserungsbedürftig; Vergleichbares gilt auch für die Umsetzung der Veröffentlichungspflichten.

6.3 Zusammenfassender Überblick über die Bereiche Elektrizität und Gas

6.3.1 Entflechtung

Die Struktur, in der die Energieversorgungsnetze in Deutschland betrieben werden, befindet sich im Umbruch. Gründe hierfür sind vielschichtig. Wesentliche Treiber sind Effizienzdruck, Entflechtungsanforderungen und eine offenbare Neubewertung der Daseinsvorsorgeaufgabe der Verteilernetze durch kommunale Gebietskörperschaften.

Mit den Übertragungsnetzen von E.ON und Vattenfall sollen derzeit zwei der vier Transportnetzbetreiber Strom und ein Gasfernleitungsnetzbetreiber Gas (RWE) de-integriert werden, d. h. sollen von den integrierten EVU verkauft werden. E.ON und RWE handeln auf Basis einer Verpflichtungszusage gegenüber der Europäischen Wettbewerbsbehörde. Angestoßen durch diese Entwicklungen und die Anforderungen an effiziente Ausgleichsenergiebeschaffung und Versorgungssicherheit wurde in 2008 die Einrichtung einer sog. „Netzgesellschaft

in Deutschland“ für Deutschland diskutiert. Die Bundesnetzagentur hat die gesellschaftsrechtliche und die energiewirtschaftliche Diskussion hier immer klar getrennt. Aus energiewirtschaftlicher Sicht würde die gemeinsame Regelung des deutschen Netzes ausdrücklich begrüßt.

Die Entflechtungsvorgaben für alle Transportnetzbetreiber Strom und Gas haben nach der Bewertung der Europäischen Union auch bei formaler Erfüllung nicht die gewünschten Wirkungen gezeitigt, weshalb diese in der Einigung über das Dritte Binnenmarktpaket Energie Anfang 2009 drastisch verschärft wurden. Eine solche Wertung kann derzeit für die Verteilernetze Strom und Gas nicht vorgenommen werden, auch nicht von der Bundesnetzagentur. Die rechtliche Entflechtung war für VNB erst zum 01.07.2007 umzusetzen. Auch hier ist ein hoher Grad formaler Normerfüllung festzustellen. Ob die Vorschriften auch ihrem Sinn und Zweck nach erfüllt werden, wird Gegenstand von Prüfungen der Regulierungsbehörden und einer Bewertung der wettbewerblichen Effekte der Entflechtung im Status Quo sein. Es ist zu beobachten, dass der Kostendruck auf die Netzbetreiber Kooperationen fördert. Allerdings wirken derzeit strukturelle Mechanismen der Entgeltbildung für echte Netzbetreiberkooperationen, gerade für kleinere Unternehmen unter 100.000 angeschlossene Kunden, eher kooperationshemmend.

Gleichzeitig entdecken kommunale Gebietskörperschaften die Aufgabe der Energieversorgung wieder als eine selbst wahrzunehmende Aufgabe und gründen örtliche Versorger. Dies geschieht zu einem Zeitpunkt, in dem bundesweit zahlreiche Wegenutzungsverträge auslaufen. Es bestätigt sich, dass trotz Regulierung das Geschäftsmodell „Stadtwerk mit Netz“ demnach immer noch attraktiv ist. Es ist aus Sicht der Bundesnetzagentur bei diesen neuen Strukturen darauf zu achten, dass die Entflechtungsvorschriften auch durch die kleinen Energieversorgungsunternehmen eingehalten werden und keine ineffizienten Netzstrukturen entstehen. Die Effizienzvergleiche zeigen aber bislang, dass Effizienz und Größe in keinem zwingenden Zusammenhang stehen.

6.3.2 Verbraucheraspekte

Beim Verbraucherservice der Bundesnetzagentur gingen im Berichtsjahr 2008 über 5.800 Verbraucheranfragen und –beschwerden zum Bereich Energie ein. Im Vergleich zu 2007 ist das eine Steigerung von 45 Prozent. Diese Entwicklung zeigt, dass der Verbraucherservice Energie der Bundesnetzagentur eine starke Nachfrage erfährt und dokumentiert damit die breite Akzeptanz des Verbraucherservices der Bundesnetzagentur bei den Verbrauchern.

Die steigende Zahl der Verbraucherbeschwerden ist aber nicht zwingend als Indiz für eine sinkende Dienstleistungsqualität im Energiemarkt zu werten. Denn es muss berücksichtigt werden, dass die Anzahl der Verbraucherbeschwerden insgesamt nur einen sehr geringen Anteil der Gesamtzahl Haushaltskunden (ca. 11,84 Mio Haushalte) in Deutschland darstellt. Naheliegender ist vielmehr die Interpretation, dass sich die Verbraucher zunehmend mit den Themen der liberalisierten Energiemärkte und den sich daraus für sie ergebenden Möglichkeiten beschäftigen und das Vertrauen in die Bundesnetzagentur wächst, was zu einer vermehrten Inanspruchnahme ihres Verbraucherservices führt.

7 Glossar

7.1 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 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⁾
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>

Begriff	Definition
Kalkulatorische Kosten des Lieferantenwechsels	Alle Kostenpositionen, welche im Rahmen der internen Kosten- und Leistungsrechnung dem Prozess des Lieferantenwechsels zurechenbar sind. Bitte orientieren Sie sich dabei an den in § 275 Abs. 2 HGB angegebenen Positionen. Vor- und nachgelagerte Prozesse, wie z. B. die Belieferung des Kunden, zählen nicht dazu.
Kunden	Der Kundenbegriff ist in den gemeinsamen Auslegungsgrundsätzen der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu den Entflechtungsbestimmungen in §§ 6-10 EnWG (Stand 01.03.2006) näher definiert worden. Diese sind unter folgendem Link abrufbar: http://www.bundesnetzagentur.de/enid/4d1f10fa9fdca6d57f4bfe6049907912,0/Allgemeine_Informationen/Leitfaden_-_Auslegungsgrundsaeetze_2kl.html
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 (Altlieferanten) zu einem neuen Lieferanten (Neulieferanten) wechselt. Dies umfasst somit nicht Aus-/Ein- und Umzüge. Werden infolge eines Konzessionswechsels auch Lieferverträge mit den Kunden übertragen, ist dieser Vorgang ebenfalls nicht als Lieferantenwechsel anzusehen.
Messdienstleistung	Messung der gelieferten Energie im Sinne des § 21 b EnWG i. V. m. § 9 (2) Satz 1 MessZV.
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
Reparatur	Unter Reparatur (Instandsetzung) wird der Vorgang verstanden, bei dem ein defektes Objekt in den ursprünglichen, funktionsfähigen Zustand zurückversetzt wird.
Spotmarkt	Markt, an dem die Geschäfte einer sofortigen Abwicklung zugeführt werden. ¹⁾
Zeitpunkt Marktöffnung	Inkrafttreten des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BGBl. Teil I Nr. 24 vom 28.04.1998) am 29.04.1998.

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

7.2 Elektrizität

Es gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 3 EnWG, § 2 StromNZV, § 2 StromNEV, § 3 EEG 2009 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.
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⁾
Brutto-Leistung	Abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit an den Klemmen des Generators. ²⁾
Brutto-Elektrizitätserzeugung	Erzeugte elektrische Arbeit einer Erzeugungseinheit, gemessen an den Generatorklemmen. ²⁾
Dauer der Anschlussherstellung	Zeitspanne vom Beginn der unmittelbaren Anschlussarbeiten (Kabelverlegung usw.), ohne Berücksichtigung der nötigen Tiefbauarbeiten (Kabelgraben-/ Kopflöcherherstellung usw.), bis zur Fertigstellung/Inbetriebnahme. Die Fertigstellung/Inbetriebnahme ist der Zeitpunkt, an dem die Elektrizitätslieferung aufgenommen werden könnte (Stromleitung ist mit Hausanschlusskasten verbunden). Es wird der Zeitraum zwischen Beginn und Ende der Herstellung des Anschlusses ermittelt und nicht die effektiven Arbeitszeitstunden oder Tage, an denen tatsächlich an dem Anschluss gearbeitet wurde (ausgenommen sind vom Kunden verursachte Verzögerungen).
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⁾
Dauer von Reparaturen	Angegeben wird die Zeitdauer zwischen dem Bericht der Störung (Routineinspektion, Kundenanruf, Beschwerde o. ä.) und der Wiederherstellung des Betriebsmittels in den ursprünglichen, funktionsfähigen Zustand.
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 2009 von den Stromlieferanten ermittelt wird.

Begriff	Definition
Eigenverbrauch	<p>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.</p> <p>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⁾</p>
Eigenverbrauchs-leistung	<p>Elektrische Leistung einer Erzeugungseinheit, die für den Betrieb ihrer Neben- und Hilfsanlagen (z. B. zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung, Rauchgasreinigung) benötigt wird, zuzüglich der Verlustleistung der Aufspanntransformatoren (Maschinentransformatoren). Unterschieden wird zwischen der Eigenverbrauchsleistung im Betrieb und im Stillstand. Die Betriebs-Eigenverbrauchsleistung ist die während des 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⁾</p>
Energieträger	<p>Alle Quellen oder Stoffe, in denen Energie mechanisch, thermisch, chemisch oder physikalisch gespeichert ist.³⁾</p>
Engpass	<p>Ein Engpass i.S.d. § 15 Abs. 2 StromNZV liegt vor, wenn netz- oder marktbezogene Maßnahmen nach § 15 Abs. 1 StromNZV nicht dazu geführt haben, dass ein Engpass verhindert werden konnte, so dass eine marktorientierte, transparente und diskriminierungsfreie Bewirtschaftung der verfügbaren Leitungskapazität durch den Netzbetreiber vorzunehmen ist.</p>
Engpassleistung	<p>Diejenige 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⁾</p>
Erzeuger	<p>Unternehmen, die Energieträger in elektrische Energie umwandeln. Sie stehen am Anfang der Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft.⁴⁾</p>
Erzeugung	<p>Produktion elektrischer Energie bzw. bei der Kraft-Wärme-Kopplung von elektrischer Energie und Nutzwärme.²⁾</p>
Erzeugungseinheit	<p>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⁾</p>
Explizite Auktion	<p>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).</p>

Begriff	Definition
Freileitung	Oberirdisch, über Isolatoren an Stützpunkten (z. B. Masten) befestigte Leitelemente (Leiteseile, isolierte Freileitungen) eines Elektrizitätsnetzes. Eine Freileitung besteht im Wesentlichen aus Masten, Leiteseilen, Isolatoren, Verbindungsteilen und Erdungen.
Futures	Vertragliche Verpflichtung, eine festgelegte Menge von z. B. Strom oder Emissionsberechtigungen zu einem festgelegten Preis in einem festgelegten zukünftigen Zeitraum (Lieferperiode) zu kaufen (Futureskäufer) oder zu liefern (Futuresverkäufer). Futures werden entweder physisch oder über Barausgleich erfüllt. ¹⁾
Grundversorger	Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das nach § 36 Abs. 1 EnWG in einem Netzgebiet die Grundversorgung mit Elektrizität durchführt (vgl. § 1 Abs. 3 StromGKV).
Implizite Auktion	s. Market Coupling
Intraday Handel	Im Intraday-Handel der EEX werden Stromkontrakte mit Lieferung am selben oder folgenden Tag gehandelt (vgl. www.eex.de).
Jahresbenutzungs-dauer (Letztverbraucher)	Die Jahresbenutzungsdauer bestimmt die Regelmäßigkeit, mit der elektrische Energie von dem Verbraucher im Laufe des Jahres aus dem Netz entnommen wird. Je höher die Dauer ist, 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.
Letztverbraucher	Letztverbraucher i.S.d. Monitoringerhebung der Bundesnetzagentur sind Kunden, die Energie aus dem Netz der „Allgemeinen Versorgung“ für den eigenen Verbrauch kaufen.
Market Coupling	Im Rahmen eines Market Coupling soll die Nutzung der knappen Übertragungskapazitäten durch die Berücksichtigung der Energiepreise in den gekoppelten Märkten verbessert werden. Dabei wird die Day-Ahead Vergabe der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten gemeinsam mit der Energieauktion an den Strombörsen 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⁾
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 Lieferorte (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⁾

Begriff	Definition
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 („Allgemeine 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 inklusive Abrechnung	Netzentgelt ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe sowie Umlagen nach EEG und KWKG, aber inklusive Entgelt für Abrechnung i.S.d. § 17 Abs. 7 StromNEV: <ul style="list-style-type: none"> • Abrechnung der Netznutzung • Ermittlung Jahresverbrauchsprognose nach § 13 Abs. 1 StromNZV
Netzebene	Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird (§ 2 Nr. 6 StromNEV) <p>Niederspannung (NS) $\leq 1 \text{ kV}$ Mittelspannung (MS) $> 1 \text{ kV}$ und $\leq 72,5 \text{ kV}$ Hochspannung (HS) $> 72,5 \text{ kV}$ und $\leq 125 \text{ kV}$ Höchstspannung (HöS) $> 125 \text{ kV}$</p>
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)
Ökostromprodukt	Ein Stromprodukt, das aufgrund von Ökostrom-Labeln oder Strom-kennzeichnung als Stromprodukt mit besonderer Relevanz des Anteils der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung ausgewiesen und zu einem gesonderten Tarif angeboten/gehandelt wird. Hierbei nicht mit anzugeben ist der über alle weiteren Stromprodukte 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 Wochentages (Montag bis Freitag) einer Lieferperiode. ¹⁾
Phelix (Physical Electricity Index)	Der Phelix-Baseload-Index ist der Durchschnitt der Preise aller 24 Stunden eines Tages für das Marktgebiet Deutschland/Österreich. Der Phelix-Peakload-Index berücksichtigt die Stundenpreise der Spitzenlastzeiten (8.00–20.00 Uhr). Der Phelix ist der Referenzpreis für Strom in Deutschland und weiten Teilen Mitteleuropas. (vgl. www.eex.de)

Begriff	Definition
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.
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.
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.
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

7.3 Gas

Es gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 3 EnWG, § 2 GasNZV und § 2 GasNEV. Ergänzend gelten folgende Definitionen:

Begriff	Definition
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).
Austauschgas	Austauschgase sind Gasgemische, die trotz ihrer vom Grundgas abweichenden Zusammensetzung und ggf. abweichenden Kenndaten bei gleichem Gasdruck und unveränderter Geräteeinstellung ein gleichartiges Brennverhalten wie das Grundgas aufweisen. Sie werden anstelle des Grundgases eingesetzt.
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)
Bruchteileigentum	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.

Begriff	Definition
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.
Entgelt für Abrechnung	Gemäß § 15 Abs. 7 GasNEV: Für leistungsgemessene Ausspeisepunkte ist jeweils getrennt nach Hoch-, Mittel- und Niederdruck ein Entgelt für die Abrechnung festzulegen. Für Ausspeisepunkte ohne Leistungsmessung ist ebenfalls ein Entgelt für die Abrechnung zu erheben. Die Entgelte sind jeweils für jeden Ausspeisepunkt festzulegen.
Entgelt für Messung	Gemäß § 15 Abs. 7 GasNEV: Für leistungsgemessene Ausspeisepunkte ist jeweils getrennt nach Hoch-, Mittel- und Niederdruck ein Entgelt für die Messung festzulegen. Für Ausspeisepunkte ohne Leistungsmessung ist ebenfalls ein Entgelt für die Messung zu erheben. Die Entgelte sind jeweils für jeden Ausspeisepunkt festzulegen.
Entgelt für Messstellenbetrieb	Die Entgelte für den Einbau, den Betrieb und die Wartung der Messeinrichtung (i. S. d. § 21b EnWG) im Hochdruckleitungsnetz / Mitteldruckleitungsnetz / Niederdruckleitungsnetz an Ausspeisepunkten mit Leistungsmessung / ohne Leistungsmessung bzw. für Zusatzgeräte.
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).
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 zweiten Gasfamilie mit höherem Methangehalt (87 bis 99 Volumenprozent) und somit weniger Volumenprozent an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 11,5 kWh/m ³ und einen Wobbeindex von 12,8 kWh/m ³ bis 15,7 kWh/m ³ .
Hub	Ein wichtiger physischer Knotenpunkt im Gasnetz, an dem verschiedene Leitungen, Netze oder sonstige Gasinfrastrukturen zusammentreffen und Gashandel stattfindet.
Kavernenspeicher	Künstlich durch Bohren und Aussolen erzeugte Hohlräume in Salzstöcken. Sie zeichnen sich oftmals durch – im Vergleich zu Porenspeichern – höhere Ein- und Ausspeicherkapazitäten und einen geringeren Bedarf an Kissengas, aber auch kleinere Volumina aus.
L-Gas	Ein Gas der zweiten Gasfamilie mit niedrigerem Methangehalt (80 bis 87 Volumenprozent) und größeren Volumenprozent 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.

Begriff	Definition
Netto-Netzentgelt inklusive Abrechnung	Netzentgelt ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe, aber inklusive Entgelt für Abrechnung i.S.d. § 15 Abs. 7 GasNEV: - Abrechnung der Netznutzung
Netzzugangs-verweigerung	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, Zählernummer.
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.

Begriff	Definition
Zählpunkt	Netzpunkt, an dem der Energiefluss zu Abrechnungszwecken messtechnisch erfasst wird
Zertifiziertes technisches Sicherheitsmanagement	Das technische Sicherheitsmanagement eines Netzbetreibers, das von einer unabhängigen externen Stelle zertifiziert ist und durch regelmäßige Audits überprüft wird.
Zweivertragsmodell	Im § 20 Abs. 1b EnWG gefordertes Verfahren, den Gastransport innerhalb einer Bilanzzone (Marktgebiet) mit zwei Verträgen gegenüber den Transportkunden abzuwickeln: Einem Einspeisevertrag in das Marktgebiet und einem Ausspeisevertrag zu Letztverbrauchern in diesem Marktgebiet oder einem buchbaren Ausspeisepunkt an der Marktgebietsgrenze.
Zwischengelagerter Netzbetreiber	Ein Netzbetreiber, welcher einem anderen, z. B. einem marktgebiet-saufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber, nachgelagert und i.d.R. zusätzlich einem Verteilernetzbetreiber vorgelagert ist.
Zusatzgas	Zusatzgase sind Gasgemische, die sich in Zusammensetzung und brenntechnischen Kenndaten wesentlich vom Grundgas unterscheiden. Sie können dem Grundgas in begrenzter Menge zur Ergänzung der Gasdarbietung oder zur Verwertung örtlich verfügbarer Gase zugesetzt werden. Dabei bestimmt die Forderung nach gleichartigem Brennverhalten des Gemisches die Höhe des Zusatzes.

Quelle Definitionsliste:

1) Europäische Gemeinschaften: Gaspreise, Daten 1990 – 2003, Luxemburg, 2003

8 Abkürzungsverzeichnis

Abs.:	Absatz
AGV:	Arbeitsgasvolumen bzw. Arbeitsgasvolumina (von Gasspeichern)
AMM:	Automated Meter Management
ARegV:	Anreizregulierungsverordnung
Art.:	Artikel
AusglMechV:	Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus
BAFA:	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBA:	Basisbilanzausgleich
BDEW:	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BGBI.:	Bundesgesetzblatt
BGH:	Bundesgerichtshof
BKV:	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi:	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BuG:	Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse
CAIDI:	Customer Average Interruption Duration Index
CAO:	Central Allocation Office GmbH
CASC-CWE:	Capacity Allocation Service Company for the Central West-European Electricity Market
CEER:	Council of European Energy Regulators
ct:	Cent
DEA:	Data Envelopment Analysis (Dateneinhüllungsanalyse)
DIN:	Deutsches Institut für Normung e.V.
DVGW:	Deutscher Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.
ECC:	European Commodity Clearing AG
EDIFACT:	(United Nations) Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport
EECS:	European Energy Certificate System
EEG:	Erneuerbare-Energien-Gesetz

EEX:	European Energy Exchange AG
EG:	Europäische Gemeinschaft
EGT VP:	E.ON Gastransport virtueller Handelspunkt H-Gas, Handelsplatz im Marktgebiet E.ON Gastransport H-Gas
eHZ:	elektronischer Haushaltszähler
EMCC:	European Market Coupling Company GmbH
EnBW TNG:	EnBW Transportnetze AG
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG:	Energiewirtschaftsgesetz
E.ON Netz:	E.ON Netz GmbH
ERGEG:	European Regulators Group for Electricity and Gas
Eurostat:	Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaft
EVU:	Energieversorgungsunternehmen
EXAA:	Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG
FNB:	Fernleitungsnetzbetreiber
FTP:	File Transfer Protocol
GABi Gas:	Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzregeln im Gassektor
GasNEV:	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV:	Gasnetzzugangsverordnung
GeLi Gas:	Geschäftsprozesse für den Lieferantenwechsel im Gassektor
GGPSSO:	Guidelines of Good TPA Practice for Storage System Operators
GPKE:	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
GUS:	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
GW:	Gigawatt
GWB:	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh:	Gigawattstunde
GWJ:	Gaswirtschaftsjahr
h:	Stunde
HHI:	Herfindahl-Hirschman-Index
HoBA:	Horizontaler Belastungsausgleich
HöS:	Höchstspannung
HS:	Hochspannung
HTWK:	Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur
IMICA:	Improved Modelling for Infrastructure Cost Allocation
km:	Kilometer
KoV III:	Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen in der 3. Fassung vom 29. Juli 2008
KraftNAV:	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
kV:	Kilovolt
kW:	Kilowatt
kWh:	Kilowattstunde
kWh/h:	Kilowattstunde pro Stunde
KWK:	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG:	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LBEG:	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen
LNG:	Liquified Natural Gas, verflüssigtes Erdgas
m ² :	Quadratmeter
m ³ /h:	Kubikmeter pro Stunde
MDE:	Mobile Datenerfassung
MessZV:	Messzugangsverordnung
Mio.:	Million
MR:	Minutenreserve
Mrd.:	Milliarde
MRL:	Minutenreserveleistung
MS:	Mittelspannung
MW:	Megawatt
MWh:	Megawattstunde
MWh/km ² :	Megawattstunde pro Quadratkilometer
NAV:	Niederspannungsanschlussverordnung

NBP:	National Balancing Point, Handelsplatz in UK
NDAV:	Niederdruckanschlussverordnung
neg.:	negativ
NKP:	Netzkoppelpunkte
Nm ³ :	Normkubikmeter
Nm ³ /h:	Normkubikmeter pro Stunde
NS:	Niederspannung
NTC:	Net Transfer Capacity
OLG:	Oberlandesgericht
OTC:	Over the counter
OWP:	Offshore-Windpark
pos.:	positiv
RECS:	Renewable Energy Certificate System
rLM:	registrierende Lastgang-/Leistungsmessung
RWE TSO:	RWE Transportnetz Strom GmbH
SAIDI:	System Average Interruption Duration Index
SFA:	Stochastic Frontier Analysis (Stochastische Effizienzgrenzenanalyse)
SLP:	Standardlastprofil
SRL:	Sekundärregelleistung
StromNEV:	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV:	Stromnetzzugangsverordnung
TJ:	Terajoule
trac-x:	transport capacity exchange
TSO:	Transmission System Operator
TTF:	Title Transfer Facility, Handelsplatz in den Niederlanden
TU:	Technische Universität
TWh:	Terawattstunde
TWh/h:	Terawattstunde pro Stunde
UCTE:	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜTS:	Übertagespeicher
UGS:	Untergroundspeicher / Untertagespeicher
ÜNB:	Übertragungsnetzbetreiber
VAN:	Value added network
VDN:	ehemaliger Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW (nunmehr BDEW)
VE-T:	Vattenfall Europe Transmission GmbH
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
VKU:	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
VNB:	Verteilernetzbetreiber
VNG:	Verbundnetz Gas AG
VP:	virtueller Handelspunkt
WEG:	Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.
Zeebrugge:	Hub Zeebrugge, Handelsplatz in Belgien

9 Quellenverzeichnis

Aufkommen und Verwendung von Erdgas; monatliche Statistik des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie und des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (www.bmwi.de)

Ausgewählte Statistiken zur Entwicklung des deutschen Gasmarktes monatliche Bilanz 1998 – 2008; Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (www.bmwi.de)

Bekanntmachung der Europäischen Kommission gemäß Artikel 27 Abs. 4 VO (EG) Nr. 1/2003 in den Sachen COMP/39.388 und COMP/39.389, ABI. EG Nr. C 146 vom 12.06.2008

Bericht 2008 zum deutschen Elektrizitäts- und Gasmarkt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen an die Europäische Kommission gemäß § 63 Abs. 5 EnWG S. 35 (www.bundesnetzagentur.de)

Bundeskartellamt, Tätigkeitsbericht 2007/2008 (www.bundeskartellamt.de)

Council of European Energy Regulators (<http://www.ceer-eu.org>)

Energie-Control GmbH (www.e-control.at)

European Energy Exchange (www.eex.com)

Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke, November 2008 (www.bmwi.de)

Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung (www.regelleistung.net)

Jahresbericht 2008 des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (www.erdoel-erdgas.de/)

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (LBEG): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2007 (www.lbeg.niedersachsen.de)

Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, Berlin, August 2008 (www.bmwi.de)

Office of the Gas and Electricity Markets: Großbritannien: <http://www.ofgem.gov.uk>

Pfeiffer: Konzentration auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt 1994 bis 2004, Dezember 2005; Institut für Wirtschaftswissenschaft der Universität Erlangen-Nürnberg: IWE Working Paper Nr. 02, 2005

Store-x: Präsentation der store-x zum 9. ICG-Branchentreffen Gas: „Handel mit Speicherkapazitäten in Europa“ - „Der Sekundärhandel mit Speicherkapazitäten“, 24./25 März 2009, Berlin, 2009.