



Bundesnetzagentur



**10 jahre**

wir öffnen netze  
für fairen wettbewerb.

**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**

## Inhaltsverzeichnis

<b>1 Zusammenfassung/Wichtige Entwicklungen</b> .....	<b>6</b>
1.1 Aufbau und Kompetenzen der Bundesnetzagentur .....	7
1.2 Wichtige Entwicklungen auf dem Elektrizitätsmarkt.....	9
1.2.1 Regulierungsbezogene Themen .....	9
1.2.2 Wettbewerbliche Themen .....	12
1.2.3 Versorgungssicherheit Elektrizität .....	15
1.3 Wichtige Entwicklungen auf dem Gasmarkt.....	18
1.3.1 Regulierungsbezogene Themen .....	18
1.3.2 Zugang zu Speichereinrichtungen.....	22
1.3.3 Wettbewerbliche Themen .....	23
1.3.4 Versorgungssicherheit Gas .....	25
1.4 Wichtige Entwicklungen im Bereich Entflechtung .....	26
1.5 Arbeitsschwerpunkte Bundesnetzagentur.....	27
1.6 Arbeitsschwerpunkte Bundeskartellamt .....	34
<b>2 Regulierung und Entwicklung auf dem Elektrizitätsmarkt</b> .....	<b>37</b>
2.1 Regulierungsbezogene Themen .....	37
2.1.1 Allgemeines .....	37
2.1.1.1 Übertragungsnetzbetreiber .....	37
2.1.1.2 Verteilernetzbetreiber.....	37
2.1.2 Management und Zuweisung von Verbindungskapazitäten; Mechanismen zur Behebung von Kapazitätsengpässen.....	38
2.1.2.1 Übertragungsnetze .....	38
2.1.2.2 Verteilernetze .....	44
2.1.3 Netzentgelte .....	44
2.1.4 Hilfsdienste .....	47
2.1.5 Bilanzausgleich.....	51
2.1.6 Veröffentlichung angemessener Informationen.....	55
2.1.6.1 Übertragungsnetze .....	55
2.1.6.2 Verteilernetze .....	56
2.1.7 Anschlüsse und Reparaturen .....	57
2.1.7.1 Übertragungsnetze .....	57
2.1.7.2 Verteilernetze.....	58
2.1.8 Messeinrichtungen .....	60
2.1.9 Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG).....	62
2.1.9.1 Ausgleich der nach dem EEG geförderten Elektrizitätseinspeisungen.....	62
2.1.9.2 Überwachung des Wälzungsmechanismus nach dem EEG.....	64
2.2 Wettbewerbliche Themen .....	69
2.2.1 Erzeugung .....	69
2.2.1.1 Situation im Erzeugungsbereich .....	69
2.2.1.2 Anschluss Elektrizitätserzeuger bei Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern.....	74
2.2.2 Beschreibung des Großhandelsbereiches .....	78
2.2.2.1 Struktur des Großhandelsbereiches .....	78
2.2.2.2 Entwicklung der Elektrizitätspreise im Großhandelsbereich .....	81
2.2.3 Beschreibung des Einzelhandelsbereiches.....	83
2.2.3.1 Struktur des Einzelhandelsbereiches.....	83
2.2.3.2 Entnahme- und Abgabemengen .....	86
2.2.3.3 Vertrags- und Lieferantenwechsel .....	90
2.2.3.4 Entwicklung der Elektrizitätspreise im Einzelhandelsbereich.....	104
2.2.4 Maßnahmen zur Vermeidung des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung.....	113
2.3 Versorgungssicherheit Elektrizität.....	113

2.3.1	Versorgungsstörungen .....	113
2.3.2	Schwachstellenanalyse, Netzzustand und -ausbauplanung .....	114
2.3.2.1	Übertragungsnetze .....	114
2.3.2.2	Verteilernetze .....	116
2.3.3	Erzeugungskapazitäten und Jahreshöchstlast .....	117
2.3.4	Investitionen und Außerdienststellungen von Erzeugungskapazitäten .....	120
2.3.5	Bewertung Versorgungssicherheit Elektrizität .....	126
<b>3</b>	<b>Regulierung und Entwicklung auf dem Gasmarkt.....</b>	<b>129</b>
3.1	Regulierungsbezogene Themen .....	129
3.1.1	Allgemeines .....	129
3.1.1.1	Umstellung auf das Zweivertragsmodell .....	129
3.1.1.2	Leitungssituation .....	130
3.1.1.3	Entwicklung Transportkundenanzahl .....	131
3.1.1.4	Netznutzungsanteil verbundener Unternehmen .....	131
3.1.2	Netzentgelte .....	132
3.1.3	Marktgebiete .....	134
3.1.3.1	Einfluss der Marktgebiete auf die Verteilerebene .....	136
3.1.3.2	Einfluss der Überlappungsbereiche auf den Kundenwechsel.....	136
3.1.4	Kapazitätssituation .....	137
3.1.4.1	Kapazitätsangebot .....	137
3.1.4.2	Gebuchte Kapazitäten in Langzeitverträgen .....	138
3.1.4.3	Reduzierung der Kapazität nach der Buchung .....	139
3.1.4.4	Netzzugangsverweigerungen .....	139
3.1.4.5	Unterbrechbare Kapazitäten .....	141
3.1.4.6	Auslastungsgrade an Netzkoppelpunkten .....	142
3.1.4.7	Sekundärhandel mit Kapazitätsrechten (Trac-x).....	144
3.1.4.8	Fazit .....	145
3.1.5	Bilanzierung / Erbringung und Einsatz von Ausgleichsleistungen.....	146
3.1.5.1	Bilanzausgleich / Basisbilanzausgleich.....	147
3.1.5.2	Bereitstellung der bilanzrelevanten Daten .....	150
3.1.5.3	Regelenergie.....	151
3.1.5.4	Netzpuffer als Regelenergiequelle .....	151
3.1.5.5	Interne und externe Regelenergie .....	153
3.1.5.6	Netzbetreiberbilanzkreise .....	154
3.1.5.7	Standardlastprofile .....	155
3.1.6	Netzzugang Biogas .....	158
3.1.7	Dauer der Herstellung von Anschlüssen und Reparaturen .....	159
3.1.8	Mindestanforderungen an Messeinrichtungen, Datenumfang und -qualität .....	163
3.1.9	Veröffentlichungspflichten .....	164
3.1.9.1	Veröffentlichungen der FNB.....	165
3.1.9.2	Veröffentlichungen der VNB Gas.....	167
3.1.9.3	Aussagen von Großhändlern und Lieferanten .....	168
3.2	Zugang zu Speicheranlagen .....	168
3.2.1	Rechtsgrundlagen und Marktabdeckung.....	168
3.2.2	Speichersituation .....	169
3.2.3	Vom (Dritt-) Zugang ausgeschlossene Speicherkapazitäten .....	170
3.2.4	Kapazitätssituation .....	170
3.2.5	Speichernutzung.....	171
3.2.6	Speicherdienstleistungen .....	173
3.2.7	Veröffentlichung von Informationen.....	177
3.3	Wettbewerbliche Themen .....	178
3.3.1	Gasförderung, Im- und Export, Transite .....	178
3.3.1.1	Aufkommen und Verwendung von Erdgas .....	178
3.3.1.2	Förderung .....	178
3.3.1.3	Gasimport .....	179

3.3.1.4 Gasexport .....	179
3.3.1.5 Gasflüsse von und nach Deutschland .....	180
3.3.1.6 Transite .....	181
3.3.2 Großhandelsbereich .....	181
3.3.2.1 Struktur des Großhandelsbereiches .....	181
3.3.2.2 Entwicklung der Gaspreise im Großhandelsbereich .....	183
3.3.2.3 Einflussfaktoren Gaspreise .....	184
3.3.3 Einzelhandelsbereich .....	185
3.3.3.1 Struktur des Einzelhandelsbereiches.....	185
3.3.3.2 Lieferantenwechsel .....	193
3.3.3.3 Entwicklung der Gaspreise im Einzelhandelsbereich .....	200
3.3.3.4 Einflussfaktoren Gaspreis .....	207
3.3.3.5 Bewertung des Lieferantenwechselverhaltens sowie der Preisentwicklung.....	207
3.3.3.6 Maßnahmen zur Vermeidung des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung .....	208
3.4 Versorgungssicherheit Gas.....	209
3.4.1 Erdgasversorgung Deutschlands .....	209
3.4.2 Netzausbau und Netzzustand .....	212
3.4.2.1 Erhöhung der Importkapazität.....	213
3.4.2.2 Fernleitungsnetzbetreiber .....	214
3.4.2.3 Verteilernetzbetreiber Gas .....	216
3.4.3 Systemverantwortung.....	216
<b>4 Entflechtung .....</b>	<b>218</b>
4.1 Entflechtungsprozess – Status quo.....	218
4.1.1 Rechtliche Entflechtung.....	219
4.1.2 Operationelle Entflechtung .....	221
4.1.3 Informatorische Entflechtung.....	224
4.1.4 Buchhalterische Entflechtung .....	224
4.2 Entwicklungen auf dem Elektrizitätsmarkt (Entflechtung) .....	224
4.3 Entwicklungen auf dem Gasmarkt (Entflechtung).....	225
<b>5 Verbraucheraspekte .....</b>	<b>226</b>
5.1 Verbraucheranfragen bzw. –beschwerden .....	226
5.2 Erfüllung der Verpflichtungen zur Stromkennzeichnung .....	227
5.3 Gewährleistung von Transparenz in den Liefervertragsbedingungen.....	228
5.4 Anzeige der Energiebelieferung nach § 5 EnWG, Energielieferantenliste .....	230
<b>Anhang: Tabelle der Indikatoren mit Definitionen.....</b>	<b>232</b>
<b>Glossar .....</b>	<b>259</b>
Elektrizität und Gas .....	259
Elektrizität.....	262
Gas.....	271
<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>275</b>
<b>Quellenverzeichnis .....</b>	<b>278</b>

## Vorwort

Mit dem vorliegenden Bericht wird der Umsetzungsstand wesentlicher Vorgaben aus dem Energiewirtschaftsgesetz, den zugehörigen Verordnungen sowie von Beschlüssen der Bundesnetzagentur dargestellt und bewertet. Zudem erfolgt eine differenzierte Analyse der Entwicklungen in zentralen netzbezogenen und wettbewerblichen Themenbereichen in den einzelnen Stufen der Wertschöpfungsketten Elektrizität und Gas.

Im Elektrizitätsbereich sind die Verdopplung der Lieferantenwechselzahl von Haushaltskunden und die weiter gesunkenen Netzentgelte im Berichtszeitraum positiv hervorzuheben. Aufgrund des deutlich gestiegenen Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ sowie gestiegener Steuern und sonstiger staatlich veranlasster Preisbestandteile hat sich jedoch der Elektrizitätsgesamtpreis für Industrie- und Haushaltskunden erhöht. Bei Gewerbekunden ist eine Stagnation des Preisniveaus im Berichtszeitraum festzustellen.

Keine wesentlichen Veränderungen sind bei den sehr hohen Marktanteilen der vier größten Elektrizitätserzeuger zu verzeichnen. Auch bei der Elektrizitätsbelieferung von Letztverbrauchern ist der Marktanteil der drei größten Lieferanten nahezu unverändert. Trotz steigendem Wechselverhalten wird die Mehrheit der Haushaltskunden vom Grundversorger zu „Allgemeinen Preisen / Allgemeinen Tarifen“ versorgt, welche die teuerste Art der Elektrizitätsbelieferung darstellt.

Der Bericht zeigt auf, dass im Bereich der Elektrizitätsversorgung das Niveau der Versorgungssicherheit in Deutschland als hoch einzustufen ist. Kurz- und mittelfristig kann davon ausgegangen werden, dass die Versorgung mit Elektrizität stets im erforderlichen Umfang gesichert werden kann. Um Gefährdungen für die Versorgungssicherheit auszuschließen, ist eine zeitnahe Umsetzung geplanter Netzausbaumaßnahmen sicherzustellen. Auch bei den erforderlichen Investitionen in Kraftwerke dürfen im Zuge der Umsetzung der Investitionsvorhaben keine signifikanten Verzögerungen entstehen.

Auf den Gasmärkten hat die Umstellung auf das Zweivertragsmodell zu großen Veränderungen geführt. Insbesondere im Großhandelsbereich hält jetzt wettbewerbliches Verhalten Einzug in den Markt. Die Liquidität des Gashandels an wichtigen Handelspunkten hat sich erhöht. Die Lieferantenwechselzahlen sind auf einem niedrigen Niveau angestiegen. Bei insgesamt sinkenden Grenzübergangspreisen im Jahr 2007 sind die Endkundenpreise aller Kundengruppen zum Stichtag 01.04.2008 jedoch im Vergleich zum 01.04.2007 gestiegen. Alle Preisbestandteile haben zu dieser Entwicklung beigetragen.

Es zeigt sich, dass die Anzahl der Marktgebiete für funktionierenden deutschlandweiten Wettbewerb im Gasbereich immer noch viel zu hoch ist. Die Anzahl der Marktgebiete muss deutlich sinken. Die Bundesnetzagentur erwartet von den Netzbetreibern, dass diese weiterhin aktiv an einer substanziellen Reduzierung der Anzahl der Marktgebiete arbeiten, ihre Ankündigungen zeitnah umsetzen, und auch weitergehende Vorschläge hierzu unterbreiten.

Für die Gasbranche besteht auch im Jahr 2008 weiterhin ein starker Veränderungsdruck. Die Geschäftsprozesse für den Lieferantenwechsel im Gassektor (GeLi Gas) sowie das Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzregeln im Gassektor (GABi Gas) sind umzusetzen. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass die neuen Modelle entscheidende Impulse für mehr Wettbewerb auslösen werden.

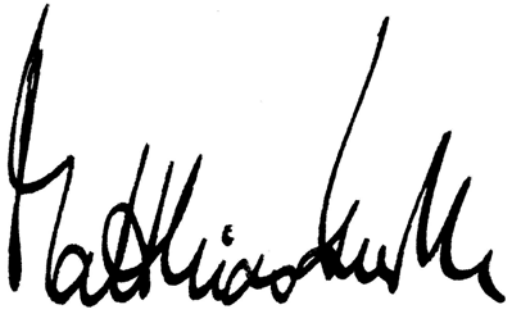
Der vorliegende Bericht zeigt, dass sich zwar viele Unternehmen den Herausforderungen stellen, allerdings längst nicht alle Unternehmen mit der erforderlichen Umsetzungsgeschwindigkeit. So besteht Grund zur Sorge, dass die Weitergabe bilanzierungsrelevanter Informationen nicht rechtzeitig von allen Unternehmen gewährleistet wird. Weiterhin unbefriedigend sind die Kapazitätsbewirtschaftung und die zahlreich

vorhandenen vertraglichen Kapazitätsengpässe, die Gastransporte zumindest erheblich erschweren.

Die gesetzlichen und behördlichen Vorgaben sind von den Unternehmen im Elektrizitäts- und Gasbereich immer noch nicht vollständig umgesetzt worden. Die Unternehmen werden nachhaltig aufgefordert, durch eine umfassende Umsetzung dieser Vorgaben die notwendigen Voraussetzungen für einen zunehmenden Wettbewerb auf den Energiemärkten zu schaffen.

Die Bundesnetzagentur appelliert an die Unternehmen, den verbesserten Ordnungsrahmen stärker zu nutzen und so zu einer höheren Wettbewerbsintensität beizutragen.

Die Verbraucher ermutige ich, die neuen Wettbewerbsmöglichkeiten eines Vertrags- bzw. Lieferantenwechsels und die damit verbundenen Einsparmöglichkeiten bei Elektrizität und Gas intensiver zu nutzen.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Matthias Kurth'. The signature is fluid and cursive, with a prominent vertical stroke at the beginning.

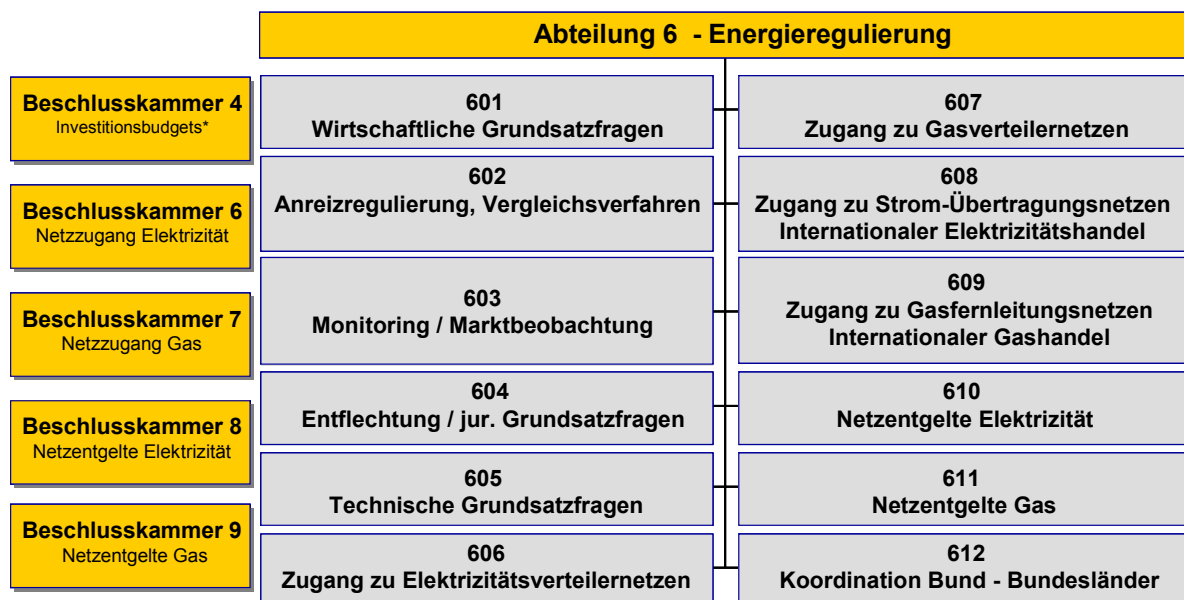
Matthias Kurth

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

# 1 Zusammenfassung/Wichtige Entwicklungen

## 1.1 Aufbau und Kompetenzen der Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur ist eine selbständige Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie und trifft justizähnliche Entscheidungen. Die Regulierungsentscheidungen der Bundesnetzagentur werden im Energiebereich im Wesentlichen von fünf Beschlusskammern getroffen (§ 59 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes). Sie entscheiden in der Besetzung mit einer oder einem Vorsitzenden und zwei Beisitzern. Die Mitglieder der Beschlusskammern dürfen weder ein Unternehmen der Energiewirtschaft innehaben oder leiten, noch dürfen sie Mitglied des Vorstandes oder Aufsichtsrates eines Unternehmens der Energiewirtschaft sein. Gegen Entscheidungen der Bundesnetzagentur kann gemäß § 75 des Energiewirtschaftsgesetzes Beschwerde eingelegt werden, über die das zuständige Oberlandesgericht zu entscheiden hat. Im Jahr 2007 wurde die Beschlusskammer 4, die zuvor für den Bereich Telekommunikation zuständig war, neu strukturiert und mit Aufgaben der Energieregulierung betraut. Sie ist zuständig für die Genehmigung individueller Netzentgelte für Elektrizität, Leitungswettbewerbsverfahren Gas, Investitionsbudgets und Eigenkapitalzins.



\* Weitere Aufgabenschwerpunkte der BK4: Leitungswettbewerb Gas, individuelle Netzentgelte Elektrizität, Eigenkapitalverzinsung Elektrizitäts- und Gasnetze

Abbildung 1: Organisatorischer Aufbau der Energieregulierung

## Zusammenarbeit zwischen Bund und Bundesländern

Die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden unterstützen sich gegenseitig bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz. Um ein bundeseinheitliches Regulierungssystem zu gewährleisten, wurde gemäß § 8 des Gesetzes über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen bei der Bundesnetzagentur ein Länderausschuss gebildet, der sich aus Vertretern der für die Wahrnehmung der Aufgaben nach § 54 des Energiewirtschaftsgesetzes zuständigen Landesregulierungsbehörden zusammensetzt. Gemäß § 5 Abs. 1 des Gesetzes über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen wurde bei der Bundesnetzagentur außerdem ein Beirat gebildet. Er besteht aus jeweils 16 Mitgliedern des Deutschen Bundestages und 16 Vertreterinnen oder Vertretern des Bundesrates; die Vertreter oder Vertreterinnen des Bundesrates müssen Mitglieder einer Landesregierung sein oder diese politisch vertreten. Die Mitglieder des Beirates und die stellvertretenden Mitglieder werden jeweils auf Vorschlag des Deutschen Bundestages und des Bundesrates von der Bundesregierung berufen.

Zusätzlich zu den im Energiewirtschaftsgesetz festgelegten Informations-, Beteiligungs- und Zustimmungspflichten arbeiten die Bundesnetzagentur, das Bundeskartellamt sowie die Landeskartellämter und Landesregulierungsbehörden eng und umfassend zusammen. Sie können dabei, unabhängig von der jeweils gewählten Verfahrensart, untereinander umfangreiche Informationen austauschen und in ihren jeweiligen Verfahren verwenden, soweit dies zur Erfüllung ihrer Aufgaben erforderlich ist. Sie wirken auf eine einheitliche und den Zusammenhang mit dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen wahrende Auslegung des Energiewirtschaftsgesetzes hin.

Im Berichtszeitraum wurden der Bundesnetzagentur zudem durch das am 01.12.2006 in Kraft getretene Änderungsgesetz zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) neue Kompetenzen zugewiesen. Hierzu gehört insbesondere die Überwachung der bundesweiten Verteilung der Energiemengen bzw. die Weitergabe der EEG bedingten Kosten für die Vergütung der eingespeisten Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Siehe Kapitel 1.5 - Überwachung des Wälzungsmechanismus nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz.



## 1.2 Wichtige Entwicklungen auf dem Elektrizitätsmarkt

In diesem Kapitel werden zentrale Aussagen des Berichtes zum Elektrizitätsmarkt für regulierungsbezogene und wettbewerbliche Themen und der Themenbereich der Versorgungssicherheit in zusammengefasster Form dargestellt.

Die regulierungsbezogenen Themen beinhalten u.a. Ausführungen zur Entwicklung der Netzentgelte. Die wettbewerblichen Themen umfassen u.a. Darstellungen zu dem Lieferantenwechsel, der Marktstruktur und dem Elektrizitätspreisniveau. Im Kapitel zur Versorgungssicherheit wird deren Bewertung anhand der Themen Erzeugungskapazitäten und Jahreshöchstlast, Kraftwerks- und Netzinfrastrukturentwicklung sowie Versorgungsstörungen vorgenommen.

### 1.2.1 Regulierungsbezogene Themen

#### Anzahl Elektrizitätsnetzbetreiber

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht zur Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland.

	Stichtag		
	22.05.2006	21.06.2007	12.06.2008
<b>Übertragungsnetzbetreiber</b>	4	4	4
<b>Verteilernetzbetreiber</b>	876	877	855
<b>Davon Verteilernetzbetreiber mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden</b>	799	799	779

Tabelle 1: Anzahl Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland

Auf den Märkten für Netzdienstleistungen wurden in 2007 weniger als fünf Zusammenschlüsse von Netzbetreibern (Elektrizität und Gas) beim Bundeskartellamt angemeldet. Räumlich sind diese Märkte nach der Praxis des Bundeskartellamtes grundsätzlich auf die Reichweite des Netzes eines betreibenden Unternehmens zu beschränken. Durch die Einbringung der Netze in eine gemeinsame Gesellschaft ändern sich die Wettbewerbsverhältnisse nicht. In dem räumlich erweiterten Netzgebiet besteht weiterhin eine Monopolstellung, und zwar die des neuen Netzbetreibers. Wettbewerbsverhältnisse aktueller oder potentieller Art werden nicht beschränkt. Die Zusammenarbeit in der gemeinsamen Netzgesellschaft könnte theoretisch auch dazu führen, dass die dortigen Partner auch beim Vertriebsgeschäft Rücksicht aufeinander nehmen (Gruppeneffekt) und dadurch ein Übergang vom potentiellen zum aktuellen Wettbewerb von vornherein ausgeschlossen wird. Ein derartiger grundsätzlich denkbarer Gruppeneffekt kann aber aufgrund der Entflechtungsvorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes in aller Regel von vornherein ausgeschlossen werden.

#### Netzentgelte

Die Kostenprüfung der Regulierungsbehörden ist 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 sonstigen staatlich veranlassten Preisbestandteilen nur teilweise kompensierten und somit letztlich nicht zu einer Elektrizitätspreisreduzierung geführt haben. Durch die Kürzungen bei den Netzentgelten und dem Preisanstieg auf den Elektrizitäts-

märkten hat der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis überproportional abgenommen. Die durchschnittlichen Netzentgelte sind in den drei untersuchten Kundenkategorien<sup>2</sup> im Berichtsjahr erneut gesunken.

Im Vergleich 01.04.2008 zu 01.04.2007 wurde in den drei untersuchten Eurostat-Kategorien eine Senkung zwischen 3,31 und 7,65 Prozent realisiert. Insgesamt sind die durchschnittlichen Netzentgelte je nach Kundenkategorie seit 2006 in einer Spanne zwischen 0,19 bis 1,38 ct/kWh gesunken.

Bezogen auf die erhobene Gesamtelektrizitätsabgabe an Haushaltskunden ergibt sich durch die Netzkostenprüfungen der Regulierungsbehörden eine gesamte Kostenentlastung der Haushaltskunden in Höhe von schätzungsweise über 1,6 Milliarden Euro. Auch bei den Gewerbe- und Industriekunden konnten deutliche Entlastungen erreicht werden.

#### Hilfsdienste

In Summe betragen die aufwandsgleichen Kosten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für die Hilfsdienste im Berichtsjahr 2007 ca. 1.375 Mio. Euro. Dem standen kostenmindernde Erlöse in Höhe von insgesamt ca. 72 Mio. Euro gegenüber. Das Gesamtvolumen der saldierten Kosten für die drei Qualitäten der Regelleistung (Primärregelung, Sekundärregelung, Minutenreserve) betrug ca. 777 Mio. Euro, wobei hier jeweils lediglich die Kosten der Leistungsvorhaltung berücksichtigt wurden. Neben der Regelleistungsvorhaltung als größtem Kostenblock stellte die Bereitstellung von Verlustenergie (zum Ausgleich von Netzverlusten) mit saldierten Kosten in Höhe von ca. 431 Mio. Euro den zweitgrößten Posten dar.

#### Bilanzausgleich

Die Summe des jährlichen finanziellen Volumens für den Bilanzausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Bilanzkreisverantwortlichen ist im Jahr 2007 auf ca. 307 Mio. Euro gefallen (2006: ca. 386 Mio. Euro).

#### Entwicklung des grenzüberschreitenden Elektrizitätsaustausches

Wie schon in den Vorjahren werden im Bereich der Übertragungsnetze insbesondere die Methoden zur Engpassbewirtschaftung an den Grenzkuppelstellen weiterentwickelt. Im Berichtsjahr haben die zuständigen Ministerien, Regulierungsbehörden, Übertragungsnetzbetreiber und Börsen des regionalen Marktes Zentralwesteuropa ein „Memorandum of Understanding“ unterzeichnet, welches die Einführung eines lastflussbasierten Market Couplings (Marktkopplung) zwischen den Märkten Belgiens, Deutschlands, Frankreichs, Luxemburgs und der Niederlande beinhaltet.

Im regionalen Markt Nordeuropa haben die Regulierungsbehörden, Übertragungsnetzbetreiber und Börsen in 2007 daran gearbeitet, das Engpassmanagement auf den Verbindungsleitungen zwischen Deutschland und Dänemark durch die Einführung eines Market Couplings zu verbessern. Die Einführung des Market Couplings – ursprünglich für Ende 2007 geplant – ist für Ende September 2008 vorgesehen. Im regionalen Markt Zentralosteuropa wiederum bemühen sich die Beteiligten um die Einführung von regional koordinierten lastflussbasierten expliziten Auktionen.

Die Importkapazität lag in 2007 bei durchschnittlich 17 GW, als installierte Kraftwerksleistung weist der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 129,2 GW (2006: 124,3 GW) aus. Bei gleichbleibender Importkapazität ist die Erzeugungsleistung weiter angestiegen. Damit ist der Verbundgrad Deutschlands in 2007 auf rund 13 Prozent (2006: 14 Prozent) gesunken.

---

<sup>2</sup> Eurostat (Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaften) - Kundenkategorie Ig (Jahresverbrauch 24 GWh/Jahr, Jahreshöchstlast 4.000 kW, Mittelspannung); Eurostat – Kundenkategorie Ib (Jahresverbrauch 50 MWh/Jahr, Jahreshöchstlast 50 kW, Niederspannung); Eurostat – Kundenkategorie Dc (Jahresverbrauch 3.500 kWh/Jahr, Niederspannung).

Der Export<sup>3</sup> ist von 57 TWh in 2006 auf 56 TWh in 2007 gesunken. Der Import reduzierte sich von 41 TWh auf 39 TWh. Auch im Berichtsjahr 2007 exportierte Deutschland den Strom hauptsächlich in die Niederlande, nach Österreich und die Schweiz. Zudem ist ein Anstieg der Exporte nach Polen und in die Tschechische Republik festzustellen. Wichtigste Importländer aus deutscher Sicht waren in 2007 wieder Frankreich, Polen und die Tschechische Republik, die auch bereits 2006 zu den wichtigsten Importländern gehörten. Deutlich zugenommen hat in 2007 insbesondere auch der Import aus Dänemark.

Die Einnahmen aus der Vergabe von grenzüberschreitender Übertragungskapazität werden größtenteils bei der Kalkulation der Netzentgelte berücksichtigt. Da jedoch trotz Verbesserung der Auktionsmechanismen und der damit verbundenen effizienteren Nutzung der vorhandenen Kapazitäten weiterhin die Notwendigkeit des Ausbaus der Grenzkuppelstellen besteht, haben E.ON Netz und Vattenfall Europe Transmission angekündigt, einen Teil der Einnahmen aus den Kapazitätsvergabeverfahren in den Ausbau der Grenzkuppelstellen zu investieren.

In 2007 beliefen sich die Einnahmen aus der Vergabe von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten auf insgesamt 396 Mio. Euro. Im Vergleich zu 2006 haben sich die Einnahmen aus dem Engpassmanagement im Berichtsjahr 2007 reduziert. Die hiervon bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern verbleibenden Einnahmen aus den Engpassmanagementverfahren sind in 2007 mit insgesamt rund 219 Mio. Euro im Vergleich zu 2006 (rund 314 Mio Euro) gesunken.

#### Engpässe im innerdeutschen Verteilernetz

In der Hochspannungsebene ist im Berichtsjahr 2007 mit insgesamt fünf Engpässen gegenüber 2006 (19) ein Rückgang der Engpässe im innerdeutschen Verteilernetz zu verzeichnen. Zum 31.12.2007 bestand auf der Hochspannungsebene im Verteilernetz kein Engpass mehr. Hieraus lässt sich schließen, dass Maßnahmen (z. B. Netzausbau, Engpassmanagement) zur Beseitigung bzw. Vermeidung der Engpässe ergriffen und erfolgreich umgesetzt wurden. Zum 31.12.2007 bestanden im innerdeutschen Verteilernetz folgende Engpässe (Anzahl in Klammern): Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung (1), Mittelspannung (1) und Niederspannung (5).

#### Mindestanschlussleistungen für die Zuordnung von Kunden zu einer bestimmten Netz- bzw. Umspannebene

Im Berichtsjahr 2007 haben insgesamt 1.012 (2006: 715) bereits angeschlossene Netzkunden Anträge auf einen Wechsel der Netzanschlusssebene gestellt. Jedoch haben gemäß der Ergebnisse des Monitoring 2008 nur 23 Prozent (21 Prozent im Monitoring 2007) der Verteilernetzbetreiber Mindestanschlussbedingungen für die Zuordnung von Kunden zu einer bestimmten Netz- bzw. Umspannebene definiert. Vor dem Hintergrund des Einsparpotenzials von Netzentgelten beim Anschluss einer Entnahmestelle an eine höhere Netz- bzw. Umspannebene ist die Anzahl der nicht erfolgten Definitionen der Unternehmen zu diesem Themenbereich nach wie vor als zu hoch zu bewerten. Auch im Monitoring 2008 ist eine relativ große Spannbreite der Mindestanschlussleistungen für die Zuordnung von Kunden zu einer Netz- bzw. Umspannebene zu verzeichnen.

#### Messeinrichtungen

Das Fehlen von Mindestanforderungen für Messstellenbetreiber entsprechend § 21b des Energiewirtschaftsgesetzes kann zur Verzögerung der Entwicklung des Wettbewerbes in diesem Bereich führen. Im Vergleich zum Monitoring 2007 ist im Monitoring 2008 die Zahl der Verteilernetzbetreiber Elektrizität, welche Mindestanforderungen für den Messstellenbetrieb festgelegt haben, leicht auf 60 Prozent von 684 Netzbetreibern gestiegen.

---

<sup>3</sup> ohne die bei der Monitoringabfrage nicht berücksichtigten Länder Luxemburg und Schweden.

Die Gesamtanzahl der Zählpunkte, für die der Messstellenbetrieb von einem Dritten durchgeführt wird, ist mit 88.055 (0,2 Prozent) im Vergleich zu den insgesamt rund 47,7 Millionen Zählpunkten<sup>4</sup>, die die Verteilernetzbetreiber mit Stand 31.12.2007 im Rahmen des Monitoring 2008 angegeben haben, nach wie vor sehr gering.

Änderungen werden sich künftig durch die vollständige Marktöffnung in diesem Bereich ergeben, die das in Kraft getretene Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Elektrizität und Gas für Wettbewerb vorsieht. Durch dieses Gesetz wird die Marktöffnung auch auf den Bereich der Messung ausgedehnt, der rechtlich bisher noch den Netzbetreibern vorbehalten war.

#### Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)

Die Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber, die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien in eine Profillieferung umzuwandeln, wird als „EEG-Veredelung“ bezeichnet. Die Kosten für die „EEG-Veredelung“ stiegen in 2007 auf 570 Mio. Euro (Prognose), verglichen mit 526 Mio. Euro (Berechnung) in 2006.

Gemäß EEG-Datenerhebung der Bundesnetzagentur ergibt sich zum Stichtag 31.12.2006 eine installierte Gesamtleistung von ca. 28.000 MW für die insgesamt ca. 290.000 nach dem EEG vergüteten Anlagen. Knapp drei Viertel der installierten Leistung entfallen dabei auf Windenergieanlagen, deren Betreiber mit 47 Prozent den Hauptanteil der gesamten Einspeisevergütung in Höhe von 5.809 Mio. Euro in 2006 erhielten. Durch die knapp 263.000 Solaranlagen wurde in das Netz eine verhältnismäßig niedrige Menge an Elektrizität eingespeist. Betreiber von Solaranlagen erhalten jedoch deutlich höhere Vergütungssätze, so dass deren Vergütung mit 20 Prozent an der gesamten Einspeisevergütung in 2006 überproportional hoch ausfällt.

Gemäß der Monitoringabfrage wurden im Jahr 2007 Anlagen<sup>5</sup> mit einer Netto-Nennleistung in Höhe von insgesamt 3,5 GW neu an die Elektrizitätsnetze angeschlossen, welche mit erneuerbaren Energieträgern betrieben werden. Mit ca. 1,7 GW hat hierbei der Zubau von Windenergieanlagen den größten Anteil. Besonders hervorzuheben ist jedoch die „Solare Strahlungsenergie“. Hier wurde gemäß der Ergebnisse des Monitoring 2008 eine Peak-Leistung von rund 1,1 GW in 2007 neu an die Elektrizitätsnetze angeschlossen und somit im Vergleich zu der bisher installierten Leistung aus „Solarer Strahlungsenergie“ eine Steigerung von ca. 38 Prozent erreicht.

Trotz der an das Übertragungsnetz vornehmlich größeren angeschlossenen Windparks (2.347 MW Erzeugungsleistung mit Stand 31.12.2007), befindet sich der Großteil der in Deutschland angeschlossenen Windenergieanlagen (19.697 MW Erzeugungsleistung mit Stand 31.12.2007) im Bereich der Verteilernetze.

### **1.2.2 Wettbewerbliche Themen**

Sämtliche Elektrizitätsmärkte sind nach wie vor gekennzeichnet durch eine sehr hohe Marktkonzentration. Wesentliche Veränderungen gegenüber dem letzten Bericht sind insoweit nicht zu verzeichnen.

---

<sup>4</sup> abzüglich sogenannter virtueller Zählpunkte im Sinne des MeteringCode2006.

<sup>5</sup> Netto-Nennleistung kleiner 100 MW.

## **Erzeugung**

Die Erzeugungsstufe wird nach den Erkenntnissen des Bundeskartellamtes nach wie vor von RWE und E.ON dominiert.<sup>6</sup>

Insbesondere ausgehend vom überragenden Anteil dieser beiden Unternehmen an der erzeugten Nettoelektrizitätsmenge werden die bundesweiten Elektrizitätsmärkte, auf denen große Industriekunden, Stadtwerke und Energiehändler mit Elektrizität beliefert werden, nach den Feststellungen des Bundeskartellamtes durch ein marktbeherrschendes wettbewerbsloses Oligopol beherrscht, das nach den bisherigen Feststellungen aus RWE und E.ON besteht (vgl. Kapitel 2.2.2.1).<sup>7</sup>

Die im Rahmen der Monitoringabfrage ermittelte Netto-Engpassleistung, die für das Netz der „Allgemeinen Versorgung“ genutzt werden kann, lag zum 31.12.2007 bei ca. 101.009 MW. Hiervon entfielen unter Anwendung der Dominanzmethode insgesamt ca. 86.286 MW, d.h. 85,4 Prozent der gesamten Netto-Engpassleistung auf die vier großen vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen.

Auch bei der im Berichtszeitraum erzeugten Nettoelektrizitätsmenge, die in das Netz der „Allgemeinen Versorgung“ eingespeist wurde, zeigt sich eine ähnliche Verteilung der Anteile auf geringfügig höherem Niveau. Die Monitoringabfrage hat für das Jahr 2007 eine Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge von 513,5 TWh ergeben. Die nach der Dominanzmethode ermittelte Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge der vier großen vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen belief sich auf 451,4 TWh, was einem Anteil von 87,9 Prozent entspricht. Die Netto-Elektrizitätserzeugung der gesamten Elektrizitätswirtschaft ist gemäß vorläufiger Angaben des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. in 2007 mit 597,3 TWh gegenüber 2006 (597,2 TWh) nahezu konstant geblieben.

## **Großhandelsbereich**

Das Berichtsjahr 2007 war im Vergleich zu 2006 durch einen deutlichen Anstieg des Handelsvolumens am Spotmarkt der European Energy Exchange AG (EEX) gekennzeichnet. Im Terminmarktbereich sind in 2007 zwei unterschiedliche Entwicklungen festzustellen. Während sich das Handelsvolumen am EEX-Terminmarkt ohne OTC-Clearing halbierte, ist das Terminmarktvolumen im OTC-Handel mit Clearing an der EEX deutlich angestiegen. Durch entsprechende Maßnahmen der EEX konnte das Handelsvolumen am EEX-Terminmarkt ohne OTC-Clearing im Zeitraum Januar bis einschließlich Mai 2008 im Vergleich zum entsprechenden Vorjahreszeitraum um rund 45 Prozent gesteigert werden. Die gesamte Anzahl der Elektrizitäts-Handelsteilnehmer in den Bereichen Börsenhandel und Börsen-Clearing sowie OTC-Clearing stieg an der EEX im Vergleich zum 01.04.2007 um 31 Handelsteilnehmer auf 192 Handelsteilnehmer (Stand 14.04.2008).

Die Day-ahead-Spotmarktpreise an der EEX wiesen sowohl für den Phelix-Day-Base als auch für den Phelix-Day-Peak eine Absenkung der jährlichen Mittelwerte in 2007 gegenüber 2006 um rund ein Viertel auf. Bei einer gleichzeitigen Steigerung des Spotmarkt Handelsvolumens Day-ahead um rund ein Drittel haben sich hierdurch für Elektrizitätsversorgungsunternehmen in 2007 gegenüber 2006 kostenmindernde Effekte bei der Elektrizitätsbeschaffung auf dem Day-ahead Spotmarkt ergeben.

Die jährlichen Mittelwerte der am Terminmarkt der EEX gehandelten Phelix-Year-Futures für das rollierende Folgejahr sind sowohl für Base als auch für Peak in 2007 gegenüber 2006

---

<sup>6</sup> 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. 78 f. (Kapitel 3.2.1.1), 86 f. (Kapitel 3.2.2.1).

<sup>7</sup> 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. 78 f. (Kapitel 3.2.1.1), 86 f. (Kapitel 3.2.2.1).

nahezu unverändert geblieben. Aus der Betrachtung der jährlichen Mittelwerte für diese Produkte lassen sich damit keine preissteigernden Signale für die Preisentwicklung im Einzelhandelsbereich in 2008 ableiten. Eine unterjährige Betrachtung der Preisentwicklung zeigt jedoch, dass im letzten Quartal des Jahres 2007 die Preise der Phelix-Year-Futures 2008 angestiegen sind.

### **Einzelhandelsbereich**

Die Situation auf den Märkten für die Belieferung nicht-leistungsgemessener Letztverbraucher (so genannter Stromkleinkundenmarkt/Haushaltskundenversorgung) hat sich gegenüber dem Jahr 2006 nicht signifikant verändert. Die Preisstrategien der Elektrizitätsvertriebsunternehmen sind in der Regel stark regional /nicht bundesweit ausgerichtet. Sie orientieren sich überdies teilweise an den Preisen der jeweiligen örtlichen Grundversorger und liegen geringfügig unter deren Preis. Diese Entwicklung spricht also trotz der Existenz auch bundesweit tätiger Lieferanten aus Sicht des Bundeskartellamtes nach wie vor gegen einen bundesweiten Markt für die Belieferung nicht-leistungsgemessener Letztverbraucher.

Die Wechselrate ist im Bereich der nicht-leistungsgemessenen Letztverbraucher im Vergleich zu 2006 zwar angestiegen, aber nach wie vor insgesamt noch auf einem niedrigen Niveau (vgl. Kapitel 2.2.3.1).<sup>8</sup> Die Monitoringabfrage hat ergeben, dass im Berichtsjahr 2007 lediglich bei 3,8 Prozent der Entnahmemenge von nicht-leistungsgemessenen Letztverbrauchern ein Lieferantenwechsel stattgefunden hat. Zwar hat sich die Wettbewerbssituation im Bereich der nicht-leistungsgemessenen Letztverbraucher durchaus verbessert. Gleichwohl kann für den Berichtszeitraum nach der Einschätzung des Bundeskartellamtes derzeit noch nicht von einem funktionsfähigen Wettbewerb im wettbewerbsrechtlichen Sinn gesprochen werden.

### **Vertrags- und Lieferantenwechsel**

Die gesamte mengenbezogene Lieferantenwechselquote ist im Berichtsjahr 2007 um lediglich 0,6 Prozentpunkte auf gut zehn Prozent angestiegen. Die Gesamtanzahl der Lieferantenwechsel betrug knapp 1,8 Mio. Wechsel. Dabei hat sich die Anzahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden zu einem anderen Lieferanten im Berichtsjahr 2007 auf rund 1,35 Mio. Wechsel etwa verdoppelt. Allerdings ist diese Verdopplung von einem relativ niedrigen Ausgangsniveau erfolgt, so dass die Lieferantenwechselquote bei den Haushaltskunden weiterhin niedriger als in anderen Kundenkategorien ist.

Trotz steigendem Wechselverhalten von Haushaltskunden ist nicht die erwartete deutliche Steigerung der Elektrizitätsmengen, die außerhalb der Grundversorgung geliefert werden, festzustellen. Von den Haushaltskunden sind mit Stand des Berichtsjahres 2007 nach wie vor, mit 58,6 Prozent, über die Hälfte in der Grundversorgung. 35 Prozent haben einen anderen Vertrag mit dem Grundversorger abgeschlossen. 6,4 Prozent der Haushaltskunden werden von einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger beliefert.

Der Marktanteil der drei größten Lieferanten ist im Berichtsjahr 2007 leicht auf 46,1 Prozent des gesamten Netto-Elektrizitätsverbrauches aus dem Netz der „Allgemeinen Versorgung“ angestiegen.

### **Entwicklung der Elektrizitätspreise**

In den letzten zwei Jahren sind die Elektrizitätspreise besonders stark für Haushaltskunden gestiegen. So beläuft sich die Erhöhung für Haushaltskunden in der Grundversorgung seit 01.04.2006 auf durchschnittlich 14,4 Prozent. Bei gleichbleibenden Netzentgelten hätte der Preisanstieg 21,7 Prozent betragen. Der Zubau von Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern ist bei Haushaltskunden nur zu einem kleineren Teil für den deutlichen Elektrizitäts-

---

<sup>8</sup> Vgl. 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. 90 f. (Kapitel 3.2.3.1).

preisanstieg verantwortlich. Der Großteil des durchschnittlichen Preisanstieges entfällt auf den gestiegenen Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb (inklusive Marge)“.

Seit dem 01.04.2007 stieg der Gesamtpreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung um durchschnittlich 7,4 Prozent an. Dabei stellt die Grundversorgung mit einem mengengewichteten Gesamtpreis von durchschnittlich 21,60 ct/kWh (Preisstand 01.04.2008) die teuerste Art der Elektrizitätsbelieferung für Haushaltskunden dar. Außerhalb der Grundversorgung (Vertragswechsel) reduziert sich der mengengewichtete, durchschnittliche Gesamtpreis auf 21,04 ct/kWh und außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete (Lieferantenwechsel) auf 20,86 ct/kWh. Der Preisunterschied, der die Grundversorgung teurer als andere Tarifoptionen außerhalb der Grundversorgung macht, ist im Wesentlichen auf die Unterschiede im Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ zurückzuführen. Während die Netzentgelte, Steuern und sonstige staatlich veranlasste Preisbestandteile in allen drei Haushaltskundenkategorien nahezu identisch sind, weicht „Energiebeschaffung und Vertrieb (inklusive Marge)“ um bis zu 0,59 ct/kWh voneinander ab. Daher fordert die Bundesnetzagentur die Verbraucher und besonders die Haushaltskunden dazu auf, die Wettbewerbsmöglichkeiten im Elektrizitätsmarkt intensiver zu nutzen.

Für Industriekunden ist seit dem 01.04.2007 der mengengewichtete Gesamtpreis durchschnittlich um 14,8 Prozent im Vergleich zu den anderen Kundenkategorien am stärksten angestiegen.

### **1.2.3 Versorgungssicherheit Elektrizität**

#### Bewertung Versorgungssicherheit Elektrizität

Die kürzlich im Rahmen des Monitorings der Versorgungssicherheit durchgeführten Untersuchungen haben gezeigt, dass das Niveau der Versorgungssicherheit im Bereich der Elektrizitätsversorgung in Deutschland als hoch einzustufen ist. Kurz- und mittelfristig kann davon ausgegangen werden, dass die Versorgung mit Elektrizität stets im erforderlichen Umfang gesichert werden kann. Es stehen derzeit national ausreichende Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung, um den Bedarf zu decken. Das hohe Maß an Versorgungssicherheit in Deutschland wird auch daran deutlich, dass innerhalb Europas die mit Abstand kürzesten Stromausfallzeiten zu verzeichnen sind. Die inländische Kraftwerksleistung ist in den letzten Jahren insbesondere aufgrund des Zubaus von Windkraft- und Photovoltaikanlagen sowie Biomassekraftwerken stetig angestiegen. Die Windenergie- und Photovoltaikanlagen tragen zwar lediglich zu einem geringen Teil zur gesicherten Leistung bei, doch lag diese auch in den vergangenen Jahren immer deutlich über der Jahreshöchstlast, so dass die Qualität der Versorgungssicherheit durch den Einbezug dieser volatilen Erzeugungskapazitäten nicht beeinträchtigt wurde.

Insgesamt bleibt festzuhalten: Für den Zeitraum bis 2020 dürften in Deutschland ausreichende Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen, um eine bedarfsgerechte und sichere Versorgung im Bereich der Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten.

Allerdings ist nicht auszuschließen, dass es aufgrund der Akzeptanzprobleme bei Kohlekraftwerksinvestitionsvorhaben und der damit verbundenen Verhinderung des Baus neuer effizienter Kraftwerke zu höheren Elektrizitätspreisen kommen kann - mit entsprechenden Auswirkungen auf die Volkswirtschaft. Sollten sich die Akzeptanzprobleme als dauerhaft erweisen, wären Versorgungsengpässe im Zeitraum 2015 bis 2020 nicht auszuschließen.

Die Abhängigkeit von Brennstoffimporten ist bei Gas zunehmend als kritisch anzusehen. Der Bau neuer und zusätzlicher Netze bzw. Übertragungskapazitäten ist unbedingt erforderlich, da tendenziell von einer zunehmenden räumlichen Trennung von Elektrizitätserzeugungs- und Elektrizitätsbedarfsschwerpunkten auszugehen ist.

### Erzeugungskapazitäten und Jahreshöchstlast

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

Ein Vergleich der Leistungsbilanzen der „Allgemeinen Elektrizitätsversorgung“ in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast zeigt im Zeitraum 2005 bis 2007 einen Anstieg der verbleibenden Leistung (ohne grenzüberschreitende Austausch) um 4,8 GW, von 6,0 GW (2005) auf 10,8 GW (2007), an. 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 8,4 Prozent (2007) angestiegen.

### Investitionen und Außerdienststellungen von Erzeugungskapazitäten

Von den Erzeugern wurden in der Monitoringabfrage 2008 der Bundesnetzagentur geplante bzw. durchgeführte Investitionen für den Zeitraum von 2008 bis 2016 gemeldet. Hierbei erfolgte jedoch keine Prüfung auf die Realisierungswahrscheinlichkeit der gemeldeten Investitionsvorhaben. Die Daten zu den Investitionsvorhaben (inkl. teilweiser Anlagenerweiterungen) umfassen sowohl Ersatz- als auch Neuinvestitionen. Dabei sind deutliche Steigerungen gegenüber den im Monitoring 2007 gemeldeten Werten festzustellen. So ist die erhobene Summe der insgesamt geplanten bzw. durchgeführten Investitionen um 10,4 GW von 29,3 GW auf 39,7 GW angestiegen.

Die drei Energieträger Steinkohle, Erdgas und Braunkohle haben zusammen einen Anteil von rund 85 Prozent an den insgesamt geplanten bzw. durchgeführten Investitionen. In den Einzelkategorien stieg der Gesamtwert für unternehmensintern genehmigte Investitionen von 9,7 GW in 2007 auf aktuell 20,2 GW. Die unternehmensextern (behördlich) genehmigten Investitionen sind von 7,8 GW auf 10,3 GW und die tatsächlich im Bau befindlichen Projekte von 7,1 GW auf 12,3 GW angestiegen. Von den insgesamt geplanten bzw. durchgeführten Investitionen (39,7 GW) ist Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bei Kraftwerken mit einer Gesamtleistung von 14,8 GW vorgesehen.

Die geplanten Außerdienststellungen (inkl. teilweiser Außerdienststellungen von Kraftwerken) über alle Energieträger betragen für den Zeitraum 2008 bis 2012 insgesamt 10,9 GW (Anhaltswert). Für den Zeitraum 2008 bis 2012 entsprechen damit die bislang extern (behördlich) genehmigten Investitionsvorhaben bzw. die im Bau befindlichen Projekte ungefähr den geplanten Außerdienststellungen.

Im Folgezeitraum 2013 bis 2020 sind Stilllegungen in Höhe von 19,6 GW (Anhaltswert) geplant. Die geplanten Außerdienststellungen summieren sich für den Zeitraum 2008 bis 2020 auf 30,5 GW. Den größten Anteil an den bis 2020 geplanten Außerdienststellungen weist die Kernenergie mit 19 GW bzw. rund 62 Prozent auf. Die zu erwartenden Stilllegungen konventioneller Kraftwerkskapazitäten belaufen sich dementsprechend auf 11,5 GW für den Zeitraum 2008 bis 2020.



### Versorgungsstörungen

Die für das Berichtsjahr 2006 von der Bundesnetzagentur erstmalig für ein vollständiges Kalenderjahr erhobene statistische Nichtverfügbarkeit beträgt 21,53 Minuten pro Letztverbraucher (vgl. Kapitel 2.3.1). Der ermittelte Wert bestätigt die hohe Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland auch im Vergleich mit seinen Nachbarländern.

### Netzzustand und -ausbauplanung

Die Übertragungsnetzbetreiber geben zum Ende des ersten Quartals 2008 insgesamt 38 verzögerte Maßnahmen an. Als wesentliche Gründe für die Verzögerungen bei der Umsetzung der Projekte nennen die Übertragungsnetzbetreiber lange Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren, notwendige Änderungen aufgrund des Niedersächsischen Erdkabelgesetzes, den Widerstand der Bevölkerung, Lieferengpässe bei Anlagenherstellern sowie Unsicherheiten bezüglich der Realisierung von Offshore-Projekten.

Im Jahr 2007 wurden von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern für die Netzinfrastruktur (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen) insgesamt ca. 884 Mio. Euro innerhalb der drei Kategorien Neubau / Ausbau / Erweiterung, Erhalt / Erneuerung sowie Wartung / Instandhaltung ausgegeben. Im Einzelnen verteilen sich die Ausgaben zu ca. 503 Mio. Euro auf Investitionen in Neubau / Ausbau / Erweiterung und Erhalt / Erneuerung sowie ca. 380 Mio. Euro auf Aufwendungen für alle drei Kategorien. Damit lagen die gesamten Ausgaben für die Netzinfrastruktur nicht nur deutlich unter den Plandaten der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2007 aus der Monitoringabfrage 2007, sondern auch noch unterhalb des Wertes für das Jahr 2006. Die Gründe hierfür liegen u.a. auch in der o.g. großen Anzahl verzögerter Netzausbauprojekte und dem damit einhergehenden „Investitionsstau“, was durch die deutlich höheren Planwerte für das Jahr 2008 gestützt wird. So planen die Übertragungsnetzbetreiber für 2008 Investitionen von ca. 1.063 Mio. Euro und Aufwendungen von ca. 314 Mio. Euro für die Netzinfrastruktur, die in Summe einen Planwert von ca. 1.377 Mio. Euro ergeben.

Von den Verteilernetzbetreibern wurden in 2007 gemäß der Monitoringerhebung insgesamt ca. 2.127 Mio. Euro in die Netzinfrastruktur investiert. Des Weiteren wurden Aufwendungen für Neubau / Ausbau / Erweiterung sowie Erhalt / Erneuerung der Netzinfrastruktur in Höhe von 1.303 Mio. Euro getätigt. Für Wartung / Instandhaltung sind zusätzlich Aufwendungen in Höhe von 1.678 Mio. Euro in 2007 angefallen. Die Planwerte der Verteilernetzbetreiber für die zu erwartenden Investitionen für Neubau/Ausbau/Erweiterung und Erhalt/Erneuerung in 2008 liegen um 16 Prozent über den Istwerten von 2007. Dagegen sind die Planwerte für die zu erwartenden Aufwendungen für Neubau / Ausbau / Erweiterung und Erhalt / Erneuerung in 2008 um acht Prozent geringer als die Istwerte von 2007.

### 1.3 Wichtige Entwicklungen auf dem Gasmarkt

In diesem Kapitel werden zentrale Aussagen des Berichtes zum Gasmarkt für regulierungsbezogene und wettbewerbliche Themen sowie Versorgungssicherheit in zusammengefasster Form dargestellt.

Die regulierungsbezogenen Themen beinhalten u.a. Ausführungen zur Entwicklung der Netzentgelte. Die wettbewerblichen Themen umfassen u.a. Darstellungen zum Lieferantewechsel, der Marktstruktur und dem Gaspreinsniveau. Ein Beitrag zum Thema Versorgungssicherheit Gas schließt dieses Kapitel ab.

#### 1.3.1 Regulierungsbezogene Themen

##### Anzahl Gasnetzbetreiber, Netzsituation

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht zur Anzahl der Gasnetzbetreiber in Deutschland.

	Stichtag		
	22.05.2006	21.06.2007	12.06.2008
<b>Fernleitungsnetzbetreiber</b>	22	22	20
<b>Verteilernetzbetreiber</b>	734	719	697
<b>davon Verteilernetzbetreiber mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden</b>	708	694	668

Tabelle 2: Anzahl Gasnetzbetreiber in Deutschland

Die Gesamtlänge des von den Fernleitungsnetzbetreibern betriebenen Netzes beträgt mit Stand 2005<sup>9</sup> 56.476 km, das der Verteilernetzbetreiber 341.324 km. Wegen der Anzahl unterschiedlicher Netzbetreiber sowie der Netzstruktur kann in Deutschland von einer komplexen Struktur gesprochen werden. Aufgrund seiner zentralen Lage in Europa werden in Deutschland zudem größere Mengen Gas sowohl im- als auch exportiert sowie zur Belieferung von Drittstaaten aus dem Ausland übernommen und durchgeleitet (Transite).

##### Netzentgelte

In der im Jahre 2007 abgeschlossenen ersten Netzentgeltgenehmigungsrunde für die im Verantwortungsbereich der Bundesnetzagentur liegenden Netzbetreiber (originäre Zuständigkeit und Organleihe) wurden 225 Anträge auf Entgeltgenehmigung im Gasbereich gestellt. Im Ergebnis betrug die durchschnittliche Kürzung gegenüber den Anträgen 12,1 Prozent; die geringste Kürzung 0,1 Prozent, die höchste Kürzung 32,4 Prozent. Das Kürzungsvolumen betrug insgesamt ca. 450 Mio. Euro.

Von den 227 in der zweiten Netzentgeltgenehmigungsrunde zu beantragenden Entgeltgenehmigungen wurde 129 kleineren Netzbetreibern mit im Wesentlichen unveränderten Kosten die Genehmigung bis zum 31.12.2008 verlängert. Die in der Kostenprüfung befindlichen 98 weiteren Anträge auf Entgeltgenehmigung werden bis zum 31.12.2008 beschieden. Die auf diese Weise festgestellten Kostendaten bilden die Basis für die am 01.01.2009 startende Anreizregulierung.

Das von der Bundesnetzagentur gekürzte Kostenvolumen (450 Mio. Euro bis 2007) hat im

<sup>9</sup> Nach Angaben des BDEW, neuere Daten noch nicht verfügbar.

Stichtagsvergleich<sup>10</sup> zu einem Absinken der durchschnittlichen Netzentgelte geführt. Insgesamt lassen sich zum Stichtag 01.04.2008 im Vergleich zum Vorjahresstichtag über alle Kundenkategorien hinweg leicht höhere Netzentgelte feststellen. Zu dieser Entwicklung trägt insbesondere der in den letzten beiden Jahren gesunkene inländische Erdgasverbrauch bei. Gegenwärtig liegt der Anteil der ausgewiesenen Netzentgelte für Haushaltskunden bei ca. 20 Prozent des Gaspreises.

#### Umstellung auf das Zweivertragsmodell zur vereinfachten Organisation von Gastransporten

Mit der Entscheidung der Bundesnetzagentur vom 17.11.2006 wurde die Anwendung des Einzelbuchungsmodells, welches im ersten Kooperationsvertrag der Gaswirtschaft vom 19.07.2006 als Option zur Organisation von Gastransporten vorgesehen war, untersagt, da sie nicht mit Gesetz und Verordnung vereinbar war. Aufgrund dieser Entscheidung mussten bereits während des Berichtszeitraumes alle Neuverträge nach dem Zweivertragsmodell geschlossen und Altverträge spätestens zum Stichtag 01.10.2007 umgestellt werden.

Der Berichtszeitraum des Monitoring 2008 bezieht sich auf das gesamte Kalenderjahr 2007. Daher beziehen sich einige Auswertungen im Berichtszeitraum sowohl auf das Einzelbuchungs- als auch auf das Zweivertragsmodell.

#### Marktgebietenentwicklung

Die ursprüngliche Anzahl von 19 Marktgebieten zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2006/07 wurde zum 01.04.2007 auf 18 reduziert. Zum 01.10.2007 wurde eine weitere Reduzierung der Marktgebiete erreicht. Damit reduzierte sich die Anzahl der Marktgebiete in Deutschland zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2007/08 auf 14. Die Monitoringerhebung hat ergeben, dass die marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber zum 01.10.2008 weitere Marktgebietszusammenlegungen planten. Aus den Antworten ergibt sich deutlich, dass es nur durch konzernübergreifende Maßnahmen zu der von der Bundesnetzagentur geforderten weiteren Reduzierung der Marktgebiete kommen kann.

Auch nach Einführung des Zweivertragsmodells ist die Belieferung von Letztverbrauchern über ein Marktgebiet hinaus weiterhin problematisch. Daher ist eine weitere Reduzierung der Marktgebiete unerlässlich, denn bei Belieferung in andere Marktgebiete sind zusätzliche Kapazitätsverträge erforderlich. Entsprechend zeigte sich in der Monitoringerhebung, dass die Akquisition in Marktgebieten, in denen vorher durch den betroffenen Lieferanten noch keine Letztverbraucher beliefert wurden, eher die Ausnahme ist. Nur fünf Prozent der Lieferanten gaben an, in 2007 Letztverbraucher in einem Marktgebiet, in dem die Händler vorher keine Letztverbraucher versorgt haben, beliefert zu haben. Sechs von 13 Lieferanten, die versucht haben, für ihre Neukunden, die in Überlappungsbereichen mehrerer Marktgebiete liegen, einen Wechsel der Marktgebietszuordnung dieses Neukunden durchzuführen, sind mit diesem Unterfangen gescheitert.

#### Netznutzung durch Händler und Lieferanten als Wettbewerbsindikator

Die Anzahl der Transportkunden ist sowohl bei den Fernleitungsnetzbetreibern mit durchschnittlich 21,5 Transportkunden pro Netzbetreiber als auch auf der Verteilernetzbetreiberbene mit 2,8 Transportkunden pro Netzbetreiber sehr heterogen verteilt. Bei einigen Netzbetreibern nutzen viele Händler das Netz, in einigen Netzen sind nur wenige Händler aktiv. Im Vergleich zu den Vorjahren ist dieser Indikator im Durchschnitt stark angestiegen, was auf die Einführung des Zweivertragsmodells im Gasbereich zurückzuführen ist. Allerdings ist festzustellen, dass bei 91 Verteilernetzbetreibern nur ein Transportkunde gemeldet wurde. Hier wird die Gasversorgung immer noch ohne Wettbewerber durch einen Lieferanten organisiert.

---

<sup>10</sup> Stichtage 01.04.2006 und 01.04.2007.

Der Marktanteil der im Sinne des § 3 Nr. 38 des Energiewirtschaftsgesetzes mit den Fernleitungsnetzbetreibern verbundenen Transportkunden ist sowohl bei Nominierung als auch bei Kapazitätsbuchungen immer noch sehr hoch.

#### Kapazitätssituation in den Fernleitungsnetzen

Mit Blick auf die Auslastungsgrade der Netze wird deutlich, dass bei einer deutschlandweiten durchschnittlichen jährlichen Betrachtung und einer rein technischen Sichtweise, d.h. ohne Berücksichtigung der vertraglichen Situation, noch Kapazitäten in den Fernleitungsnetzen vorhanden sind (deutschlandweite Auslastung rund 36 Prozent, an den Grenzübergangspunkten knapp 65 Prozent). Bei den Ergebnissen handelt es sich um auf das Jahr bezogene Durchschnittswerte. Spitzenauslastungen einzelner Punkte, vornehmlich im Winter, können durchaus höher liegen. Die physikalisch ungenutzte Kapazität sollte durch verbesserte Engpassmanagementmethoden zunächst dem Markt zur Verfügung gestellt werden, bevor Netze mit überwiegend vertraglichen Engpässen durch Ausbaumaßnahmen erweitert werden.

Die frei buchbare Kapazität in den Fernleitungsnetzen betrug im Berichtsjahr 2007 deutschlandweit nur rund sieben Prozent. Zugleich zeigen die Netzzugangsverweigerungen eine hohe Nachfrage nach festen Kapazitäten an wichtigen Netzkoppelpunkten, die nicht befriedigt werden konnte. In der Regel handelt es sich um vertragliche Engpässe, die dadurch entstehen, dass die vorhandenen festen Kapazitäten in Verträgen frühzeitig und langfristig an Transportkunden gebunden sind, während die Punkte physikalisch nicht ausgelastet sind. Dementsprechend nutzen Großhändler und Lieferanten unterbrechbare Kapazitäten überwiegend aus Mangel an verfügbaren festen Kapazitäten. Die Monitoringerhebung zeigt zum einen, dass nur zwei Fernleitungsnetzbetreiber unterbrechbare Kapazitätsverträge tatsächlich im Jahr 2007 unterbrechen mussten. Zum anderen nutzen Großhändler und Lieferanten eine Kombination von festen und unterbrechbaren Kapazitäten zur Erfüllung fester Lieferverpflichtungen, obwohl nach ihrer Meinung keine angemessenen Informationen zur Unterbrechungswahrscheinlichkeit vorliegen.

Rückblickend auf 2007 hat sich gezeigt, dass die unterbrechbaren Kapazitäten nahezu so verlässlich waren wie feste Kapazitäten. Bei zunehmendem Handel und einer möglichen Verschiebung der Handelsströme könnte es in Zukunft allerdings häufiger zu Unterbrechungen kommen.

#### Bilanzierung / Erbringung und Einsatz von Ausgleichsleistungen

Im Berichtszeitraum wurden in den Marktgebieten unterschiedliche Regelungen zur Bilanzierung der Ein- und Ausspeisungen der Händler angewendet. Einheitlich wurde ein Basisbilanzausgleich betrieben. Für die Händler ist daher die zeitnahe Übermittlung der Bilanzierungsdaten von großer Bedeutung für eine effiziente und vollständige Bilanzierung. Insbesondere zur Vermeidung großer kumulativer Differenzen benötigen die Transportkunden möglichst rasch die von den Netzbetreibern erhobenen Daten.

In einer groben Mengengewichtung ergibt sich aus den Angaben der marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber, dass im Berichtszeitraum nur für rund 20 Prozent der Ausspeisemengen auch die entsprechenden Daten übermittelt wurden. Als Probleme der Datenbereitstellung wurden vor allem computertechnische Probleme und fehlende Klarheit hinsichtlich der Datenformate und der Übermittlungswege angegeben. Netzbetreiber verwiesen darauf, dass die Datenweitergabe an die Transportkunden nur erfolgreich verlaufen könne, wenn vollständige Daten aller nachgelagerten Netzbetreiber vorliegen, was im Berichtszeitraum nicht der Fall gewesen sei. Im Hinblick auf eine effiziente Bilanzierung ist eine unvollständige Datenübermittlung als ausgesprochen kritisch zu bewerten.

Eine zentrale Rolle hinsichtlich der Frage der Beschaffung von Regelenergie besteht in der Fähigkeit der nicht-druckgeregelten Netze, Lastschwankungen durch vorübergehende Druckerhöhungen und Druckminderungen abzufangen, also durch den aktiven oder passiven Einsatz des sogenannten Netzpuffers. Netzbetreiber sollten zunächst die Fähigkeiten ihrer

Infrastruktur ausschöpfen, bevor sie externe Regelenergie zum Beispiel bei Transportkunden oder Speicherbetreibern einkaufen.

Aus den Angaben des Monitoring 2008 wurden verschiedene Abschätzungen hinsichtlich des potentiell zur Verfügung stehenden Netzpuffers abgeleitet. Trotz aller Vorsicht lässt sich feststellen, dass für viele Netze kleine Differenzen zwischen maximaler und minimaler Befüllung angegeben wurden, aus denen sich ein relativ kleiner Gesamt-Netzpuffer ergibt. Dies erweckt den Eindruck, dass in vielen Fällen mit einfachen Mitteln (größere Druckspreizung) deutliche Steigerungen des Netzpuffers erzielbar sein könnten. Lastschwankungen, die sich aus ungeplanten Differenzen der Transportkunden ergeben, sollten von diesem potentiellen Netzpuffer in vielen Fällen ohne Einsatz externer Regelenergie ausgeglichen werden können.

#### Standardlastprofile

Insbesondere der gegenüber dem Berichtsjahr 2006 stark angestiegene Umsetzungsgrad der Anwendung von Standardlastprofilen bei den Verteilernetzbetreibern gemäß § 29 Gas-Netzzugangsverordnung zeigt deutlich, dass die Mehrheit der Unternehmen eine wesentliche Grundbedingung für die Gewährleistung einer massengeschäftstauglichen Abwicklung von Lieferantenwechseln im Laufe des Jahres 2007 umgesetzt haben. Gleichzeitig ist aber ausdrücklich darauf hinzuweisen, dass dem vom Gesetzgeber geforderten Einsatz von Standardlastprofilverfahren noch nicht von sämtlichen Verteilernetzbetreibern Rechnung getragen wurde, welches im Ergebnis nach wie vor als unzureichend zu bewerten ist. Vor dem Hintergrund der Einführung eines neuen Bilanzierungssystems erhält der Einsatz von Standardlastprofilverfahren zudem zusätzliche Bedeutung, die eine sofortige branchenweite Umsetzung von den VNB erfordert.

#### Netzzugang Biogas

Das Interesse von Unternehmen an der Einspeisung von Biogas in das Netz ist in den letzten Jahren stetig gestiegen. Dies zeigt sich insbesondere in der steigenden Anzahl von Anfragen auf Netzzugang für Biogas. Im Berichtsjahr 2007 wurden insgesamt 281 Anfragen (2006: 134) registriert. Positiv ist zu bewerten, dass davon nur fünf Anfragen abgelehnt wurden. Gründe für die Ablehnung waren netztechnische bzw. vertragliche Restriktionen.

#### Mindestanforderungen an Messeinrichtungen, Datenumfang und -qualität

Im Berichtsjahr 2007 ist ein leichter Anstieg des Anteiles der Netzbetreiber zu verzeichnen, die die technischen und datenspezifischen Mindestanforderungen an Messstellenbetreiber definiert haben.

Auf der Ebene der Verteilernetzbetreiber stieg der Anteil um zehn Prozentpunkte auf 69,8 Prozent im Vergleich zu 2006, während bei den Fernleitungsnetzbetreibern eine Erhöhung um 16,1 Prozentpunkte auf 90 Prozent registriert werden konnte. Von 632 antwortenden Verteilernetzbetreibern gaben 20 an, im Jahr 2007 insgesamt 98 Anträge auf Übernahme des Messstellenbetriebes erhalten zu haben. Im Vorjahr waren es lediglich sechs Anträge. Bei den Fernleitungsnetzbetreibern war 2007 lediglich ein Antragseingang zu verzeichnen.

Änderungen werden sich künftig durch die vollständige Marktöffnung in diesem Bereich ergeben, die das in Kraft getretene Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb vorsieht. Durch dieses Gesetz wird die Marktöffnung auch auf den Bereich der Messung ausgedehnt, der rechtlich bisher noch den Netzbetreibern vorbehalten war.

#### Veröffentlichungspflichten

Die maximale technische Kapazität für Lastflüsse in beide Richtungen sowie die vertraglich vereinbarten festen und unterbrechbaren Kapazitäten werden nach der Monitoringerhebung nur von drei Vierteln der Fernleitungsnetzbetreiber für alle Ein- und Ausspeisepunkte veröffentlicht. Insbesondere für (potentielle) Kunden unterbrechbarer Kapazitäten ist dieser

Transparenzmangel problematisch, denn für eine Einschätzung der Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung ist die Information sowohl über die maximale technische und als auch über die gebuchte Kapazität unerlässlich. Darüber hinaus müssen Transportkunden derzeit im Markt noch viele netzbezogene Informationen selbst kombinieren, um ihren Transport optimal und sicher für ihren Kunden zu organisieren. Kapazitätsinformationen sowie weitere Informationen zu den Netzen sind hierbei wesentliche Parameter, die in die Geschäftsanbahnung und Transportplanung des Transportkunden einfließen.

Die Pflicht zur Veröffentlichung historischer Lastflussdaten wird durch die FNB insgesamt schlechter als die Kapazitätsveröffentlichungen erfüllt. Die Veröffentlichungen zu historischen Lastflüssen, aber auch zu Kapazitäten werden erheblich dadurch eingeschränkt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber gem. § 20 Abs. 3 GasNetzzugangsverordnung die Möglichkeit haben, aufgrund entgegenstehender berechtigter Interessen für bestimmte Punkte von einer Veröffentlichung abzusehen.

Auch VNB kommen ihren diesbezüglichen Verpflichtungen noch nicht zufriedenstellend nach, weswegen die Bundesnetzagentur gegenwärtig die entsprechenden Internetauftritte der Netzbetreiber, die in ihrer Zuständigkeit liegen, überprüft.

### **1.3.2 Zugang zu Speicheranlagen**

Für den Drittzugang grundsätzlich geöffnet sind etwa 95,8 Prozent des erfassten Gesamtspeichervolumens i.H.v. 18,9 Mrd. Nm<sup>3</sup>. Zirka 4,2 Prozent sind für Gewinnungstätigkeiten bzw. zur Wahrnehmung der Aufgaben als Leitungsnetzbetreiber reserviert. Frei buchbare Speicherkapazitäten waren zum Jahresende 2007 für die jeweiligen Stichtage im Zeitraum bis zum 01.04.2013 nur bei maximal sieben von 45 Untertagespeicheranlagen vorhanden. Dies entsprach zwischen 1,3 Prozent und 3,1 Prozent des erfassten zugangsfähigen Gesamtarbeitsgasvolumens von rund 18,1 Mrd. Nm<sup>3</sup>.

Dass die Nachfrage nach Speicherkapazitäten deutlich über dem Angebot liegt, zeigen insgesamt 58 angegebene Zugangsverweigerungen von elf Untertagespeicherbetreibern (2006: acht, 2005: fünf Betreiber). Nach den Angaben der Nachfrager kam es für Großhändler und Lieferanten zu insgesamt 72 Ablehnungen zumeist aufgrund mangelnder Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten. Bei der regulären Speicherkapazitätsallokation, wie auch bei Engpässen, werden zumeist die Methoden „First come first served“ bzw. „First committed first served“ angewandt. Marktorientierte Vergabemechanismen, wie z.B. Auktionen, finden weiterhin allenfalls vereinzelt statt. Es zeigt sich, dass die Untertagespeicherbetreiber hinsichtlich der nach GGSSO anzubietenden Dienstleistungen (ohne Online-Abstimmung) den Übertagespeicherbetreibern mit einem gegenüber dem Vorjahr leicht gestiegenen Umsetzungsgrad zwischen 55 und 86 Prozent in den einzelnen Kategorien (z.B. entbündelte Dienstleistungen, „Poolen“, Kurzfristprodukte, Sekundärmarkthandel) deutlich voraus sind.

Bei acht von neun Speichern in Marktgebietsüberlappungen ist es zudem möglich, durch Ein- und Ausspeicherung Marktgebietsgrenzen zu überschreiten. Die Umsetzung der Veröffentlichungspflichten nach § 28 Abs. 3 EnWG ist weiterhin unzureichend. Gegenüber dem Vorjahr hat sich aus Nutzersicht die Zufriedenheit mit den angebotenen Speicherdienstleistungen gesteigert. Allerdings negiert mehr als die Hälfte der antwortenden VNB und 35 Prozent der teilnehmenden Händler die Möglichkeit, Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln.

### 1.3.3 Wettbewerbliche Themen

Die deutschen Gasmärkte sind nach wie vor von einem hohen Konzentrationsgrad geprägt. Ein im wettbewerbsrechtlichen Sinn funktionsfähiger Wettbewerb konnte im Berichtszeitraum auf keinem der vier sachlichen Gasmärkte<sup>11</sup> festgestellt werden. Allerdings ist Bewegung zu beobachten. Bei dieser wettbewerbsrechtlich gebotenen sachlichen Marktabgrenzung geht das Bundeskartellamt davon aus, dass auf den Märkten für die Versorgung von Letztverbrauchern mit Wärme, Erdgas und anderen Wärmeenergieträgern nicht funktional austauschbar sind und insoweit kein einheitlicher Wärmemarkt besteht. Dies hat auch der Kartellsenat des Bundesgerichtshofs (BGH) zuletzt bestätigt.<sup>12</sup>

Bei der räumlichen Marktabgrenzung der Gasmärkte durch das Bundeskartellamt haben sich im Berichtsjahr 2007 im Vergleich zu 2006 keine signifikanten Veränderungen ergeben. Ein flächendeckender und alle Stufen der Belieferung umfassender Wettbewerb war nur in unzureichendem Ausmaß zu verzeichnen.<sup>13</sup> Der wettbewerbsrechtlichen Beurteilung der Gasmärkte durch das Bundeskartellamt lag nach wie vor eine netzbezogene Abgrenzung zugrunde. Die erst zum Herbst 2007 wirksam gewordene Kooperationsvereinbarung Gas hat zwar ein für das Massengeschäft grundsätzlich geeignetes Netzzugangsregime geschaffen. Die bisherigen Marktverhältnisse haben sich dadurch aber im Berichtszeitraum nicht auf Knopfdruck grundlegend verändert. Die Zahl von zuletzt noch 14 verschiedenen Marktgebieten im Jahr 2007 (vgl. Kapitel 3.1.3) sowie der hohe Konzentrations- und Verflechtungsgrad in der Gaswirtschaft haben vielmehr dazu geführt, dass die bisherigen Marktverhältnisse noch fortbestehen.

#### **Gasförderung, -verbrauch, Im- und Export, Transite**

Der Inlandsverbrauch an Gas ist im Jahr 2007 im Vergleich zum Vorjahr um 3,6 Prozent zurückgegangen. Im Berichtsjahr 2007 wurden nach Angaben vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) knapp 1000 TWh Gas verbraucht. Die inländische Erdgasförderung ist im Jahr 2007 gegenüber dem Vorjahr um 8,4 Prozent zurückgegangen und beträgt 166,5 TWh. An den in Deutschland geförderten Gasmengen sind insgesamt zehn Unternehmen konsortial beteiligt.

21 Handelsunternehmen gaben im Rahmen des Monitoring an, im Jahr 2007 insgesamt 1082 TWh Gas nach Deutschland importiert<sup>14</sup> zu haben. 16 Handelsunternehmen gaben im Rahmen des Monitoring an, im Jahr 2007 insgesamt 159 TWh Gas aus Deutschland exportiert<sup>15</sup> zu haben.

Eine grobe Abschätzung der Transitmengen wird durch eine Differenzbetrachtung der Gesamtmengen, die durch die Netzbetreiber nach Deutschland hinein und aus Deutschland heraus transportiert wurden (siehe Kapitel 3.3.1) zu den Im- und Exportmengen möglich. Aus einer solchen Betrachtung ergibt sich für Deutschland nach den Daten aus dem Monitoring 2008 eine Schätzung der Transitmenge von 370 bis 412 TWh.<sup>16</sup>

---

<sup>11</sup> S. 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 (Kapitel 4.2.2.1). Das Bundeskartellamt grenzte im Berichtszeitraum die Gasmärkte in sachlicher Hinsicht folgendermaßen ab: Markt für die erstmalige Belieferung von Weiterverteilern mit Erdgas, Markt für die Belieferung von Weiterverteilern durch regionale Ferngasunternehmen, Markt für die Belieferung von Industriekunden, Markt für die Belieferung von Haushalts- und Kleingewerbekunden.

<sup>12</sup> BGH, Urteil vom 29.04.2008, Aktenzeichen KZR 2/07, Beschlussausfertigung Randnr. 12 – „Erdgassondervertrag“, s. ebenso BGHZ 151, 274, 282 – „Fernwärme für Börsen“; ferner in diesem Sinn OLG Düsseldorf, Urteil vom 16.04.2008, Aktenzeichen: VI-2 U (Kart) 8/06.

<sup>13</sup> Vgl. 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.

<sup>14</sup> Import ohne Berücksichtigung von Transiten.

<sup>15</sup> Export ohne Berücksichtigung von Transiten.

<sup>16</sup> Je nachdem, ob die Berechnungen auf der Basis der Gesamtmengen der jeweiligen Gasflüsse zu den Im- oder Exportmengen durchgeführt werden (siehe Kapitel 3.3.1).

## **Großhandel Gas**

Im Großhandelsbereich war infolge von Entscheidungen des Bundeskartellamts, mit denen die langfristigen Gaslieferverträge zwischen den importierenden Großhandelsgesellschaften und regionalen sowie lokalen Händlern und Lieferanten unterbunden wurden,<sup>17</sup> Bewegung zu erkennen. Im Jahr 2007 sind Stadtwerke vermehrt dazu übergegangen, ihr Gasbeschaffungsportfolio zu optimieren und zumindest Teilmengen ihres zu Vertriebszwecken benötigten Erdgases bei unterschiedlichen Lieferanten einzukaufen. Diese Entwicklung im Großhandelsbereich genügte aber noch nicht, um im wettbewerbsrechtlichen Sinn von einem funktionsfähigen Wettbewerb sprechen zu können. Die betroffenen Gasgroßhandelsgesellschaften hatten aus Sicht des Bundeskartellamtes daher auch 2007 in aller Regel eine marktbeherrschende Stellung auf den relevanten Gasmärkten im Großhandelsbereich inne.

Für den Gashandelsmarkt war die verpflichtende Einführung des Zweivertragsmodells im Oktober 2007 durch die Bundesnetzagentur ein wichtiges Datum. An den Virtuellen Handlungspunkten in Deutschland, an denen überhaupt ein nennenswerter Gashandel zu verzeichnen war, haben sich die gemeldeten Mengen deutlich erhöht. Der Handel an den virtuellen Punkten konzentriert sich mengenmäßig vor allem auf kurzfristige Mengen (Spotmarkt). Der Terminhandel entwickelt sich noch sehr langsam.

Am 02.07.2007 startete der Gashandel an der EEX. Im Berichtsjahr konnte noch nicht von einem liquiden Handel gesprochen werden.

Die Preisentwicklung der Grenzübergangspreise war nach zwei Jahren starker Steigerungen im Jahresdurchschnitt 2007 rückläufig (minus 6,3 Prozent). Aufgrund der Entwicklung auf den Ölmärkten wird für 2008 jedoch wieder eine Steigerung erwartet.

## **Einzelhandel Gas**

Im Bereich der Belieferung der nicht-leistungsgemessenen Letztverbraucher hat sich die Wettbewerbssituation 2007 noch kaum verändert. Die Möglichkeiten für diese Kundengruppe, ihren Gaslieferanten zu wechseln, waren bei weitem noch nicht flächendeckend gegeben. Zu beobachten waren vereinzelte regionale Schwerpunkte wettbewerblicher Aktivitäten konkurrierender Lieferanten (insbesondere in den Städten Hamburg, Berlin und Bonn). Die Wechselrate war sehr gering.

Die Monitoringabfrage hat ergeben, dass 2007 lediglich ein Prozent der Haushaltskunden ihren Lieferanten gewechselt haben (vgl. im Einzelnen näher Ziff. 3.2.3.2). In aller Regel haben die jeweiligen Grundversorger nach der Praxis des Bundeskartellamtes auf dem Markt für die Belieferung von Haushaltskunden nach wie vor eine marktbeherrschende Stellung inne.

## **Lieferantenwechsel**

Mit der Festlegungsentscheidung über bundesweit einheitliche Geschäftsprozesse für den Lieferantenwechsel im Gassektor (GeLi Gas) und der einhergehenden Standardisierung der Prozesse und Datenformate sind von der Bundesnetzagentur im Jahr 2007 entscheidende Voraussetzungen für die Entstehung eines stärkeren Wettbewerbs mit entsprechenden Möglichkeiten des Lieferantenwechsels für den Verbraucher geschaffen worden. Für den Berichtszeitraum 2007 gaben nahezu alle Netzbetreiber (97,1 Prozent der Verteilernetzbetreiber und 95 Prozent der Fernleitungsnetzbetreiber) an, grundsätzlich Lieferantenwechselverfahren durchzuführen.

Das Gesamtvolumen der Lieferantenwechsel ergibt eine durchschnittliche mengenbezogene Wechselquote von 3,8 Prozent (2006: 1,3 Prozent). In allen Kundenkategorien lässt sich eine

---

<sup>17</sup> Vgl. 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. 30 f. (Kapitel 1.6).



Steigerung der Lieferantenwechsel beobachten. Jedoch unterscheiden sich die Werte für die einzelnen Kategorien stark. Für Haushaltskunden wurde eine Wechselquote von einem Prozent ermittelt. Insgesamt beruhen die Angaben auf 137.000 Lieferantenwechsel im Jahr 2007.

Die drei größten Großhändler/Lieferanten vereinen insgesamt einen Marktanteil von 26,32 Prozent auf sich (2006: 30,87 Prozent). 45 Prozent der Gasmenge für große Industriekunden (>100.000 MWh/Jahr) wurde von den größten drei Unternehmen geliefert (2006: 50 Prozent). In diesem Absatzsegment wurde demnach die höchste Konzentration ermittelt.

#### Entwicklung der Gaspreise

Insgesamt lässt sich also für alle Abnahmefälle im Vergleich zum Vorjahresstichtag ein Anstieg des Preisniveaus feststellen. Der durchschnittliche mengengewichtete Gesamtpreis innerhalb der Grundversorgungsgebiete liegt für Industriekunden bei 4,52 ct/kWh (plus 6,9 Prozent im Vergleich zum 01.04.2007). Für gewerbliche Kunden liegt der Gesamtpreis bei 6,06 ct/kWh (plus 5,6 Prozent) und für Haushaltskunden in der Grundversorgung bei 6,90 ct/kWh (plus 5,0 Prozent) bzw. Haushaltskunden mit Sonderverträgen 6,51 ct/kWh (plus 4,2 Prozent).

Der ermittelte mengengewichtete Gesamtpreis außerhalb des Grundversorgungsgebietes liegt für Industriekunden bei 3,38 ct/kWh. Für gewerbliche Kunden liegt der Gesamtpreis außerhalb des Grundversorgungsgebietes bei 6,01 ct/kWh und für Haushaltskunden bei 6,41 ct/kWh. Es ist somit festzustellen, dass das Einzelhandelspreisniveau von Anbietern außerhalb ihres eigenen Grundversorgungsgebietes nach den Ergebnissen der Monitorin- gabe im Durchschnitt betrachtet über alle Abnahmefälle stets günstiger ist als das Preisniveau der etablierten Versorger. Die Ergebnisse des Monitoring 2008 zeigen aber auch deutlich, dass besonders diejenigen Kunden, die noch zu Allgemeinen Preisen/Allgemeinen Tarifen mit Gas versorgt werden, einen deutlich höheren Preis zahlen als die Sonderver- tragskunden.

### **1.3.4 Versorgungssicherheit Gas**

Deutschland bezog sein Gas im Jahr 2005 zu rund 85 Prozent über Importe ausschließlich über Pipelines aus verschiedenen Lieferländern. Nach den USA ist Deutschland damit der weltweit größte Gasimporteur. Mit einem Anteil von 35 Prozent trug vor allem Gas aus Russland maßgeblich zur Deckung des deutschen Gasbedarfs bei. Aufgrund der großen russischen Gasreserven wird Russland auch weiterhin eine zentrale Rolle für die Gasversor- gung Deutschlands und Europas spielen. Aus Norwegen bezieht Deutschland rund 27 Prozent seines Gasbedarfs. Es folgen die Niederlande mit ca. 20 Prozent. Ein Ausbau des Importpipelinesystems für Europa ist in Planung. Besonders wichtig für Europa und Deutschland ist dabei der Bau der Nord Stream-Pipeline, die es erlauben wird, russisches Gas unmittelbar aus Russland zu beziehen.<sup>18</sup>

Die deutsche Erdgasproduktion ist seit dem Jahr 2004 rückläufig. Die statische Reichweite der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen in Deutschland gewinnbaren Erdgasre- serven betrug am 01.01.2008 noch gut 12 Jahre. Um die Fördermenge zu halten, werden ansteigende Beträge in die Inlandsexploration investiert. Der Gasverbrauch ist seit den 90er Jahren spürbar angestiegen, stagniert aber derzeit. Der Anteil heimischer Produktion am Gasverbrauch nahm in der Vergangenheit stetig ab. Einen inländischen Beitrag zur Siche- rung der Gasversorgung kann auch die Verwertung von Biomasse und daraus hergestellten Biogases leisten.

---

<sup>18</sup> Quelle: BMWi. Auswertungsstand ist das Jahr 2005.

Das zum 31.12.2007 im Betrieb befindliche Gesamtarbeitsgasvolumen der Speicher mit Standort in Deutschland<sup>19</sup> betrug 19,9 Mrd. Nm<sup>3</sup>. Die Speicherkapazität erreicht damit etwa ein Fünftel des Jahresverbrauchs und soll nach gegenwärtigen Planungen um 20 Prozent gesteigert werden.

#### Erhöhung der Importkapazität

Im Jahr 2007 wurden zusätzliche Importkapazitäten in Höhe von etwa 13 Mio. kWh/h geschaffen. Für den Zeitraum von 2008 bis 2010 sind zusätzliche Kapazitäten in Höhe von 68 Mio. kWh/h geplant, für den Zeitraum von 2011 bis 2013 sollen weitere 63 Mio. kWh/h geschaffen werden.

#### Investitionen der Fernleitungsnetzbetreiber

Für die Zeit von 2007 bis 2010 wurden im Rahmen des Monitoring 2008 jährliche Investitionen in den Ausbau von durchschnittlich etwa 450 Mio. Euro genannt. Eine ähnliche Größenordnung ist für die Aufwendungen für Wartung/Instandhaltung im selben Zeitraum zu verzeichnen.

#### Investitionen der Verteilernetzbetreiber

Die Verteilernetzbetreiber geben an, im Berichtsjahr 2007 für Neubau / Ausbau / Erweiterung insgesamt 496 Mio. Euro investiert zu haben. Für das Jahr 2008 sind hierzu 565 Mio. Euro geplant. Die Investitionen in Erhalt / Erneuerung sowie die Aufwendungen für Wartung / Instandhaltung sind für die Jahre 2007 und 2008 mit jeweils etwa einer Milliarde Euro in etwa konstant.

### **1.4 Wichtige Entwicklungen im Bereich Entflechtung**

Für den Monitoringbericht 2008 wurden die Antworten von 1.153 Verteilernetzbetreibern Elektrizität und/oder Gas zum Themenbereich Entflechtung ausgewertet.

Das Berichtsjahr war hauptsächlich durch die Umsetzung der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes zur rechtlichen Entflechtung geprägt. Ab 01.07.2007 wurden diese für alle Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber mit mindestens 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden verbindlich. In Folge dessen kam es im Jahr 2007 zur Neugründung von 105 Netzgesellschaften, wodurch ein Umsetzungsstand der rechtlichen Entflechtung von 98 Prozent bei mittleren und großen Verteilernetzbetreibern erreicht wurde. Verteilernetzbetreiber mit weniger als 100.000 unmittelbar angeschlossenen Kunden können ebenfalls dieser Verpflichtung unterliegen, sofern sie durch die Hinzurechnung der Kunden der mit ihnen im Sinne der Europäischen Fusionskontrollverordnung mit bestimmendem Einfluss verbundenen Unternehmen diese Grenze überschreiten. In dieser Gruppe von Unternehmen konnte bisher ein Umsetzungsstand der rechtlichen Entflechtung von 96 Prozent erreicht werden, wobei sich die Mehrzahl der verbliebenen Unternehmen bereits in der Umsetzungsphase befindet.

Zur Prüfung des Umsetzungsstandes der operationellen Entflechtung, für die die rechtliche Entflechtung eine wichtige Voraussetzung ist, wird untersucht, ob die Netzgesellschaften mit hinreichend qualifiziertem, eigenem Personal ausgestattet sind, um die ihnen obliegenden Aufgaben eigenverantwortlich und unabhängig erfüllen zu können. Kritisch sind hierbei mehrere Unternehmen (Elektrizität und/oder Gas) zu betrachten, die umfangreiche und komplexe Aufgaben mit teilweise sehr geringer Personalausstattung zu bewältigen haben.

Erste Verfahren dazu sind von der Bundesnetzagentur durchgeführt worden. Darüber hinaus ergab das Monitoring, dass eine Vielzahl von Netzgesellschaften bisher nicht als eigenständige Unternehmen am Markt agieren. So ist teilweise kein eigener Internetauftritt eingerich-

---

<sup>19</sup> Nach Angaben des niedersächsischen Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG).

tet, es werden keine eigenen Marken und Logos etabliert und auch die räumliche Trennung zu anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung ist nicht in jedem Fall gegeben. Die Bundesnetzagentur wird den Umsetzungsprozess, mit dem Ziel einer effektiven operationellen Entflechtung, in Zusammenarbeit mit den Regulierungsbehörden der Länder weiter aufmerksam verfolgen und in den Fällen eingreifen, in denen die bestehenden Strukturen die Eigenständigkeit der Netzgesellschaft verhindern.

Gleiches gilt für die Umsetzung der informatorischen Entflechtung. Neben einigen sehr guten Beispielen befindet sich eine Vielzahl von Netzbetreibern nach wie vor in der Umsetzungsphase. Ziel muss es sein, dass die Netzgesellschaften ihre Prozesse im Hinblick auf die Entflechtungsvorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes überprüfen und gegebenenfalls anpassen.

Erstmals wurde im Gasbereich im Jahr 2007 durch den Verkauf der Unternehmenstochter BEB Erdgas und Erdöl GmbH eine eigentumsrechtliche Entflechtung vollzogen.

## **1.5 Arbeitsschwerpunkte Bundesnetzagentur**

### **Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen**

#### Grenzüberschreitendes Engpassmanagement

Die Bundesnetzagentur befasst sich intensiv mit der Weiterentwicklung der Methoden der Engpassbewirtschaftung des Übertragungsnetzes an den deutschen Außengrenzen. Dies erfolgt in enger Zusammenarbeit mit den Regulierungsbehörden der benachbarten Länder und den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern. Um möglichst schnell die Umsetzung der Engpassmanagementleitlinien der einschlägigen EG-Verordnung 1228/2003 zu erreichen, hat die Bundesnetzagentur zusammen mit den anderen nationalen Regulierungsbehörden schon vor deren Inkrafttreten die nötigen Schritte eingeleitet. So wurde insbesondere eine Optimierung des Engpassmanagements im Rahmen der Regionalen Initiative Strom von der European Regulators Group for Electricity and Gas in verschiedenen europäischen regionalen Märkten diskutiert. Die Einführung impliziter Auktionen zur Vergabe der Day-ahead-Kapazitäten durch ein Market Coupling soll zur Verbesserung der Effizienz führen. So ist in Zentralwesteuropa ein Projekt zur Einführung eines lastflussbasierten Market Couplings in der Entwicklung, während an der deutsch-dänischen Grenze die Einführung des Market Couplings im September 2008 vorgesehen ist. In Zentralosteuropa wird die Einführung von regional koordinierten lastflussbasierten expliziten Auktionen angestrebt.

#### Netzausbau

Im Jahr 2007 hat die Bundesnetzagentur einen Bericht zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Jahr 2006 sowie der seit Dezember 2006 quartalsweise von den Übertragungsnetzbetreibern übermittelten Statusberichten über den Umsetzungsstand der in den Netzausbauberichten aufgeführten wesentlichen Netzausbauvorhaben erstellt. Dieser Bericht wurde zu Beginn des Jahres 2008 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

#### Transparenz (Übertragungsnetzbetreiber)

In vier der sieben regionalen Energiemärkten, die von der European Regulators Group for Electricity and Gas (EREG) im Rahmen der Regionalen Initiativen Elektrizität und Gas eingerichtet wurden und in denen Deutschland Mitglied ist (Nordeuropa, Zentralwesteuropa, Zentralosteuropa und Zentralsüdeuropa) wurden Transparenzberichte erstellt und bis auf Zentralsüdeuropa auch schon verabschiedet und veröffentlicht. Die Bundesnetzagentur verfolgt dabei das Ziel, die Veröffentlichungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber aus den Engpassmanagement-Leitlinien in ganz Europa zu harmonisieren, um deren einheitliches Verständnis und die einheitliche Umsetzung sicher zu stellen.

Außerdem hat die Bundesnetzagentur innerhalb der Gremien der European Regulators Group for Electricity and Gas auch federführend die Umsetzung der Transparenzvorschriften aus den aktuellen Engpassmanagementleitlinien (Annex der EG-Verordnung 1228/2003) durch die Übertragungsnetzbetreiber ausgewertet.

#### EEG-Veredelung

Aus den Verpflichtungen gemäß § 14 des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) ergibt sich für die Übertragungsnetzbetreiber die auch als „EEG-Veredelung“ bezeichnete Aufgabe, die fluktuierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in eine Profillieferung, derzeit ein Monatsband, umzuwandeln (vgl. Kapitel 2.1.9.1).

Von Marktteilnehmern wurde vielfach kritisiert, dass die Aufgabe der „EEG-Veredelung“ bislang im Wesentlichen durch die verbundenen Erzeugungs- bzw. Handelsunternehmen des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers durchgeführt wird. Die Bundesnetzagentur entwickelt derzeit ein Eckpunkte-Papier zur Neugestaltung der „EEG-Veredelung“.

#### Veröffentlichungspflichten (Verteilernetzbetreiber)

Die Ergebnisse der Monitoringberichte 2006 sowie 2007 und Auswertungen zahlreicher Internetauftritte von Elektrizitätsnetzbetreibern durch die Bundesnetzagentur haben ergeben, dass viele Unternehmen ihren Veröffentlichungspflichten nach dem Energiewirtschaftsgesetz und den aufgrund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnungen nach wie vor nicht oder nur unvollständig nachkommen bzw. entsprechende Informationen teilweise schwer auffindbar sind. Die Bundesnetzagentur hat daher einen Leitfaden zu den Internet-Veröffentlichungspflichten der Elektrizitätsnetzbetreiber erarbeitet, der im Januar 2008 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wurde. Er soll den Unternehmen als Empfehlung für die Erfüllung ihrer gesetzlichen Pflichten dienen. Bedingt durch die Kürze der Zeit zwischen der Veröffentlichung des Leitfadens und der Datenerhebung im Rahmen des Monitoring 2008, die den Umsetzungsstand der Veröffentlichungspflichten zum Stichtag 01.04.2008 abfragte, sind jedoch noch keine nennenswerten Fortschritte in der Erfüllung der gesetzlichen Veröffentlichungspflichten im Vergleich zum Vorjahr feststellbar.

#### Elektrospeicherheizungen / Wärmepumpen

Obwohl die Elektrizitätsbelieferung von Kunden, die Elektrospeicherheizungen oder Wärmepumpen betreiben, ein verbrauchsintensiver Bereich ist, sind – neben der Vertriebssparte des zuvor mit ihr verbundenen Netzbetreibers für das Versorgungsgebiet – kaum Bezugsalternativen für Kunden vorhanden. Dies führt dazu, dass Kunden auch bei Preiserhöhungen faktisch keine Ausweichmöglichkeit haben. Die Ursache hierfür liegt in dem hohen Aufwand, der bei der Belieferung dieser Kunden entsteht, weil hier komplexe, temperaturabhängige Lastprofile verwendet werden müssen. Derzeit wird ein Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellt, welches zum Ziel hat, das verwendete Standardlastprofilverfahren angemessen zu vereinfachen, damit auch in diesem Marktsegment ein funktionierender Wettbewerb ermöglicht werden kann.

#### Geschäftsprozesse und Datenformate

Der Beschluss über Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität der Bundesnetzagentur vom 11.07.2006 gab marktweit einheitliche Geschäftsprozesse und Datenformate und damit Regelungen vor, wie Netzbetreiber und Netznutzer (namentlich Lieferanten) zur effizienten Abwicklung der Elektrizitätsbelieferung von Endkunden zusammenzuarbeiten und Informationen auszutauschen haben. Die im Beschluss vorgegebenen Umsetzungsfristen liefen im Berichtszeitraum für den überwiegenden Teil der Verpflichtungen am 01.08.2007 bzw. für die Ermöglichung der elektronischen Netznutzungsabrechnung am 01.10.2007 aus. Nach Ende der Umsetzungsfristen sind alle Netzbetreiber und Lieferanten verpflichtet gewesen, die festgelegten Anforderungen vollumfänglich zu erfüllen. Teile des Marktes waren jedoch nicht in der Lage, diesen Anforderungen fristgerecht nachzukommen. Anhörungen der betroffenen Marktteilnehmer zu den Ursachen und Abhilfemöglichkeiten sind durch die Bundesnetzagentur erfolgt.

Die von der Bundesnetzagentur in diesem Zusammenhang festgestellten Mängel führen in den meisten Fällen nicht dazu, dass deswegen der vom Verbraucher veranlasste Wechsel des Elektrizitätslieferanten scheitert. Sie verursachen aber in jedem Fall erheblichen und unnötigen Mehraufwand beim neuen Lieferanten des Kunden und geben häufig Anlass für gesonderte Nachfragen und Beschwerden. Daher wurden im August 2008 knapp 40 Elektrizitätsnetzbetreibern, welche die betreffenden behördlichen Vorgaben noch nicht vollständig umgesetzt hatten, Zwangsgelder in Höhe von insgesamt rund 1,7 Mio. Euro angedroht.

#### Zähl- und Messwesen

In 2007 sind bei der Bundesnetzagentur in zunehmendem Maße Anfragen von Messstellenbetreibern und Elektrizitätslieferanten betreffend § 21b des Energiewirtschaftsgesetzes eingegangen. Innerhalb der bestehenden gesetzlichen Rahmenbedingungen nach dem Energiewirtschaftsgesetz wurden daraufhin Messstellenbetriebsrahmenverträge und technische Mindestanforderungen zur Prüfung auf ihre Gesetzeskonformität angefordert. Ebenso wurde die weitergehende Öffnung des Zähl- und Messwesens für Wettbewerb, die vor allem aufgrund des Evaluierungsberichtes der Bundesregierung und des sog. Meseberg-Papiers (Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm) angestoßen wurde, begleitet. Zudem beschäftigte sich die Bundesnetzagentur mit Innovationen auf den Gebieten Messwesen und Netztechnik (Smart Metering/Smart Grid).

Am 13.06.2007 veranstaltete die Bundesnetzagentur eine Forumsveranstaltung zum Thema „Das intelligente Stromnetz (Smart Grid)“ mit zahlreichen Vertretern aus den Bereichen Energiewirtschaft, Informationstechnologien, der Wissenschaft, den Verbänden und Behörden. Dabei wurde erörtert, welche Potenziale für ein intelligentes Netz bereits heute genutzt werden und welche Weiterentwicklungsmöglichkeiten es gibt, um auch in Zukunft eine sichere, zuverlässige und effiziente Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten.

#### Kraftwerksanschlüsse / Kraftwerksbau

Mit Inkrafttreten der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung am 30.06.2007 wurden Regelungen erlassen, die dazu führen sollen, dass Netzanschlüsse von Großkraftwerken ( $\geq 100$  MW) diskriminierungsfrei und zu angemessenen sowie transparenten Netzanschlussbedingungen erfolgen können. Damit wird sowohl den Netzbetreibern der Hoch- und Höchstspannung als auch den Netzanschlusspetenten ein Verfahren vorgegeben, damit Netzanschluss und Kraftwerksbau zeitnah erfolgen können. Zu Transparenzzwecken sind Netzbetreiber verpflichtet, ein gemeinsames Kraftwerksregister für Anlagen mit einer elektrischen Leistung  $\geq 100$  MW zu erstellen. Hierzu hat die Bundesnetzagentur eine Erhebung durchgeführt, um alle betroffenen Netzbetreiber zu identifizieren. Darüber hinaus wurde mit dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. und den Netzbetreibern über den Inhalt des Registers diskutiert.

Am 08.03.2007 hat die Bundesnetzagentur einen „Sachstandsbericht zu den aktuellen Kraftwerksprojekten in Deutschland und deren Implikationen für das Übertragungsnetz“ gefertigt. Dieses Papier behandelt die einzelnen aufgetretenen Fragen im Zusammenhang mit einem Kraftwerksanschluss, wie z.B. die Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber zum Ausbau des Übertragungsnetzes und der damit im Zusammenhang stehenden Kostentragung der Netzausbaukosten. Hintergrund waren Beschwerden von Investoren/Projektanten, die einen Neuanschluss für ein Kraftwerk beehrten, dabei aber vielfältigen Hindernissen bis zur Verweigerung des Netzanschlusses wegen möglicher Engpässe ausgesetzt waren. In diesem Zusammenhang ist die Bundesnetzagentur bei verschiedenen Kraftwerksprojekten Streit beilegend tätig.

#### Offshore-Windparks

In 2007 stellten sich vielfältige Fragen bei der Anbindung von Offshore-Windparks. Nach der Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes, das nunmehr diejenigen Übertragungsnetzbetrei-

ber, die mit der Errichtung der Offshore-Anlagen bis zum 31.12.2011 begonnen haben,<sup>20</sup> gemäß § 118 Abs. 7 des Energiewirtschaftsgesetzes zur Anbindung der Offshore-Windparks verpflichtet, fanden zahlreiche Gespräche mit Offshore-Windpark-Investoren, dem Offshore-Forum Windenergie, Übertragungsnetzbetreibern und Genehmigungsbehörden statt. Ziel dieser Gespräche war die Klärung von technischen Fragen des Netzanschlusses und der Netznutzung einschließlich des damit einhergehenden Netzausbaus. Des Weiteren fanden bei der Bundesnetzagentur intensive Prüfungen zu Fragen der Anerkennung und Wälzung von Kosten statt, die mit der Auslösung von Investitionen für die Offshore-Windpark-Anbindung im Zusammenhang stehen. Dabei konnte die Bundesnetzagentur insoweit Rechtssicherheit herstellen, dass die in 2007 anstehenden Investitionen getätigt werden konnten.

#### Anschluss Herstellung (Baukostenzuschüsse)

Die Erhebung von Baukostenzuschüssen erfolgte im Jahr 2007 sehr uneinheitlich und intransparent. Die Bundesnetzagentur hat inzwischen Grundsätze für eine angemessene Berechnung von Baukostenzuschüssen entwickelt, die sich aber erst ab 2008 in der Erhebungspraxis niederschlagen wird.

#### Überwachung des Wälzungsmechanismus nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz

Der Bundesnetzagentur wurden im Rahmen des am 01.12.2006 in Kraft getretenen Änderungsgesetzes zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) Kompetenzen zugewiesen, die unter anderem die Überwachung der bundesweiten Verteilung der Energiemengen bzw. die Weitergabe der EEG bedingten Kosten für die Vergütung der eingespeisten Elektrizität (den mehrstufigen Wälzungsprozess) aus erneuerbaren Energiequellen beinhalten. Verteilernetzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind aufgefordert, der Bundesnetzagentur ihre Endabrechnungen jeweils für das Vorjahr bis Ende April in elektronischer Form vorzulegen. Jährlich hat zum 30. September die Datenübermittlung der Übertragungsnetzbetreiber an die Bundesnetzagentur zu erfolgen. Diese Daten wurden erstmalig im Jahr 2007 übermittelt. Auf Basis der aggregierten EEG-Daten der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2006 wurde von der Bundesnetzagentur eine statistische Auswertung vorgenommen, die als „Statistikbericht Jahresendabrechnung 2006 nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur veröffentlicht wurde. Dieser Bericht erscheint zukünftig jährlich.

#### **Netzentgelte Elektrizität**

##### Allgemeine Netzentgelte

Ein Arbeitsschwerpunkt im Bereich Netzentgelte Elektrizität lag im Berichtsjahr 2007 bei der Genehmigung der Entgelte für den Netzzugang gemäß § 23a des Energiewirtschaftsgesetzes. Die Netzbetreiber wurden in der seit dem Inkrafttreten der neuen Vorschriften nunmehr zweiten Genehmigungsrunde aufgefordert, ihre Anträge zur Genehmigung der Netzentgelte einzureichen. Im Zuge der Antragsprüfung durch die Regulierungsbehörden kam es erneut insgesamt zu einer deutlichen Kürzung der beantragten Netzkosten. In den meisten Fällen konnten durch diese Kürzungen ebenfalls Absenkungen der genehmigten Entgelte gegenüber den aus der ersten Kostenprüfungsrunde resultierenden Netzentgelten realisiert werden. Ein stärkeres Augenmerk wurde im Rahmen des zweiten Genehmigungsverfahrens Elektrizität u.a. auch auf die Preisbildung gelegt. So wurden die Preise für Messung und Abrechnung stärker hinterfragt und differenziert, um beispielsweise mehr Raum für eine wettbewerbliche Ausgestaltung des Messstellenbetriebes zu schaffen.

##### Individuelle Netzentgelte Elektrizität

Zum Ende des Kalenderjahres 2007 übernahm die Beschlusskammer 4 Aufgaben im Energiebereich, darunter die Genehmigung individueller Netzentgelte nach

---

<sup>20</sup> Die Einfügung erfolgte durch Art. 7 des Gesetzes zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben vom 09.12.2006. [Die vorgesehene Befristung wird derzeit im Rahmen einer Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes geändert.]

§ 19 Absatz 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Bis zur Mitte des Kalenderjahres 2008 konnten 12 Beschlüsse zu individuellen Netzentgelten nach § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV gefasst werden. Erstmals konnten auch sieben Genehmigungen zu individuellen Netzentgelten nach § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV erteilt werden. Die Auslegungsgrundsätze der Bundesnetzagentur zu den individuellen Netzentgelten nach § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV sollen im dritten Quartal 2008 erneut mit den Marktteilnehmern diskutiert werden. Hierdurch soll eine breite Akzeptanz im Markt erreicht werden.

## **Zugang zu Gasversorgungsnetzen**

### **Marktgebiete Gas**

Die Zahl der Marktgebiete konnte unter Moderation der Bundesnetzagentur im Berichtszeitraum weiter verringert werden. Die anfänglichen 19 Marktgebiete (Stand 01.10.2006) reduzierten sich auf 14 Marktgebiete (Stand 01.10.2007). Gespräche im letzten Quartal 2007 lassen netzbetreiberübergreifende Marktgebietszusammenlegungen zum 01.10.2008 wahrscheinlich erscheinen.

Zum 01.01.2008 haben die Marktgebiete H-Gas Norddeutschland und Ontras eine marktgebietsüberschreitende Bilanzierung eingeführt. Bayernets und E.ON Gastransport haben mittlerweile erklärt, ihre Marktgebiete zusammen zu legen. Die Gas-Union Transport will ihr Marktgebiet ganz aufgeben und sich als nachgelagertes Netz in die Marktgebietslandschaft integrieren.

### **Internationale Tätigkeiten Gas**

Die Schwerpunkte der Bundesnetzagentur im internationalen Bereich lagen in der Erarbeitung von Leitlinien zur Anwendung von Art. 22 der Richtlinie 55/2003/EG sowie in der Vertiefung der regionalen Zusammenarbeit im Rahmen der Gas Regional Initiative Nord-West.

Art. 22 der Richtlinie 2003/55/EG ist die europarechtliche Vorgabe für nationale Vorschriften, auf deren Grundlage Ausnahmen von der Regulierung zur Ermöglichung besonders risikobehafteter größerer Investitionsprojekte erteilt werden können. Die in diesem Zusammenhang unter der Leitung der Bundesnetzagentur geschaffenen freiwilligen European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG)-Leitlinien zielen neben einer Harmonisierung der Anwendungspraxis auf eine engere Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden sowie auf eine vorsichtige Anwendung von Regula-tionsausnahmen ab. Insbesondere sollten gemäß den Leitlinien in der Regel partielle Ausnahmen ausreichen, um die spezifisch erhöhten Investitionsrisiken abzufedern, so dass zugleich ein Mindestmaß an wettbewerblichem Drittzugang zu der fraglichen Infrastruktur gewährleistet bleibt.

Die Regionalinitiative Nord-West beschäftigt sich auf Basis einer freiwilligen Kooperation zwischen Netznutzern, Netzbetreibern und Regulierern mit der Erarbeitung praktischer Lösungsansätze zur Förderung des regionalen nordwesteuropäischen Marktes, der sich als Zwischenschritt zur Schaffung eines europäischen Binnenmarktes für Gas versteht. Insbesondere die Fragen der Markttransparenz sowie der Kapazitätsbereitstellung waren und sind hier von zentraler Bedeutung. So wurde für den deutsch-niederländischen Grenzkoppelpunkt Oude Statenzijl ein Konzept zur Erhöhung der festen Transportkapazitäten erarbeitet. Gleichzeitig wurde die Sekundärvermarktung von Transportkapazitäten durch ein „Day-ahead“-Kapazitätshandelsprojekt gefördert. Die Markttransparenz wurde und wird durch freiwillige Veröffentlichungsinitiativen weiter vorangetrieben. Hier haben die deutschen Netzbetreiber eine leitende Funktion in der Region übernommen.

### **Lieferantenwechselprozesse (GeLi Gas)**

Mit Beschluss vom 20.08.2007 hat die Bundesnetzagentur bundesweit einheitliche Geschäftsprozesse für den Lieferantenwechsel im Gassektor („GeLi Gas“) festgelegt. Die Entscheidung der Bundesnetzagentur regelt rechtsverbindlich alle Schritte, die im Falle eines Wechsels des Gaslieferanten zu vollziehen sind. Nach den Vorgaben der Festlegung wird

die Prozessabwicklung in einem weitestgehend automatisierten Verfahren und auf der Grundlage eines einheitlichen elektronischen Datenformates erfolgen. Auf diese Weise sollen Lieferantenwechsel erheblich beschleunigt und der Austausch der dafür erforderlichen Informationen vereinfacht werden. Auf der Grundlage der detaillierten Prozessbeschreibung sind die Marktbeteiligten nunmehr gehalten, standardisierte EDV-Verfahren zu entwickeln. Gegenüber der bisherigen uneinheitlichen Praxis, die auf kostenträchtigen, intransparenten und schwerfälligen Einzellösungen beruhte, wird damit ein erhebliches Wettbewerbshemmnis für die freie Wahl des Gaslieferanten beseitigt.

Um Mehrspartenunternehmen von schon gesammelten Erfahrungen profitieren zu lassen, hat die Bundesnetzagentur die Prozesse der GeLi Gas an die bereits im Jahr 2006 festgelegten Geschäftsprozesse für den Elektrizitätsbereich (GPKE) angelehnt.

Die Festlegung der Wechselprozesse stellt einen zentralen Baustein für einen wirksamen Wettbewerbsrahmen im Gassektor dar. Zum einen schafft sie für Letztverbraucher die notwendigen Bedingungen, künftig verstärkt und mit Aussicht auf Erfolg einen Versorgerwechsel anzustreben. Zum anderen erleichtern die standardisierten Prozesse gerade überörtlich aktiven Gasanbietern den Einstieg in das Massenkundengeschäft. An die Stelle dieser heterogenen und konservierenden Verfahrensstrukturen treten nun Geschäftsprozesse, die bundesweit von allen Marktbeteiligten einheitlich anzuwenden sind.

#### Bilanzierung, Regel- und Ausgleichsenergie (GABi Gas)

Mit Beschluss vom 28.05.2008 hat die Bundesnetzagentur die Bilanzierung im Gasbereich neu geregelt. Ziel der Festlegung war es, im Bereich der Ausgleichsenergie Mechanismen zu schaffen, mit denen der Gasmarkt weiter für den Wettbewerb geöffnet wird. Wettbewerbshemmnisse sollen abgebaut werden, um erfolgreiche Markteintritte neuer Lieferanten zu unterstützen. In diesem Sinne vereinfacht der getroffene Beschluss die Prozesse, die zwischen Lieferanten und Netzbetreibern im Rahmen des Bilanzausgleichs abzuwickeln sind.

Neue Bilanzkreisverträge müssen ab dem 01.10.2008 den sachlichen Vorgaben der Festlegung genügen. Kerninhalt der neuen Regelungen ist ein Übergang von der bisherigen Stundenbilanzierung auf die Tagesbilanzierung. Abweichungen während eines Tages haben dadurch auf die Bilanz und dementsprechende Kosten des Lieferanten keinen Einfluss mehr. Allein dadurch wird für die meisten Lieferanten der Netzzugang erheblich vereinfacht. Darüber hinaus wird der Preis für die Ausgleichsenergie an veröffentlichten Preisen liquider Märkte orientiert. Haushalts- und Gewerbekunden, für die der Verbrauch nicht stündlich gemessen, sondern über Standardlastprofile geschätzt wird, unterliegen künftig keinem Prognoserisiko mehr. Für diese Kundengruppe bestanden bislang die größten Unwägbarkeiten, wodurch eine preisgünstige Belieferung erschwert wurde. Ähnliche Vereinfachungen gelten auch für Industriekunden. Zugleich enthalten die neuen Regelungen finanzielle Vorkehrungen, um einen Missbrauch des Ausgleichsleistungssystems durch einzelne Kunden zu vermeiden.

#### Netzentgelte Gas

Die Bundesnetzagentur prüfte in der ersten Netzentgeltgenehmigungsrunde etwa 225 Gasnetzbetreiber. Die Entgeltgenehmigung wurde von 97 Netzbetreibern mit einer Beschwerde angegriffen. Von den bisher 43 durch das Oberlandesgericht Düsseldorf entschiedenen Verfahren wurden 42 Verfahren zu Gunsten der Bundesnetzagentur beschieden. Aufgrund von erhobenen Rechtsbeschwerden wird in einigen Fällen eine letztinstanzliche Entscheidung des Bundesgerichtshofes erforderlich werden.

In der aktuellen Netzentgeltgenehmigungsrunde sind im Gasbereich insgesamt 227 Anträge auf Genehmigung eingegangen. Hierfür stand ein durch die Bundesnetzagentur erstellter Datenerhebungsbogen nebst Anforderungen an den beizufügenden Bericht im Internet bereit. Sowohl der Erhebungsbogen als auch die Anforderungen an den Bericht waren größ-



tenteils aus der ersten Entgeltgenehmigungsrunde bekannt und wurden für die zweite Runde an die aktuellen Gegebenheiten angepasst. Auch das weitere Verfahren hinsichtlich der Anhörungen und der Prüfung der Kosten mit Bildung gezielter Schwerpunkte wurde an die erste Entgeltgenehmigungsrunde angelehnt. Neben den aus der ersten Runde bekannten Prüfungsschwerpunkten kam die Betrachtung der operativen Kosten hinzu, z.B. Betriebsführungsentgelte, Rückstellungen und weitere aufwandsgleiche Kosten.

Von den 227 zu beantragenden Entgelten wurde rund 129 kleineren Netzbetreibern mit im Wesentlichen unveränderten Kosten die Genehmigung antragsgemäß bis zum 31.12.2008 verlängert. Die sich in der Kostenprüfung befindlichen 98 weiteren Anträge auf Entgeltgenehmigung werden ebenso bis zum 31.12.2008 genehmigt. Die auf diese Weise festgestellten Kostendaten werden dann die Basis für die am 01.01.2009 startende Anreizregulierung darstellen.

### **Entflechtung**

Nicht zuletzt durch die zeitlich auseinander fallenden Umsetzungsvorgaben für die Netzbetreiber bedingt, ergaben und ergeben sich im Bereich der Entflechtung wechselnde Schwerpunkte. Für den Berichtszeitraum 2007 lag das Augenmerk besonders auf der rechtlichen Entflechtung. Mit deren Vollendung treten Gesichtspunkte der operativen Ausgestaltung der Netzführung in den Mittelpunkt. Erste Aufsichtsverfahren sind eingeleitet worden. Die Ausgestaltung des Rechtsrahmens in formellen und nichtförmlichen Verfahren stellt gegenwärtig einen Arbeitsschwerpunkt dar. Darüber hinaus bedarf die Überwachung der Entflechtungsfortschritte eines stetigen Nachhaltens von Informationen und insbesondere der Auswertung sowie der Prüfung der Gleichbehandlungsberichte, die jährlich durch Netzbetreiber mit mindestens 100.000 Kunden zu erstellen sind. Hierdurch wird nicht nur die Bundesnetzagentur in die Lage versetzt, sich ein Bild über die Abläufe in den Unternehmen zu machen. Auch die Netzbetreiber sind selbst angehalten, getroffene Maßnahmen zu hinterfragen und Verbesserungen vorzunehmen.

### **Versorgungsqualität**

Auf Grundlage der Berichtspflicht nach § 52 des Energiewirtschaftsgesetzes wurden im Jahr 2007 erstmals Daten zu Versorgungsstörungen für ein vollständiges Kalenderjahr (2006) erhoben. Die Auswertung von 781 Elektrizitätsnetzbetreibern ergab, dass ein Letztverbraucher in Deutschland im Jahr 2006 im Durchschnitt 21,53 Minuten ohne elektrische Versorgung war.

### **Anreizregulierung**

Die am 06.11.2007 in Kraft getretene Anreizregulierungsverordnung sieht ab dem 1.01.2009 die Vorgabe von Erlösobergrenzen für grundsätzlich fünfjährige Regulierungsperioden<sup>21</sup> vor und löst dadurch das bisherige Entgeltgenehmigungsverfahren ab. Effizienzvergleiche sind für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, Gasverteilernetzbetreiber, Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber und Gasfernleitungsnetzbetreiber durchzuführen.

### **Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber**

Die Effizienzvergleiche für die Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber werden gem. § 12 Abs. 1 i.V.m. Anlage 3 Anreizregulierungsverordnung unter Verwendung der Effizienzvergleichsmethoden „Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis – DEA)“ und „Stochastische Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis – SFA)“ durchgeführt. Die Effizienzvorgaben orientieren sich an den Unternehmen mit der höchsten Effizienz (Frontier-Unternehmen) und basieren in der ersten Regulierungsperiode auf der Maßgabe, dass die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber zehn Jahre und die Gasverteilernetzbetreiber neun Jahre Zeit erhalten, um ermittelte Ineffizienzen abzubauen. Die zur Anwendung gebrachten Effizienzvergleichsmethoden DEA und SFA werden zum einen mit vergleichbar gemachten Kapitalkosten und zum anderen mit den tatsächlichen Kapitalkosten der Netz-

<sup>21</sup> Davon abweichend beträgt die erste Regulierungsperiode im Gasbereich vier Jahre.

betreiber gerechnet. Dies bedeutet, dass für jeden Netzbetreiber vier Effizienzwerte ermittelt werden, von denen das für den Netzbetreiber jeweils günstigste Ergebnis verwendet wird. Zudem sieht die Anreizregulierungsverordnung eine Mindesteffizienz von 60 Prozent vor.

Bundesweit haben ca. 650 Elektrizitätsnetzbetreiber und ca. 540 Gasnetzbetreiber von der Möglichkeit des sogenannten „Vereinfachten Verfahrens“ Gebrauch gemacht. Somit gehen Betreiber von ca. 200 Elektrizitätsverteilernetzen und ca. 190 Gasverteilernetzen in die Effizienzvergleiche der Anreizregulierung ein. Für Netzbetreiber, die am „vereinfachten Verfahren“ teilnehmen, beträgt der Effizienzwert in der ersten Regulierungsperiode 87,5 Prozent. Zudem konnte für diese Netzbetreiber auf eine erneute Entgeltprüfung vor der ersten Regulierungsperiode verzichtet werden, sofern sich die Kosten des Netzbetreibers nicht wesentlich verändert hatten. Für die Netzbetreiber im „vereinfachten Verfahren“ werden pauschal 45 Prozent der Gesamtkosten als dauerhaft nicht beeinflussbar angesetzt.

#### Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber

Für die Übertragungsnetzbetreiber ist bei der Anreizregulierung ein internationaler Effizienzvergleich auf Basis der DEA bzw. SFA vorgesehen. In den Effizienzvergleich werden die Daten von 23 Übertragungsnetzbetreibern aus 18 Ländern eingehen. Die Effizienzwerte der deutschen Übertragungsnetzbetreiber werden in Kürze zur Verfügung stehen. Für den Fall, dass die so ermittelten Ergebnisse nicht hinreichend belastbar wären, ist nach Anreizregulierungsverordnung ergänzend die Anwendung der relativen Referenznetzanalyse vorgesehen. Die Referenznetzanalyse kann auch alleine zur Anwendung kommen, wenn der internationale Effizienzvergleich nicht belastbar sein sollte. Auch für die Anwendung der Referenznetzanalyse trifft die Bundesnetzagentur Vorbereitungen, indem entsprechende Modelle erstellt werden.

#### Gasfernleitungsnetzbetreiber

Für die Fernleitungsnetzbetreiber, die keinen Antrag auf Leitungswettbewerb gestellt haben, sieht die Anreizregulierungsverordnung wiederum eine gesonderte Regelung für den Effizienzvergleich vor. Zunächst muss ein nationaler Effizienzvergleich durchgeführt werden. Sollte dieser nicht belastbar sein, muss zunächst ein internationaler Effizienzvergleich angestrengt werden. Sollte auch dieser nicht zu belastbaren Ergebnissen führen, ist der Einsatz der relativen Referenznetzanalyse vorgeschrieben. Entsprechende Berechnungen werden derzeit durchgeführt.

#### Eigenkapitalverzinsung

Die Bundesnetzagentur hat am 07.07.2008 Eigenkapitalzinssätze für Elektrizitäts- und Gasnetze festgelegt. Die Werte betragen einheitlich für alle Elektrizitäts- und Gasnetze 9,29 Prozent vor Steuern für Neuanlagen und 7,56 Prozent vor Steuern für Altanlagen. Für Gasnetze ergeben sich somit keine wesentlichen Änderungen. Hier gelten derzeit 9,21 Prozent für Neuanlagen und 7,8 Prozent für Altanlagen. Für Elektrizitätsnetze ergeben sich deutliche Steigerungen, da bisher für Neuanlagen ein Wert von 7,91 Prozent und für Altanlagen ein Wert von 6,5 Prozent galt. Diese Zinssätze gelten ab dem 01.01.2009 und finden ihre Anwendung bereits bei der Festlegung der Erlösobergrenzen für die Anreizregulierung, die ab diesem Zeitpunkt gelten sollen.

### **1.6 Arbeitsschwerpunkte Bundeskartellamt**

Die Arbeitsschwerpunkte des Bundeskartellamts im Elektrizitäts- und Gassektor lagen im Berichtszeitraum sowohl im Bereich der Fusionskontrolle, der Bekämpfung wettbewerbsbeschränkender Vereinbarungen als auch der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen.

## **Fusionskontrolle**

Das Bundeskartellamt hat 2007 seine schon in den Vorjahren begonnene restriktive Linie bei der Kontrolle von Zusammenschlüssen zwischen Stadtwerken und ihren marktbeherrschenden Vorversorgern fortgeführt.<sup>22</sup> Weitere Zusammenschlüsse, die den Erwerb von Gesellschaftsanteilen an regionalen bzw. lokalen Händlern und Lieferanten durch RWE und E.ON betrafen, wurden lediglich nach Maßgabe der Abwägungsklausel des § 36 Abs. 1 Halbsatz 2 Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen freigegeben, nachdem die Erwerber jeweils zugesagt hatten, sich von ihren Beteiligungen an anderen Stadtwerken, deren Vorversorger sie waren, zu trennen.<sup>23</sup>

Diese Veräußerungszusagen ließen Verbesserungen der Wettbewerbsbedingungen erwarten, welche die durch die Zusammenschlüsse zu erwartenden Verstärkungen der marktbeherrschenden Stellungen der vorversorgenden Elektrizitäts- und Gasgroßhandelsunternehmen jeweils quantitativ und qualitativ überwogen haben. Die Stadtwerke können bei ihren Beschaffungs- und Erzeugungsentscheidungen künftig unabhängig agieren, da vertikal abgesicherte Mengen für den Wettbewerb geöffnet werden. Alternative Lieferanten können in das jeweilige Liefergebiet vorstoßen. Infolge der Veräußerungen wurden im Hinblick auf die zu veräußernden Stadtwerksbeteiligungen gas- und elektrizitätsseitig jeweils größere Beschaffungsmengen frei als durch den neuen Zusammenschluss.

Darüber hinaus haben im Berichtszeitraum die Thyssengas GmbH, die E.ON Transport AG & Co. KG sowie die EWE AG Anteile an der trac x Transport Capacity Exchange GmbH, einer Tochtergesellschaft der VNG AG, erworben (vgl. Kapitel 3.1.4.7).

## **Einschreiten gegen wettbewerbsbeschränkende Vereinbarungen und missbräuchliche Verhaltensweisen**

### **Elektrizität**

Im Bereich Elektrizitätsgroßhandel wurde das Missbrauchsverfahren gegen RWE wegen des Verdachts, den seit 2005 etablierten Handel mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten missbräuchlich dazu genutzt zu haben, kostenlos zugeteilte Zertifikate in Elektrizitätspreise eingepreist und so unge-rechtfertigte Erlöse erzielt zu haben, im Wege einer Verpflichtungszusagenentscheidung nach § 32b Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen eingestellt.<sup>24</sup> Gegenstand des Verfahrens war die Elektrizitätspreisbildung bei der Versorgung von Industriekunden in bilateralen Verträgen. Das Bundeskartellamt hat die RWE AG mit Entscheidung vom 26.09.2007 verpflichtet, in den kommenden vier Jahren Elektrizitätskapazitäten von insgesamt 6.300 MW in einem transparenten Verfahren an Industriekunden zu verkaufen. Die ersten beiden von insgesamt 16 Auktionen fanden am 13.02. bzw. 15.05.2008 statt (vgl. Kapitel 2.2.4). Ein parallel gegen die E.ON Energie AG eingeleitetes Verfahren war zunächst zurückgestellt worden. Hier wurden zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichts noch Gespräche mit den Beteiligten über die weitere Behandlung der Sache geführt.

### **Gas**

Im Großhandelsbereich Gas wurden die Kartell- und Missbrauchsverfahren, die das Bundeskartellamt gegen Großhandelsunternehmen wegen der marktabschottenden Wirkung der langfristigen Gaslieferverträge zwischen den importierenden Großhandelsgesellschaften und regionalen und lokalen Händlern und Lieferanten eingeleitet hatte, amtsseitig zum Abschluss

<sup>22</sup> Vgl. 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. 28 f. (Kapitel 1.6), 160 (Kapitel 4.2.2.1).

<sup>23</sup> Dies betrifft die Beschlüsse in den Zusammenschlusskontrollverfahren B 8-93/07 (RWE/Stadtwerke Krefeld-Neuss) vom 23.10.2007 sowie B 8-123/07 (E.ON/Wasser- und Energieversorgungs mbH Salzgitter) vom 19.12.2007.

<sup>24</sup> 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. 29 (Kapitel 1.6), 110 (Kapitel 3.2.4).

gebracht.<sup>25</sup> Die vom Bundeskartellamt im Januar 2006 gegen die E.ON Ruhrgas AG erlassene Verfügung, der Mustercharakter für die weiteren Verfahren zukam, wurde vom Oberlandesgericht Düsseldorf zwischenzeitlich auch im Hauptsacheverfahren mit Beschluss vom 04.10.2007 bestätigt, die dagegen durch die E.ON Ruhrgas AG und einige Stadtwerke erhobene Beschwerde in vollem Umfang zurückgewiesen.<sup>26</sup> Gegen diesen Beschluss hat die E.ON Ruhrgas AG Rechtsbeschwerde beim Bundesgerichtshof erhoben, über die zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses noch nicht entschieden war.

Das Bundeskartellamt hat die im Verfahren gegen die E.ON Ruhrgas AG aufgestellten Grundsätze auch gegen die übrigen betroffenen Großhandelsunternehmen im Wege von Verpflichtungszusagenentscheidungen nach § 32b GWB durchgesetzt. Die Unternehmen haben sich verpflichtet, die Grundsätze der Ruhrgas-Entscheidung in ihrem Bereich zu übernehmen.<sup>27</sup>

Im Bereich der Endkundenversorgung waren die Haushaltskunden im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008 erheblichen Gaspreiserhöhungen ausgesetzt. Dieser Trend hielt infolge der in den Beschaffungsverträgen der Händler und Lieferanten weit überwiegend noch vorhandenen zeitlich versetzt wirkenden Kopplung des Gaspreises an den Preis für leichtes oder schweres Heizöl noch im Jahr 2008 an. Lediglich in Einzelfällen hatten nach Erkenntnissen des Bundeskartellamts insbesondere Stadtwerke bereits nicht ölpreisindizierte Festpreisangebote mit Vorlieferanten vereinbart, so dass sich Ölpreissteigerungen dort nicht auswirkten.

Bundeskartellamt und Landeskartellbehörden haben in gemeinsamen Preiserhebungen bei regionalen und lokalen Gaslieferanten zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2007/2008 festgestellt, dass im Bereich der Haushaltskundenversorgung Preisunterschiede zwischen 25 und 40 Prozent bestanden.

Zur weiteren Aufklärung, ob die marktbeherrschenden regionalen oder lokalen Gaslieferanten ihre Marktstellung durch die Gaspreisgestaltung bei der Belieferung von Haushaltskunden missbräuchlich ausgenutzt und gegen die Verbote der § 19 Abs. 1 und Abs. 4 Nr. 2 sowie des Ende 2007 für den Elektrizitäts- und Gassektor geschaffenen § 29 Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen verstoßen haben, hat das Bundeskartellamt im März 2008 gegen 35 Unternehmen förmliche Missbrauchsverfahren eingeleitet (vgl. Kapitel 3.2.3.2.1). Die Verfahren waren zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses noch nicht abgeschlossen.

Auch einige Landeskartellbehörden haben im Berichtszeitraum zum Teil förmliche Missbrauchsverfahren, zum Teil Vorermittlungen gegen marktbeherrschende regionale oder lokale Gaslieferanten eingeleitet. Vereinzelt wurden diese Verfahren im Berichtszeitraum durch förmliche Verfügungen abgeschlossen. Teilweise konnten Vorermittlungen nach Preisensenkungen oder Preismoratorien eingestellt werden.

---

<sup>25</sup> Vgl. 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. 30 f. (Kapitel 1.6).

<sup>26</sup> OLG Düsseldorf, Beschluss vom 04.10.2007, Aktenzeichen: VI-2 Kart 1/06 (V).

<sup>27</sup> S. die Beschlüsse vom 29.01.2007 (B 8-113/03-6, 7, 8 und 15); Beschluss vom 07.08.2007 (B 8-113/03-5); Beschluss vom 06.09.2007 (B 8-113/03-4); Beschluss vom 17.09.2007 (B 8-113/03-11); Beschluss vom 08.10.2007 (B 8-113/03-3); Beschluss vom 10.10.2007 (B 8-113/03-10); Beschluss vom 06.02.2008 (B 8-113/03-12); Beschluss vom 18.02.2008 (B 8-113/03-9), Beschluss vom 07.08.2008 (B 8-113/03-2).

## **2 Regulierung und Entwicklung auf dem Elektrizitätsmarkt**

### **2.1 Regulierungsbezogene Themen**

#### **2.1.1 Allgemeines**

##### **2.1.1.1 Übertragungsnetzbetreiber**

An der Monitoringerhebung 2008 der Bundesnetzagentur haben sich die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) beteiligt. Die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) der von den vier ÜNB betriebenen Netze betrug zum 31.12.2007 in der Höchstspannungsebene 34.848 km und in der Hochspannungsebene 21.960 km. Insgesamt belief sich die Anzahl der Zählpunkte abzüglich sog. virtueller Zählpunkte i.S.d. MeteringCode2006 in den Netzgebieten der vier ÜNB am 31.12.2007 auf 3.153 Zählpunkte. Davon weisen 2.521 Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung auf. Die gesamte Entnahmemenge der 194 (Stand 31.12.2007) an den Netzen der ÜNB angeschlossenen Letztverbraucher betrug 40,38 TWh in 2007.

##### **2.1.1.2 Verteilernetzbetreiber**

Bei der Bundesnetzagentur sind mit Stand 12.06.2008 insgesamt 855 Verteilernetzbetreiber Elektrizität (VNB) erfasst. Davon haben sich 667 VNB an der Monitoringabfrage 2008 der Bundesnetzagentur beteiligt. Dies entspricht einem Anteil von rund 78 Prozent an den insgesamt 855 VNB in Deutschland. Insgesamt sind 684 beantwortete Fragebögen eingegangen, da die VNB mit mehr als einem Teilnetz für jedes Teilnetz einen separaten Fragebogen ausfüllen konnten.<sup>28</sup>

Die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) der von den 667 VNB betriebenen Netze summierte sich zum 31.12.2007, differenziert nach den einzelnen Netzebenen wie folgt:

- Höchstspannung	299 km
- Hochspannung	54.438 km
- Mittelspannung	492.257 km
- Niederspannung	1.075.183 km

In den Netzgebieten der 667 VNB betrug die Anzahl der Zählpunkte abzüglich sog. virtueller Zählpunkte i.S.d. MeteringCode2006 insgesamt 47.657.661 Zählpunkte zum 31.12.2007. Davon wiesen 324.473 Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung auf und 43.125.491 Zählpunkte sind Haushaltskunden i.S.d.§ 3 Nr. 22 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zuzuordnen.

Die gesamte Entnahmemenge von 45.927.777 Letztverbrauchern (Stand 31.12.2007) in den Netzbereichen der erfassten VNB betrug im Berichtsjahr 2007 gemäß Monitoringabfrage 444,45 TWh. Dies entspricht einem Anteil von 92,3 Prozent an dem gesamten Netto-Elektrizitätsverbrauch in Höhe von 522 TWh<sup>29</sup> im Jahr 2007 aus dem Netz der „Allgemeinen Versorgung“ abzüglich 40,38 TWh, die Letztverbraucher aus den Netzen der ÜNB entnehmen.

---

<sup>28</sup> Im Folgenden wird vereinfachend von 684 VNB ausgegangen.

<sup>29</sup> Vorläufige Angabe des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V (BDEW).

## **2.1.2 Management und Zuweisung von Verbindungskapazitäten; Mechanismen zur Behebung von Kapazitätsengpässen**

### **2.1.2.1 Übertragungsnetze**

#### Engpassmanagement innerhalb Deutschlands

Aufgrund der mittelfristig möglichen Entstehung innerdeutscher Engpässe hatte die Bundesnetzagentur in 2007 ein Gutachten in Auftrag gegeben und Anfang 2008 veröffentlicht, welches verschiedene Methoden zur Vermeidung von Engpässen und zu deren Bewirtschaftung untersucht sowie Vorschläge zur Ausgestaltung eines innerdeutschen Engpassmanagements unterbreitet. Um rechtzeitig die Einführung eines innerdeutschen Engpassmanagementsystems und die damit verbundenen Änderungen im Markt vorzubereiten, empfiehlt das Gutachten die Etablierung einer Engpassevaluierung. In diesem Zusammenhang sollen insbesondere der Einsatz und die Kosten der Redispatchmaßnahmen beobachtet werden, um bei Erreichen bestimmter Schwellenwerte entsprechende Maßnahmen veranlassen zu können. Die Bundesnetzagentur wird in 2008 mit der Engpassevaluierung beginnen.

#### Engpassmanagement an den Grenzkuppelstellen

Mit Ausnahme der österreichischen Grenze bestehen an allen deutschen Grenzen Engpässe.

Die Kapazitätsvergabeverfahren an der deutsch-französischen und der deutsch-niederländischen Grenze sind Bestandteil des regionalen Elektrizitätsmarktes Zentralwesteuropa. Durch die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden und der Übertragungsnetzbetreiber in der Region konnten Ende des Jahres 2007 in einem ersten Schritt Verbesserungen und teilweise eine Harmonisierung der Regeln für die Auktionen zur Kapazitätsvergabe an den Grenzkuppelstellen erreicht werden. Die Übertragungsnetzbetreiber hatten im Sommer 2007 verschiedene Änderungen der Auktionsregeln für das Jahr 2008 vorgeschlagen, die vor allem Regelungen zur Abwicklung der Zahlungen sowie zur Bereitstellung von Auktionsergebnissen betrafen. Damit sollten die Regeln an diesen Grenzen teilweise vereinheitlicht werden. Sie sind von den Regulierungsbehörden als erster Schritt begrüßt worden. Im Jahr 2008 werden die Übertragungsnetzbetreiber daher weiter an der Verbesserung und Harmonisierung der Auktionsregeln arbeiten. Für die Auktionsregeln an der deutsch-französischen Grenze wurde insbesondere das Thema der Verbindlichkeit von bereits nominierten Grenzkuppelkapazitäten zwischen den Regulierungsbehörden diskutiert. Die auch im Rahmen der European Regulators Group for Electricity and Gas (EREG) geführte Diskussion führte zu einem Positionspapier der Regulierungsbehörden, das an die EU-Kommission versandt und veröffentlicht wurde. Darüber hinaus wurden Regelungen für einen grenzüberschreitenden untertäglichen Handel (sog. Intraday-Handel) in den Auktionsregeln definiert. An der deutsch-niederländischen Grenze wurde seitens der Bundesnetzagentur vor allem auf eine zeitnahe Einführung des Nettings und des Intraday-Handels hingewirkt.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), die Bundesnetzagentur, die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und die EEX AG haben im Jahr 2007 intensiv an der Abstimmung eines „Memorandums of Understanding“ (MoU) zur Einführung eines lastflussbasierten Market Couplings (Marktkopplung) zwischen den Märkten Belgiens, Deutschlands, Frankreichs, Luxemburgs und der Niederlande gearbeitet. Dieses MoU wurde am 06.06.2007 abgeschlossen. In der zweiten Jahreshälfte 2007 war Schwerpunkt der Arbeit im regionalen Elektrizitätsmarkt Zentralwesteuropa die Umsetzung dieser Absichtserklärung. So wurden von den ÜNB u.a. bereits Beispielrechnungen zur lastflussbasierten Kapazitätsberechnungs- und -vergabemethode durchgeführt. Die Regulierungsbehörden werden außerdem im Jahr 2008 einen gemeinsamen Bericht zum Monitoring der Auktionen im Jahr 2007 an den Grenzkuppelstellen der Region veröffentlichen.

An der deutsch-schweizerischen Grenze wurde im November 2007 ein neues Vergabeverfahren für den untertäglichen Kapazitätshandel eingeführt. Das bis dahin durchgeführte

telefonische Vergabeverfahren wurde auf eine automatisierte Vergabe über eine Internetplattform umgestellt.

Die deutschen Grenzen nach Polen und der Tschechischen Republik sind Bestandteile des regionalen Elektrizitätsmarktes Zentralosteuropa, im Rahmen dessen seit 2005 die Einführung eines lastflussbasierten Modells intensiv diskutiert wird. Dieses Modell soll die Lastflüsse, die durch ein Stromgeschäft entstehen, stärker bei der Vergabe der begrenzten Übertragungskapazitäten berücksichtigen. Ein solches Modell wird zwar auch im regionalen Elektrizitätsmarkt Zentralwesteuropa diskutiert, ist aber bisher in Europa noch nicht zur Anwendung gekommen. In 2007 haben die ÜNB in Zentralosteuropa intensiv die Grundlagen dieses Modells erforscht. Der ursprünglich anvisierte Starttermin zum 01.01.2008 wurde aufgrund von Umsetzungsschwierigkeiten um ein Jahr auf den 01.01.2009 verschoben. Die bisher verwendeten Verfahren zur Engpassbewirtschaftung werden daher bis zur Einführung des lastflussbasierten Modells weitergeführt. Parallel dazu haben einige Übertragungsnetzbetreiber in der Region bilaterale Verfahren für die untertägliche grenzüberschreitende Bewirtschaftung der Übertragungskapazität eingeführt. Für die Regelzone Vattenfall Europe Transmission begann Ende September 2007 ein solches bilaterales Verfahren mit dem tschechischen Übertragungsnetzbetreiber CEPS. Im Mai 2008 wurde auch der deutsche Übertragungsnetzbetreiber E.ON Netz einbezogen.

Regulierungsbehörden, ÜNB und Börsen haben in 2007 daran gearbeitet, das Engpassmanagement auf den Verbindungsleitungen zwischen Deutschland und Dänemark durch die Einführung eines Market Couplings zu verbessern. Hierauf hatten sich die ÜNB Energinet.dk, E.ON Netz, Vattenfall Europe Transmission sowie die Börsen Nord Pool Spot und EEX im Oktober 2006 in einem MoU verständigt. Die Umsetzung des Projektes wird durch die Implementierungsgruppe des regionalen Elektrizitätsmarktes Nordeuropa begleitet. Die Einführung des Market Couplings - ursprünglich für Ende 2007 geplant - ist für Ende September 2008 vorgesehen. Grund für die Verzögerung sind insbesondere Probleme in der informationstechnischen Umsetzung des Projektes.

Auch auf „Baltic Cable“, einer Hochspannungsgleichstromübertragungsleitung zwischen Schweden und Deutschland, die derzeit im Wesentlichen von den Kabeleigentümern E.ON Sverige AB und Statkraft Energi AS genutzt wird, soll in naher Zukunft Market Coupling eingeführt werden.

Ein untertäglicher Kapazitätshandel für die Verbindung zwischen Deutschland und Westdänemark wurde im Juni 2008 eingeführt.

#### Verfügbare Übertragungskapazität und Verbundgrad

In der folgenden Abbildung sind die sich aus den Berechnungen der ÜNB ergebenden Übertragungskapazitäten für die einzelnen Grenzkuppelstellen, die für den Markt in den Jahren 2006 und 2007 zur Verfügung standen, dargestellt. An der Grenze von Deutschland nach Frankreich ist ein Rückgang der Kapazitäten in 2007 gegenüber 2006 zu verzeichnen. Die durchschnittlich verfügbaren Übertragungskapazitäten sind an den übrigen Grenzen im Wesentlichen konstant geblieben. Bei der Berechnung der mittleren verfügbaren Übertragungskapazität ist zu beachten, dass ausschließlich Werte der Jahresauktion bei der Berechnung herangezogen wurden.

## Mittlere verfügbare Übertragungskapazität 2006 und 2007

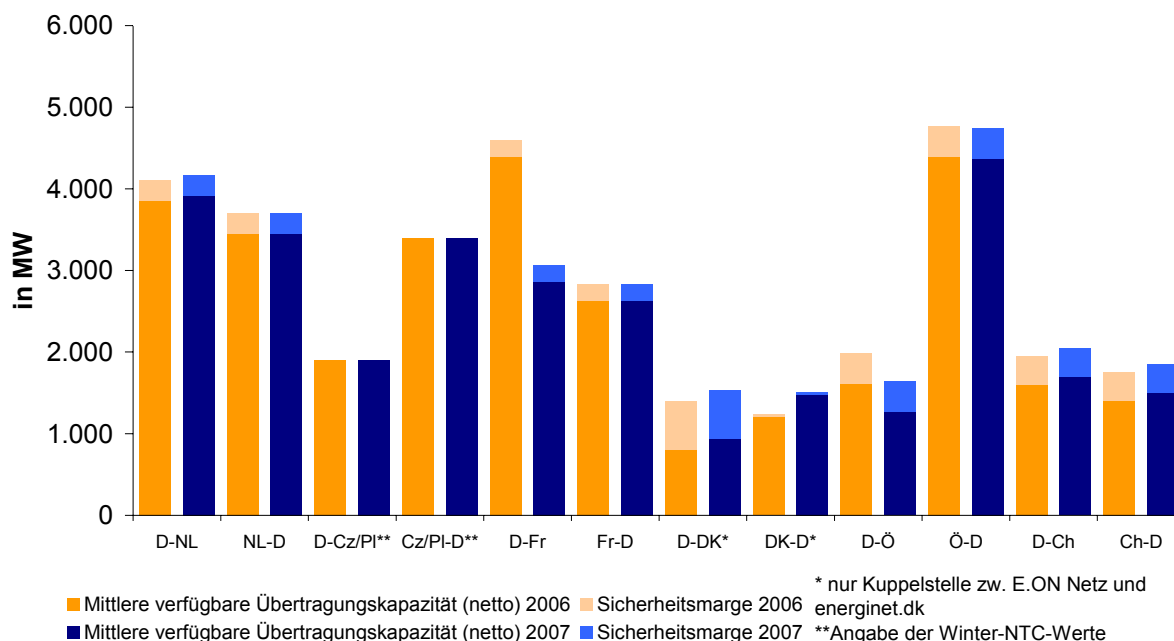


Abbildung 2: Mittlere verfügbare Übertragungskapazität an den deutschen Grenzkuppelstellen in 2006 und 2007

Der Verbundgrad des gesamten deutschen Übertragungsnetzes berechnet sich aus der Importkapazität dividiert durch die insgesamt in Deutschland installierte Kraftwerksleistung. Die Importkapazität lag in 2007 bei durchschnittlich 17 GW, als installierte Kraftwerksleistung weist der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) 129,2 GW<sup>30</sup> (2006: 124,3 GW) aus. Bei gleichbleibender Importkapazität ist die Erzeugungsleistung weiter angestiegen. Damit ist der Verbundgrad Deutschlands in 2007 auf rund 13 Prozent (2006: 14 Prozent) gesunken.

### Vergebene Übertragungskapazität

Die vergebene Kapazität an den deutschen Grenzkuppelstellen, an denen in 2006 und 2007 Auktionen zur Vergabe der grenzüberschreitenden Kapazitäten stattgefunden haben, ist insgesamt, mit Ausnahme der Grenze zu den Niederlanden (Absinken der vergebenen Kapazität) sowie Tschechien und Polen (Anstieg der vergebenen Kapazität), in 2007 gegenüber 2006 relativ konstant geblieben. Die nachstehende Abbildung stellt die durchschnittlich in 2006 und 2007 an den jeweiligen Grenzen im Rahmen der expliziten Auktionen an die Auktionsteilnehmer vergebenen Kapazitäten dar. Nicht genutzte Kapazitäten aus der Jahres- und Monatsauktion können in der Tagesauktion wieder verauktioniert worden sein. Dadurch kann u.a. eine Differenz zu den zuvor dargestellten verfügbaren Kapazitäten entstehen.

<sup>30</sup> Ergebnis aus der Umfrage zur „Leistungsbilanz der Allgemeinen Elektrizitätsversorgung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2007“



### Durchschnittliche vergebene in den grenzüberschreitenden Kapazitätsauktionen Kapazitäten in 2006 / 2007

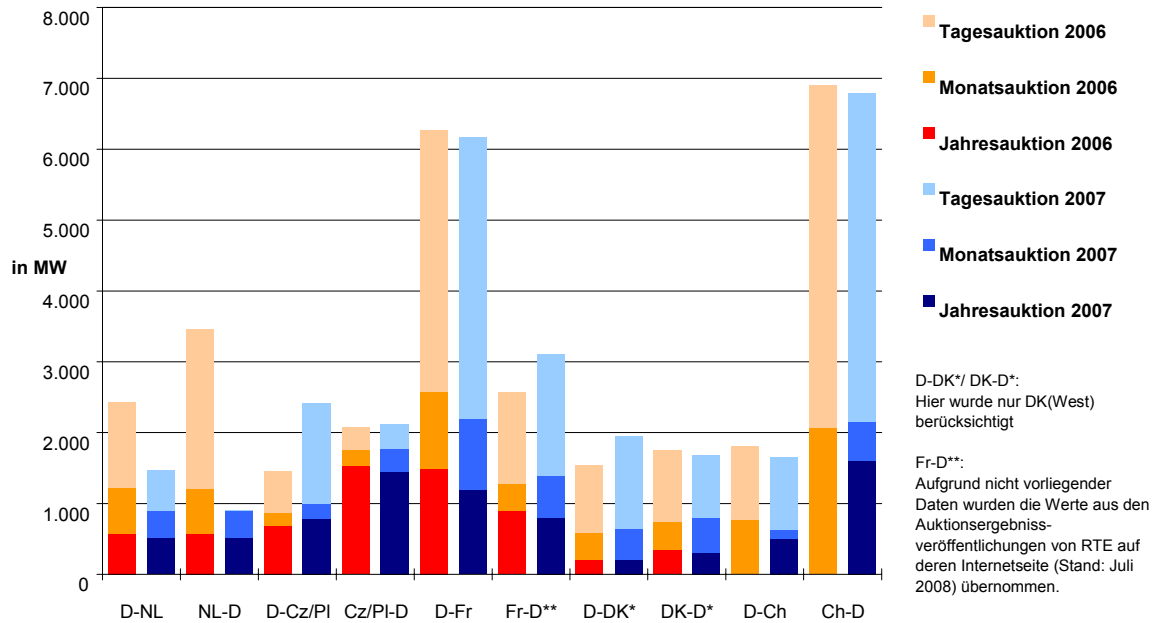


Abbildung 3: Durchschnittliche vergebene Kapazitäten in den grenzüberschreitenden Kapazitätsauktionen in 2006 und 2007

### Grenzüberschreitende Lastflüsse

Die Auswertung der grenzüberschreitenden Lastflüsse zeigt, dass Deutschland auch im Berichtsjahr 2007 den Strom hauptsächlich in die Niederlande, nach Österreich und in die Schweiz exportierte. Während der Export in die Niederlande zurückgegangen ist, gab es Steigerungen bei den südlichen Nachbarn Deutschlands. Weiterhin ist ein Anstieg der Exporte nach Polen und in die Tschechische Republik festzustellen. Wichtigste Importländer aus deutscher Sicht waren in 2007 wieder Frankreich sowie Polen und die Tschechische Republik, die auch bereits 2006 zu den wichtigsten Importländern gehörten. Deutlich zugenommen hat in 2007 insbesondere der Import aus Dänemark. Der Export in die in der folgenden Abbildung betrachteten Länder ist von 57 TWh auf 56 TWh gesunken. Der Import reduzierte sich von 41 TWh in 2006 auf 39 TWh in 2007. Die Entwicklung der durchschnittlichen stündlichen grenzüberschreitenden Lastflüsse in 2006 und 2007 ist in der nachstehenden Abbildung dargestellt.

### Durchschnittliche stündliche Lastflüsse 2006 und 2007

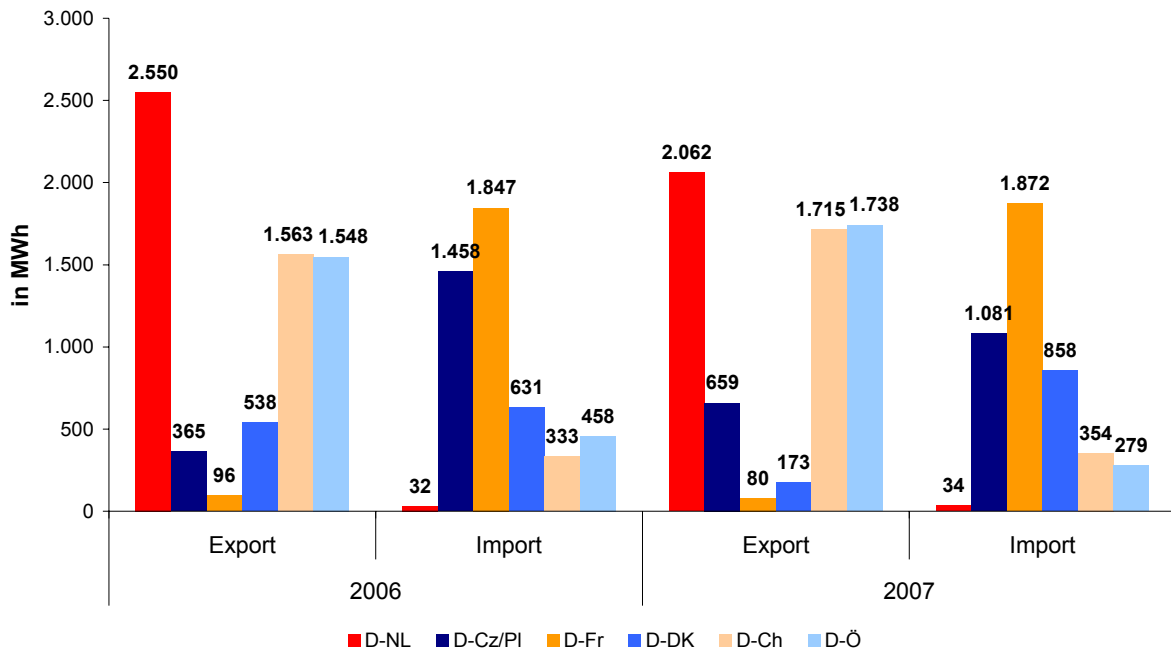


Abbildung 4: Durchschnittliche stündliche Lastflüsse auf grenzüberschreitenden Kuppelleitungen in 2006 und 2007

### Einnahmen aus Engpassmanagement

Die Einnahmen aus der Vergabe von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten beliefen sich in 2007 auf insgesamt 396 Mio. Euro. Im Vergleich zu 2006 haben sich die Einnahmen aus dem Engpassmanagement im Berichtsjahr 2007 reduziert. Für Exportkapazitäten fielen bei den ÜNB 2007 ca. 228 Mio. Euro (2006: ca. 298 Mio. Euro) Einnahmen an, für Kapazitäten in Importrichtung waren es 2007 rund 168 Mio. Euro (2006: ca. 338 Mio. Euro). Für die Importrichtung Frankreich-Deutschland liegen in 2006 und 2007 keine Daten vor.

### Auktionseinnahmen in 2007

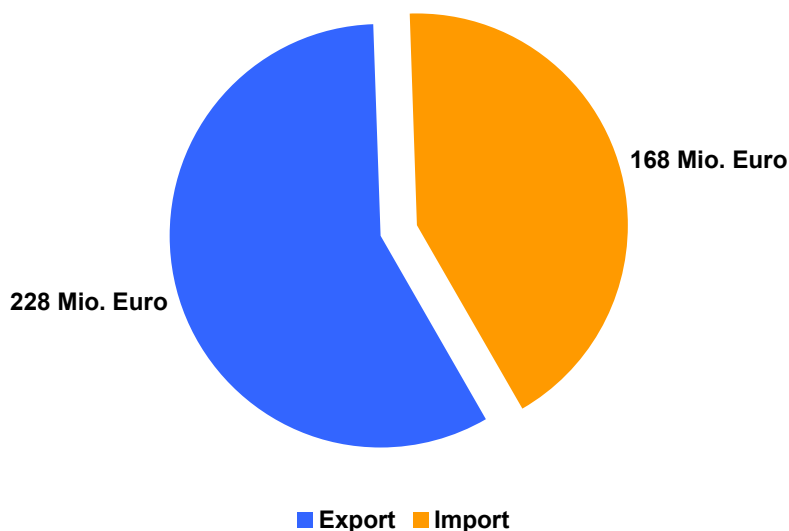


Abbildung 5: Auktionseinnahmen in 2007

Bei den in der vorstehenden Abbildung dargestellten Einnahmen ist darauf hinzuweisen, dass diese die Einnahmen für die Kapazitätsvergabe an den jeweiligen Grenzen insgesamt darstellen. Die dargestellten Einnahmen werden entsprechend individueller Vereinbarungen zwischen den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern aufgeteilt. Die Entwicklung der bei den deutschen ÜNB verbleibenden Auktionserlöse ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Die Einnahmen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber aus den Engpassmanagement-verfahren sind in 2007 mit insgesamt rd. 219 Mio. Euro im Vergleich zu 2006 (rd. 314 Mio Euro) gesunken.

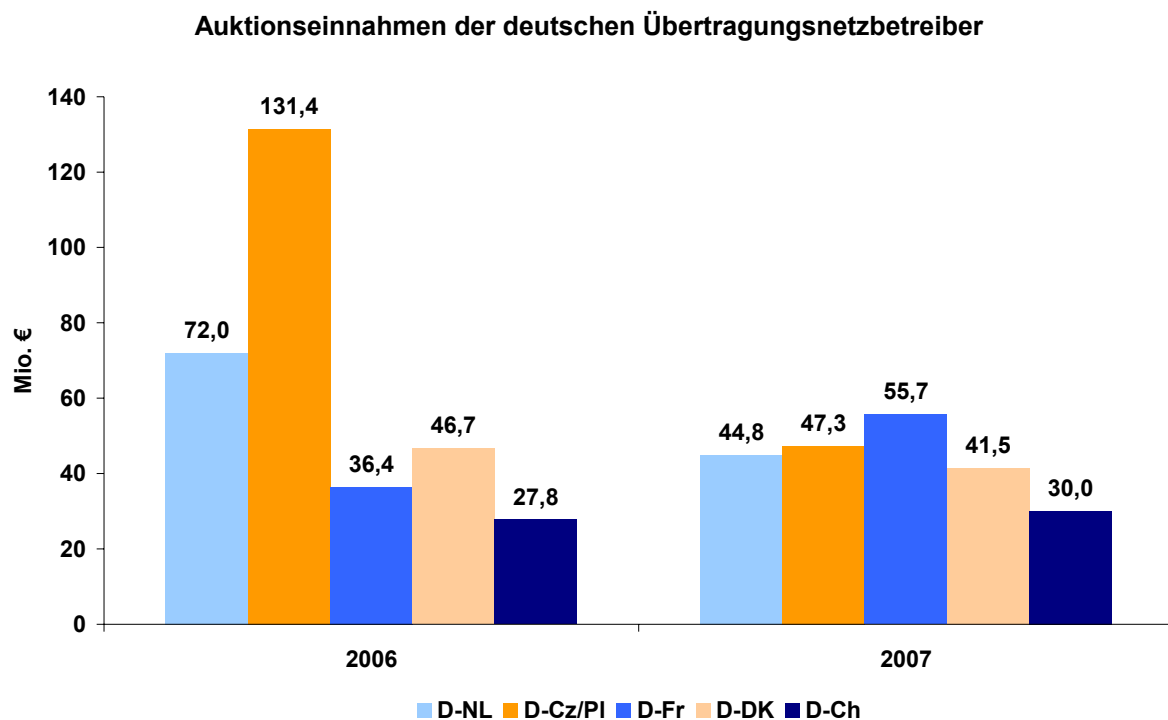


Abbildung 6: Entwicklung der bei den deutschen ÜNB verbliebenen Auktionseinnahmen seit 2006

Die Einnahmen aus der Kapazitätsvergabe sind gemäß Art. 6 Abs. 6 der EG-Verordnung 1228/2003 für die Gewährleistung der Verfügbarkeit der zugewiesenen Kapazität, für Netzinvestitionen zum Erhalt oder Ausbau von Verbindungskapazitäten und / oder als Einkünfte, die bei der Genehmigung der Netzentgelte zu berücksichtigen sind, zu verwenden. Die Einnahmen aus der Vergabe von grenzüberschreitender Übertragungskapazität werden größtenteils bei der Kalkulation der Netzentgelte berücksichtigt. Da jedoch trotz Verbesserung der Auktionsmechanismen und der damit verbundenen effizienteren Nutzung der vorhandenen Kapazitäten weiterhin die Notwendigkeit des Ausbaus der Grenzkuppelstellen besteht, haben E.ON Netz und Vattenfall Europe Transmission angekündigt, einen Teil der Einnahmen aus den Kapazitätsvergabeverfahren in den Ausbau der Grenzkuppelstellen zu investieren.

#### 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. Nachdem der Vertrag über den Ausgleichsmechanismus, der in den vergangenen Jahren die Basis für die Ermittlung der Kompensationszahlungen und die Finanzierung des Fonds bildete, im März 2007 auslief, einigten sich 27 europäische ÜNB für den Zeitraum April bis Dezember 2007 auf eine Interimslösung auf Basis des IMICA-Modells (Improved Modelling for Infrastructure Cost Allocation). Dieses Modell berücksichtigt detaillierter die Größe und die Ausmaße der Netze, welche durch grenzüberschreitende Flüsse betroffen sind, indem Sensitivitätsfaktoren verwendet werden. Diese spiegeln die Transite durch die Netze der ÜNB wider. Aufbauend auf dieser Interimslösung haben die europäischen Übertragungsnetzbetreiber für die Jahre 2008 und 2009 einen freiwilligen Vertrag über den Aus-

gleichsmechanismus geschlossen. Gemäß vorläufiger Angaben haben die vier deutschen ÜNB in 2007 einen Gesamtbetrag von ca. 21,8 Mio. Euro (2006: ca. 39,8 Mio. Euro) erhalten.

### 2.1.2.2 Verteilernetze

Soweit netz- oder marktbezogene Maßnahmen nach § 15 Abs. 1 StromNZV (Stromnetz-zugangsverordnung) nicht dazu geführt haben, einen Engpass zu verhindern, ist nach § 15 Abs. 2 StromNZV eine marktorientierte, transparente und diskriminierungsfreie Bewirtschaftung der verfügbaren Leitungskapazität durch den Netzbetreiber vorzunehmen.

Verteilernetzbetreiber haben gemäß § 15 Abs. 5 i.V.m. § 15 Abs. 4 StromNZV die Verpflichtung, Engpässe in ihrem Netz unverzüglich, zumindest auf ihrer Internetseite, zu veröffentlichen. Die Veröffentlichungspflicht umfasst die zur Verfügung stehende Gesamtkapazität, die Übertragungsrichtung, in der der Engpass auftritt, und die prognostizierte Dauer.

Die folgende Übersicht zeigt die in 2007 entsprechend der Monitoringabfrage im Elektrizitätsverteilernetz vorhandenen Engpässe im Sinne des § 15 Abs. 5 i.V.m. § 15 Abs. 2 StromNZV.

Netzebene	Anzahl (Gesamt)	davon innerhalb der Netzebene	davon zur vorgelagerten Netzebene	davon zur nachgelagerten Netzebene	davon zum 31.12.07 nicht mehr bestehend
Höchstspannung	1	0	0	1	0
Hochspannung	5	5	0	0	5
Mittelspannung	1	1	0	0	0
Niederspannung	6	6	0	0	1

Tabelle 3: Engpässe im Elektrizitätsverteilernetz in 2007

In der Hochspannungsebene ist im Berichtsjahr 2007 mit insgesamt fünf Engpässen gegenüber 2006 (19) ein Rückgang der Engpässe zu verzeichnen. Zum 31.12.2007 bestand auf der Hochspannungsebene im Verteilernetz kein Engpass mehr. Hieraus lässt sich schließen, dass Maßnahmen (z. B. Netzausbau, Engpassmanagement) zur Beseitigung bzw. Vermeidung der Engpässe ergriffen und erfolgreich umgesetzt wurden.

Verteilernetzbetreiber mit einem hohen Zuwachs von Erzeugungsleistung, welche in den Anwendungsbereich des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) fallen, haben die im EEG enthaltene Privilegierung dieser Anlagen zu berücksichtigen. Insoweit sind im Falle eines Netzengpasses die Steuerung der Elektrizitätseinspeisung durch Leistungsreduzierung oder gar Leistungsabschaltung entsprechend der gesetzlichen Vorgaben zu ermöglichen und dabei der Systemverantwortung des Netzbetreibers Rechnung zu tragen.

### 2.1.3 Netzentgelte

Zur Herstellung von Markttransparenz bei den Netzentgelten sind im Rahmen der Monitoringabfrage von Großhändlern und Lieferanten Elektrizität zum Stichtag 01.04.2008 Angaben

zum aktuellen durchschnittlichen Einzelhandelspreisniveau gemäß den folgenden Eurostat<sup>31</sup>-Definitionen (typische Elektrizitätskundenkategorien) abgefragt worden:

- Ig: Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh/Jahr, einer Jahreshöchstlast von 4.000 kW und einer Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden, Versorgung in Mittelspannung (10 oder 20 kV)
- Ib: Gewerbliche Kunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh/Jahr, einer Jahreshöchstlast von 50 kW und einer Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV)  
(Sofern in der Kundenkategorie Ib keine Leistungsmessung erfolgt, war der Wert für Ib auf der Basis einer Belieferung ohne Leistungsmessung anzugeben.)
- Dc: Haushaltskunden (Haushaltsbedarf) mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, darunter 1.300 kWh Nachtstrom (Schwachlaststrom),<sup>32</sup> Versorgung in Niederspannung (0,4 kV) (Standardwohnung 90 m<sup>2</sup>)  
(Sofern in der Kundenkategorie Dc keine Zweitarifmessung erfolgt, war der Wert für Dc auf der Basis einer Belieferung mit Eintarifmessung anzugeben.)

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 01.04.2008.

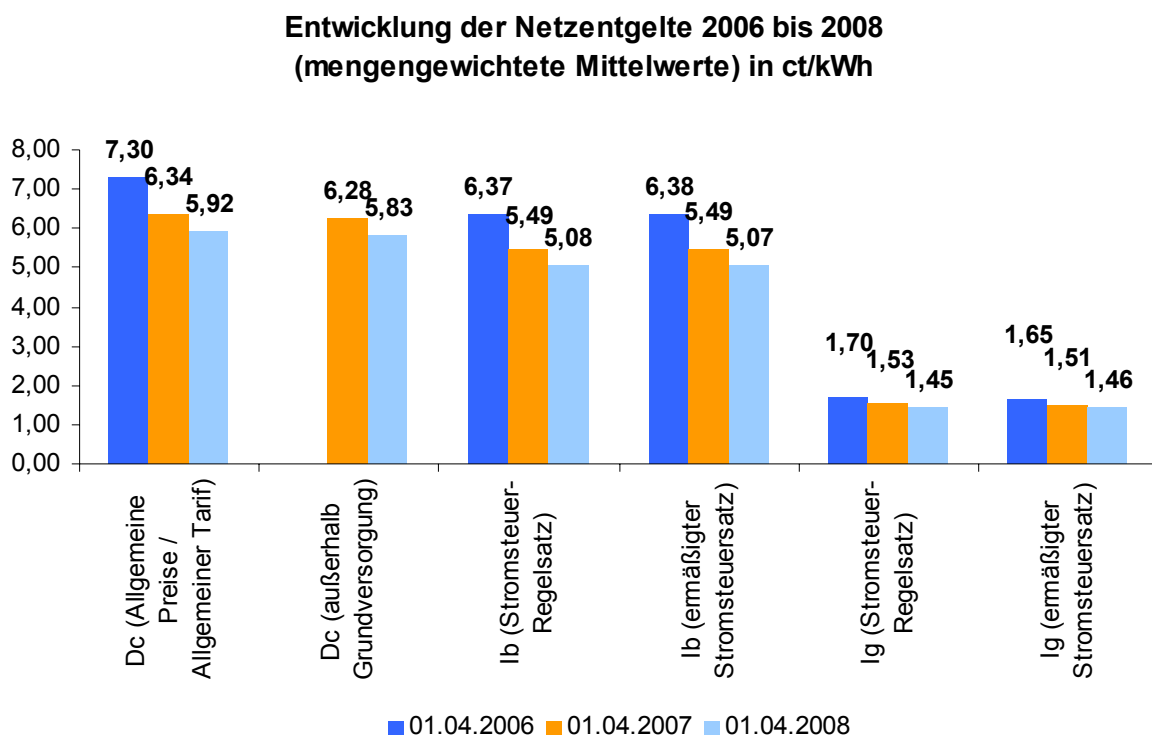


Abbildung 7: Entwicklung der durchschnittlichen, mengengewichteten Netzentgelte<sup>33</sup>

Die durchschnittlichen Netzentgelte sind in allen untersuchten Kundenkategorien im Berichtsjahr erneut gesunken. So lässt sich bei den Haushaltskunden Dc (Allgemeine Preise / Allgemeiner Tarif) nach der Senkung zwischen dem 01.04.2006 und dem 01.04.2007 von rund 13 Prozent, eine erneute Reduzierung um 6,63 Prozent feststellen. Im Vergleich 01.04.2008 zu 01.04.2007 wurde bei allen untersuchten Eurostat-Kategorien eine Senkung

<sup>31</sup> Eurostat: Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaften.

<sup>32</sup> Eine separate Ausweisung des Schwachlaststromes ist für Haushaltskunden in Deutschland eher untypisch.

<sup>33</sup> Die Netzentgelte der Kundenkategorie Dc (außerhalb der Grundversorgung) wurden in 2006 nicht erhoben.

zwischen 3,31 und 7,65 Prozent realisiert. Diese Netzentgeltsenkungen konnten durch Kürzungen der von den Netzbetreibern beantragten Kosten nach Durchführung der Prüfungen der Regulierungsbehörden insbesondere bei der Bewertung des Sachanlagevermögens sowie bei Netzkäufen, bei der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung sowie der Gewerbesteuer und der Verlustenergie erreicht werden. Weiterhin wurde im Rahmen der Antragsprüfung ein Benchmarking der „Aufwandsgleichen Kosten“ durchgeführt, welches ebenso zur Senkung der Netzentgelte beitrug. Zudem wurden bei den Entgelten für Messung und Abrechnung Preisobergrenzen von der Bundesnetzagentur eingeführt.

Von den 255 Netzbetreibern in Zuständigkeit<sup>34</sup> der Bundesnetzagentur wurden im Rahmen des zweiten Genehmigungsverfahrens Elektrizität Kosten von rund 20,4 Mrd. Euro beantragt. 145 der 255 Verfahren wurden im Wege der Verlängerung der Netzentgelte aus der ersten Entgeltgenehmigungsrunde bis zum 31.12.2008 abgeschlossen. Durch die Kostenprüfungen in den übrigen 110 Verfahren wurden überwiegend deutliche Kürzungen gegenüber den beantragten Kosten vorgenommen, die sich in praktisch allen Fällen auch in Netzentgeltsenkungen niedergeschlagen haben. Die Höhe der Absenkungen für die einzelnen Kundensegmente hängen von dem jeweiligen Abnahmeverhalten des Netzkunden ab. Die Entscheidungen der zweiten Genehmigungsrunde zeigen, dass bei den Netzentgelten auch nach den Kürzungen des ersten Genehmigungsverfahrens weitere Spielräume zur Kostenreduktion vorhanden waren.

Insgesamt sind die durchschnittlichen Netzentgelte je nach Kundenkategorie seit 2006 in einer Spanne zwischen 0,19 bis 1,38 ct/kWh gesunken. Bezogen auf die erhobene Gesamtelektrizitätsabgabe an Haushaltskunden in Höhe von rund 121,18 TWh<sup>35</sup> ergibt sich durch die Netzkostenprüfungen der Regulierungsbehörden, bei einer Reduzierung der durchschnittlichen Netzentgelte in der Kategorie Dc (Allgemeine Preise / Allgemeine Tarife) von 1,38 ct/kWh, eine gesamte Kostenentlastung der Haushaltskunden in Höhe von schätzungsweise über 1,6 Mrd. Euro. Auch bei den Gewerbe- und Industriekunden konnten deutliche Entlastungen erreicht werden. Somit ist die Kostenprüfung der Regulierungsbehörden 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 und dem Preisanstieg auf den Elektrizitätsmärkten ist der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis überproportional gesunken. Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht diesen Sachverhalt:

---

<sup>34</sup> Originäre Zuständigkeit sowie Organleihe gemäß Verwaltungsabkommen mit den Ländern Berlin, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Thüringen.

<sup>35</sup> Berechnet aus „Gesamte Elektrizitätsentnahmemenge von Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG“ subtrahiert mit „Elektrizitätsentnahmemenge von Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG für Elektrospeicherheizungen und Wärmepumpen“, dann hochgerechnet auf eine Marktabdeckung von 100 Prozent bezogen auf den Nettoelektrizitätsverbrauch von Letztverbrauchern.

### Entwicklung der Netzentgeltanteile am Gesamtelektrizitätspreis 2006 bis 2008 (mengengewichtete Mittelwerte) in Prozent

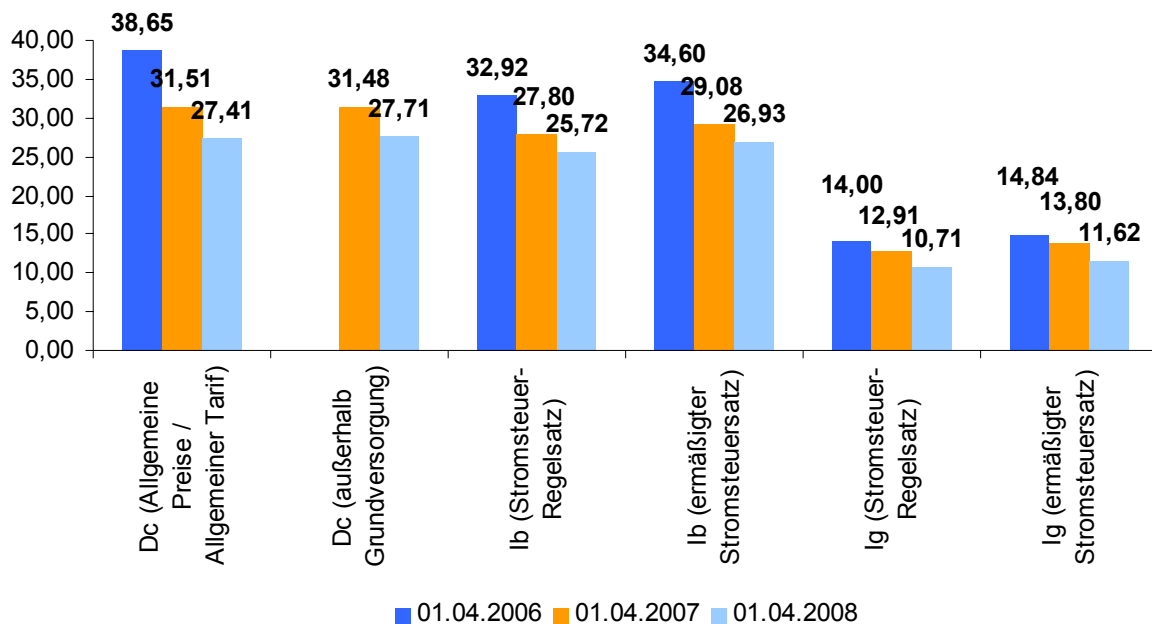


Abbildung 8: Entwicklung der Netzentgeltanteile am Gesamtelektrizitätspreis<sup>36</sup>

Der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis ist in den letzten zwei Jahren beispielsweise bei den Haushaltskunden Dc (Allgemeine Preise / Allgemeiner Tarif) von 38,65 Prozent auf aktuell 27,41 Prozent gesunken.

#### 2.1.4 Hilfsdienste

Im Bereich der so genannten Hilfsdienste wurden von den ÜNB Angaben zur Vorhaltung von Blindleistung, zur Bereitstellung von Verlustenergie und zur Vorhaltung und dem Einsatz von Regelleistung gemacht. Zum anderen wurden erstmals auch Angaben zur Schwarzstartfähigkeit sowie zu nationalem und grenzüberschreitendem Redispatch abgefragt. Ebenfalls wurden erstmals die jeweiligen Kosten und eventuelle kostenmindernde Erlöse innerhalb der zuvor genannten einzelnen Sparten getrennt abgefragt. Auf einen Vergleich der in der folgenden Abbildung dargestellten saldierten Kosten mit Angaben aus den Vorjahren wird daher weitestgehend verzichtet.<sup>37</sup>

<sup>36</sup> Die Netzentgelte der Kundenkategorie Dc (außerhalb der Grundversorgung) wurden in 2006 nicht erhoben.

<sup>37</sup> Bei den nachfolgenden Angaben aus dem Jahr 2007 werden, soweit nicht abweichend bezeichnet, jeweils saldierte Kosten (aufwandsgleiche Kosten abzüglich kostenmindernder Erlöse) genannt.

Saldierte Hilfsdienstkosten der ÜNB im Jahr 2007

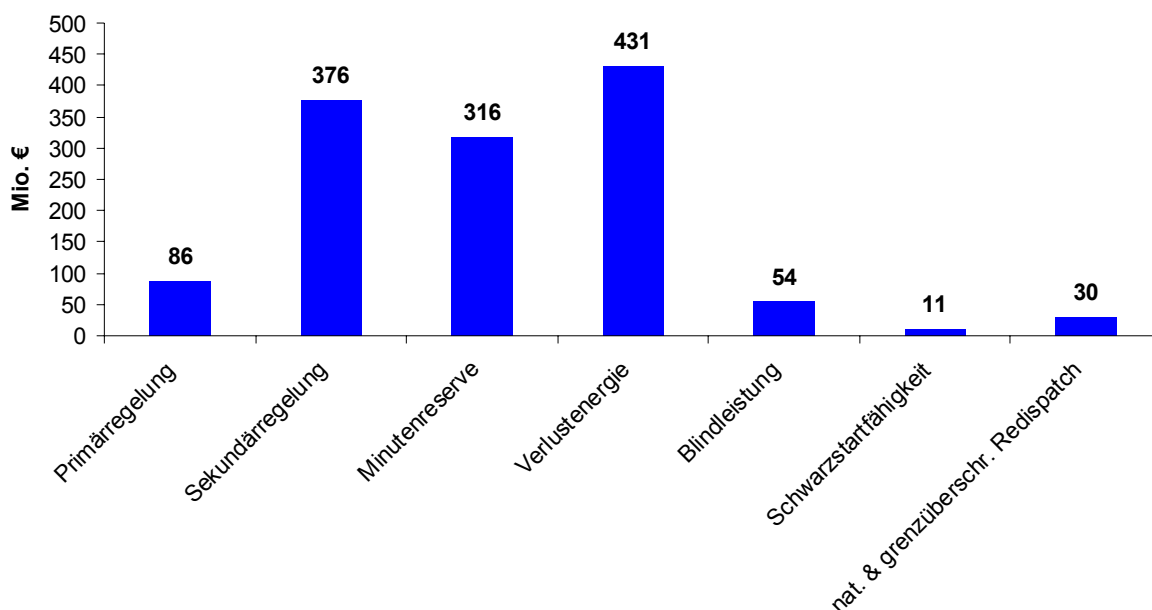


Abbildung 9: Saldierte jährliche Hilfsdienstkosten der deutschen ÜNB nach Hilfsdienst im Jahr 2007

In Summe betragen die aufwandsgleichen Kosten für die Hilfsdienste im Jahr 2007 ca. 1.375 Mio. Euro. Dem standen kostenmindernde Erlöse in Höhe von insgesamt ca. 72 Mio. Euro gegenüber.

Neben der Regelleistungsvorhaltung als größtem Kostenblock stellte die Bereitstellung von Verlustenergie<sup>38</sup> (zum Ausgleich von Netzverlusten) mit saldierten Kosten in Höhe von ca. 431 Mio. Euro (2006: ca. 401 Mio. Euro) den zweitgrößten Posten dar. Innerhalb der drei Regelleistungsqualitäten (Primärregelung, Sekundärregelung, Minutenreserve) weist der Sekundärregelmarkt mit ca. 376 Mio. Euro auch in 2007 den größten Teil des Marktvolumens auf. Dem Minutenreservemarkt sind ca. 316 Mio. Euro und dem der Primärregelung ca. 86 Mio. Euro zuzuordnen. Das Gesamtvolumen der saldierten Kosten für die drei Qualitäten der Regelleistung betrug folglich ca. 777 Mio. Euro im Berichtsjahr, wobei hier jeweils lediglich die Kosten der Leistungsvorhaltung berücksichtigt wurden.<sup>39</sup> Zur Beschaffung der vorzuhaltenden Regelleistung führen die ÜNB regelmäßig Ausschreibungen durch. Die im Rahmen der Beschaffung von Regelleistung von den ÜNB im Jahr 2007 ausgeschriebenen Mengen sind in der nachstehenden Tabelle aufgelistet.

	Primärregelung	Sekundärregelung		Minutenreserve	
	pos. / neg.	pos.	neg.	pos.	neg.
<b>EnBW TNG</b>	71	720	390	2760 - 3420	1800 - 2250
<b>E.ON Netz</b>	169 - 170	500 - 800	400 - 500		
<b>RWE TSO</b>	284	1230 - 1250	830 - 1000		
<b>VE-T</b>	136	580	580		

Tabelle 4: Übersicht über die im Jahr 2007 von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung in MW<sup>40</sup>

<sup>38</sup> Die Beschaffung von Verlustenergie erfolgt durch Ausschreibungen auf den Internet-Seiten der jeweiligen ÜNB.

<sup>39</sup> Die Summe der drei Einzelwerte entspricht auf Grund von Rundungsdifferenzen nicht dem Gesamtwert.

<sup>40</sup> Nach Internetveröffentlichungen der ÜNB unter [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net).



Die Angabe von Leistungsspannen ist auf die regelmäßige Anpassung der benötigten Regelleistung vor jeder Ausschreibung zurückzuführen, die u.a. auch mit einer unterschiedlichen Qualität der Prognosefehler begründet wird. Da die Ausschreibung der Minutenreserve bereits seit 01.12.2006 in Form einer gemeinsamen Ausschreibung erfolgt, wird der Bedarf hier nur noch als aggregierter Bedarf aller ÜNB veröffentlicht. Seit 01.12.2007 erfolgen, hier allerdings monatlich, auch die Ausschreibungen von Primärregelleistung und Sekundärregelleistung über die gemeinsame Plattform der ÜNB.<sup>41</sup>

### Sekundärregelleistung

Auf Basis der im Jahr 2007 insgesamt in den vier deutschen Regelzonen eingesetzten Sekundärregelleistung (SRL) wurde je Viertelstunde durchschnittlich positive SRL in Höhe von ca. 345 MW (2006: ca. 466 MW) von den ÜNB abgerufen. Für negative SRL lag der Durchschnittswert bei ca. 540 MW (2006: ca. 413 MW). Damit betrug der mengenmäßige Anteil des negativen Sekundärregelleistungseinsatzes ca. 61 Prozent (2006: ca. 47 Prozent). In der nachstehenden Abbildung ist die Verteilung der insgesamt rund 7,8 TWh eingesetzter Sekundärregelenergie dargestellt.

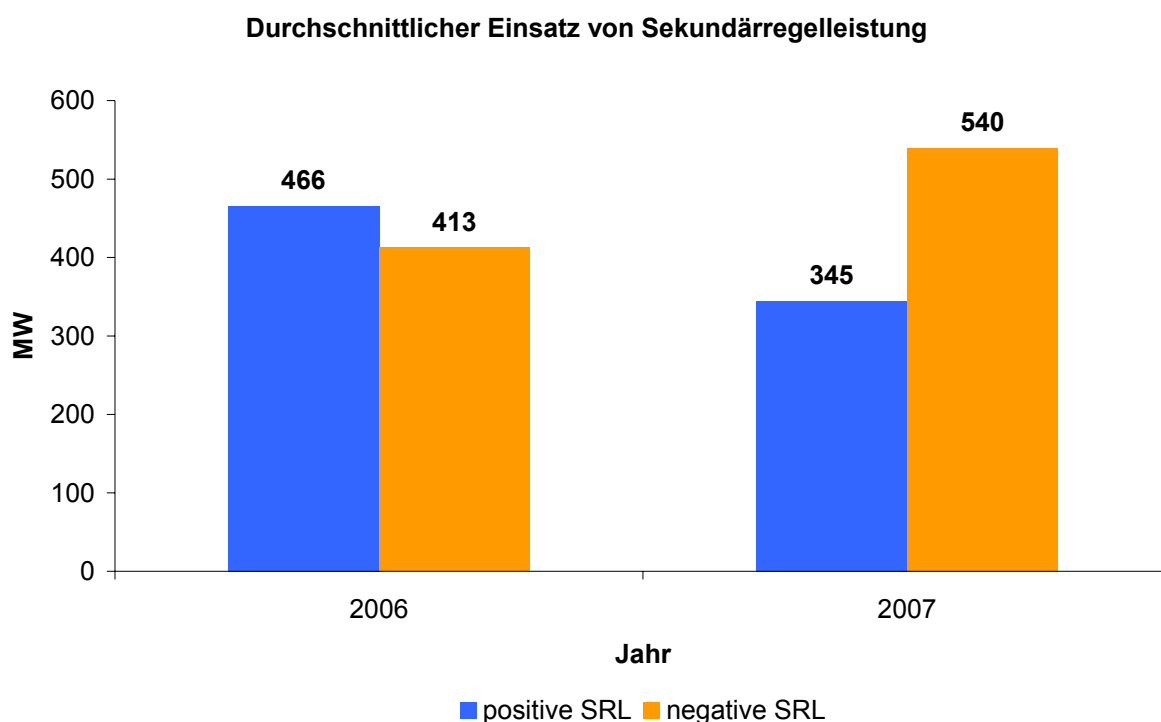


Abbildung 10: Entwicklung der durchschnittlich abgerufenen Sekundärregelleistung (SRL) in 2006 und 2007

### Minutenreserve

Erstmals seit dem Jahr 2004 ist die Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MR) und damit auch die eingesetzte Minutenreserveleistung in 2007 angestiegen. Auffällig ist, dass sich die Einsatzhäufigkeit negativer MR bei insgesamt 4.888 Einsätzen auf 3.257 Abrufe (2006: 1.730 Abrufe) nahezu verdoppelt hat, während die positive MR nur noch 1.631 Abrufe verzeichnete (2006: 2.210 Abrufe). In der folgenden Abbildung sind die Veränderungen bei der Abrufhäufigkeit für jeden ÜNB einzeln dargestellt.

<sup>41</sup> Siehe hierzu und für weitere Informationen auch [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net).

### Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve seit 2006

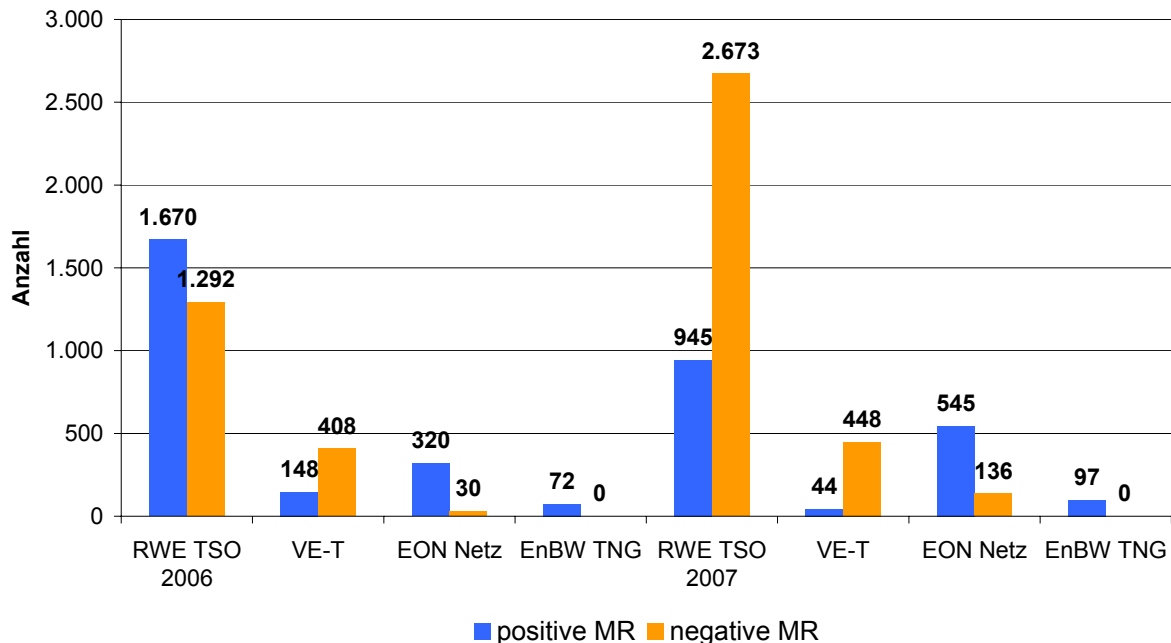


Abbildung 11: Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MR) innerhalb der vier deutschen Regelzonen in 2006 und 2007<sup>42</sup>

Aus der Abbildung ist erkennbar, dass auch 2007 wieder von RWE TSO am häufigsten MR abgerufen wurde. Auch die oben genannte Verschiebung der Einsatzhäufigkeit hin zur negativen MR ist vor allem der Regelzone der RWE TSO zuzuschreiben. Eine vergleichbar deutliche Zunahme der Einsatzhäufigkeit beider Arten von MR hat es darüber hinaus nur bei E.ON Netz gegeben.

Entsprechend der Entwicklung bei der Häufigkeit des Einsatzes hat sich auch die eingesetzte Energiemenge bei der negativen MR auf ca. 235 GWh nahezu verdoppelt, während bei der positiven MR nahezu unverändert ca. 126 GWh eingesetzt wurden. In Verbindung mit der insgesamt abgerufenen Leistung und der o.g. Zahl der Abrufe lässt sich damit für das Jahr 2007 ein Durchschnitt von ca. 310 MW positiver (2006: ca. 234 MW) und ca. 289 MW negativer (2006: ca. 275 MW) Minutenreserveleistung pro Abruf berechnen. Die nächste Abbildung zeigt, dass die durchschnittlich abgerufene positive Minutenreserveleistung in den Regelzonen der RWE TSO und E.ON Netz am höchsten ist.

<sup>42</sup> Nach Internetveröffentlichungen auf den jeweiligen Internetseiten der ÜNB (siehe auch unter [https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/veroeffentlichung/VeroeffentlichungController.jspf?nextpage=ABG\\_MRL](https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/veroeffentlichung/VeroeffentlichungController.jspf?nextpage=ABG_MRL)).

Entwicklung der durchschnittlich abgerufenen Minutenreserveleistung seit 2006

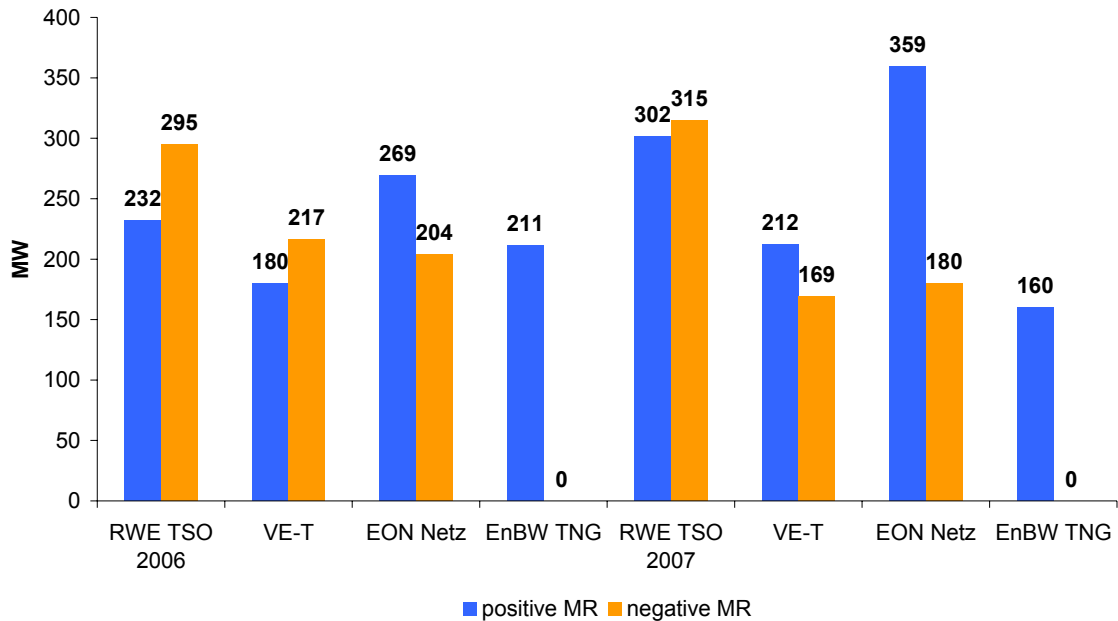


Abbildung 12: Entwicklung der Durchschnittswerte der in 2006 und 2007 von den ÜNB abgerufenen Minutenreserve (MR)<sup>43</sup>

### 2.1.5 Bilanzausgleich

Bei dem von den ÜNB je Regelzone ermittelten viertelstündlichen Ausgleichsenergiepreis handelt es sich um einen Einheitspreis für Mehr- und Mindereinspeisungen, der den unter-speisten Bilanzkreisen entsprechend ihrer mengenmäßigen Unterdeckung in Rechnung gestellt wird und den überspeisten Bilanzkreisen vergütet wird. Bestimmend für die Bildung der Ausgleichsenergiepreise sind damit die Arbeitspreise der eingesetzten Sekundär- und Minutenreserve sowie der Zustand der Regelzone (d.h. „unterspeist“ oder „überspeist“) in der betreffenden Viertelstunde.

Die Maxima der zu zahlenden Ausgleichsenergiepreise (siehe folgende Tabelle) lagen in 2007 zwar, bis auf die der Regelzone VE-T, durchweg höher als in 2006, extreme Preisausschläge nach oben hat es jedoch nicht gegeben.

	RWE TSO in ct/kWh	EnBW TNG in ct/kWh	EON Netz in ct/kWh	VE-T in ct/kWh
<b>2004</b>	15,5	16,7	60,1	30,0
<b>2005</b>	42,2	36,8	256,3	20,0
<b>2006</b>	62,2	21,5	32,5	25,0
<b>2007</b>	73,9	28,0	42,8	15,3

Tabelle 5: Entwicklung (Maxima) der Ausgleichsenergiepreise seit 2004<sup>44</sup>

<sup>43</sup> Nach Internetveröffentlichungen auf den jeweiligen Internetseiten der ÜNB (siehe auch unter [https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/veroeffentlichung/VeroeffentlichungController.jsp?nextpage=ABG\\_MRL](https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/veroeffentlichung/VeroeffentlichungController.jsp?nextpage=ABG_MRL)).

<sup>44</sup> Nach Internetveröffentlichungen auf den jeweiligen Internetseiten der ÜNB (siehe auch unter <https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/statisch/tarifsysteem.jsp>).

Auch im Jahr 2007 gingen die Maxima der Ausgleichsenergiepreise, jedenfalls bei RWE TSO, EnBW TNG und E.ON Netz mit einem erheblichen Einsatz von positiver Minutenreserve einher, deren Arbeitspreise im Schnitt zwar über denen der positiven Sekundärregelleistung liegen, dafür aber täglich an veränderte Marktverhältnisse angepasst werden können.

Dagegen ist der durchschnittliche Preis für Ausgleichsenergie in 2007 zurückgegangen und lag im Mittel noch bei 3,8 ct/kWh (2006: 4,4 ct/kWh) für alle vier Regelzonen. Die durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise der Regelzonen zeigt die nachstehende Tabelle. Für positive Regelzonensalden lagen die durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise zwischen 7,62 ct/kWh und 10,71 ct/kWh (2006: 7,81 ct/kWh und 10,39 ct/kWh). Für negative Regelzonensalden lagen die durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise zwischen 0,17 ct/kWh und 0,99 ct/kWh (2006: 0,16 ct/kWh und 0,71 ct/kWh).

	<b>RWE TSO</b> in ct/kWh	<b>EnBW TNG</b> in ct/kWh	<b>E.ON Netz</b> in ct/kWh	<b>VE-T</b> in ct/kWh
<b>Durchschnitt der Ausgleichsenergiepreise bei positivem Regelzonensaldo</b>	9,01	7,62	8,26	10,71
<b>Durchschnitt der Ausgleichsenergiepreise bei negativem Regelzonensaldo</b>	0,25	0,99	0,17	0,23

Tabelle 6: Durchschnitt der Ausgleichsenergiepreise in 2007

Die folgenden Abbildungen stellen die Verteilung der Bilanzausgleichspreise innerhalb der Regelzonen im Jahr 2007 dar. Die Darstellung ist als absteigende Sortierung der aufgetretenen Ausgleichsenergiepreise bei negativem Regelzonensaldo („überdeckte“ Regelzone) und zum anderen bei positivem Regelzonensaldo („unterdeckte“ Regelzone) zu verstehen.

Die Ausgleichsenergiepreise bei negativem Regelzonensaldo zeigen in 2007 ähnliche Auffälligkeiten wie auch bereits in 2006. So nehmen die Preise bei EnBW TNG beispielsweise wieder eine geringe Zahl unterschiedlicher konstanter Niveaus ein. Grund dafür kann der ausschließliche Einsatz von negativer Sekundärregelleistung sein, deren Ausschreibung und damit auch deren Arbeitspreise im Gegensatz zur Minutenreserve in 2007 noch bis zu einem halben Jahr konstant blieben.

Deutlich zugenommen hat in 2007 bei den ÜNB, mit Ausnahme von E.ON Netz, die Anzahl der Viertelstunden mit negativem Regelzonensaldo. Sie reicht von rund 16.500 Viertelstunden bei EnBW TNG bis zu ca. 24.700 bei VE-T. Folglich weist VE-T mit rund 10.300 Viertelstunden die geringste Anzahl von Viertelstunden mit positivem Regelzonensaldo auf. Bei RWE TSO waren es in 2007 etwa 21.200 Viertelstunden und bei E.ON Netz etwa 20.300 Viertelstunden mit negativem Regelzonensaldo. Bei den Ausgleichsenergiepreisen bei positivem Regelzonensaldo liegen wie auch bereits in den Jahren 2005 und 2006 vor allem die Preise in der Regelzone von VE-T häufig auf konstantem Niveau und sind im Durchschnitt weiterhin die höchsten.

### Ausgleichsenergiepreise bei negativem Regelzonensaldo 2007

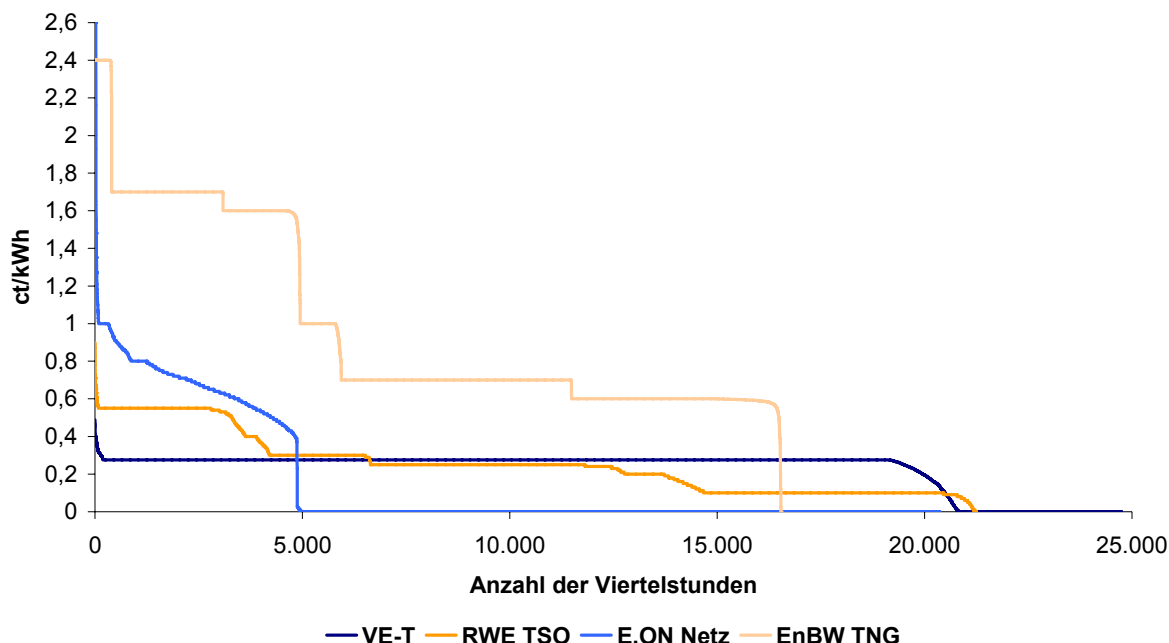


Abbildung 13: Ausgleichsenergiepreise bei negativem Regelzonensaldo in 2007  
(Maximum des Ausgleichsenergiepreises bei E.ON Netz betrug 2,6 ct/kWh)

### Ausgleichsenergiepreise bei positivem Regelzonensaldo 2007

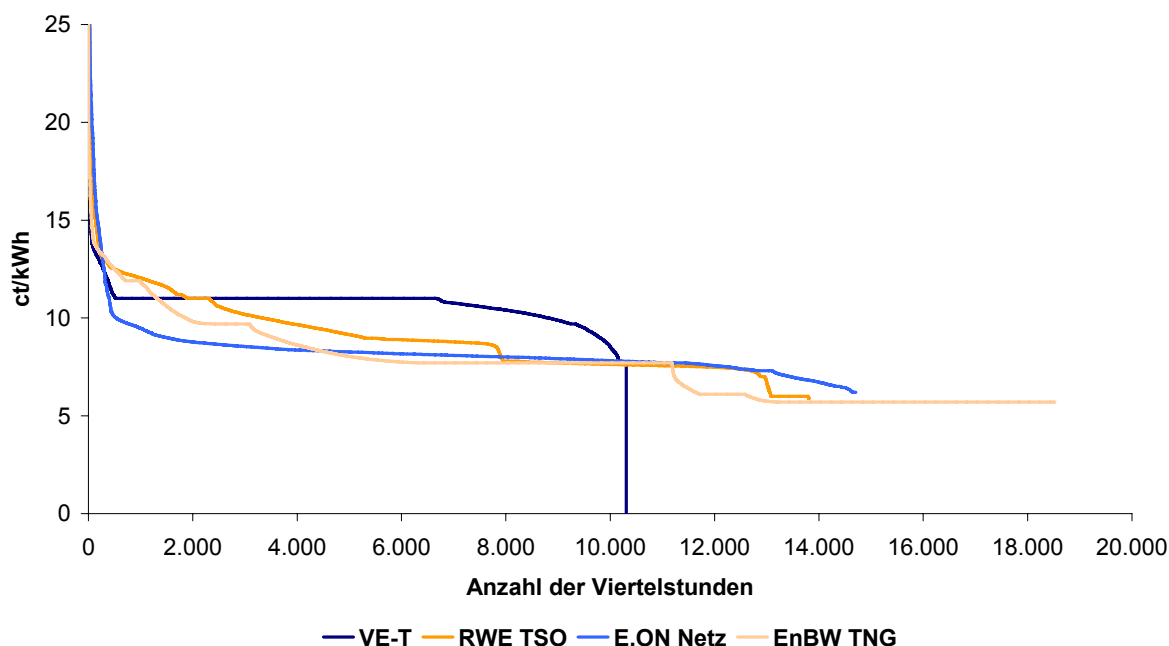


Abbildung 14: Ausgleichsenergiepreise bei positivem Regelzonensaldo in 2007

Die Summe des jährlichen finanziellen Volumens für den Bilanzausgleich ist im Jahr 2007 auf ca. 307 Mio. Euro zurückgegangen (2006: ca. 386 Mio. Euro). Gegenüber der Vorgehensweise im Monitoring 2007 wurden die in der folgenden Abbildung dargestellten Werte auf Basis der jeweils eingesetzten Regelenergieart und Menge (an Stelle des Regelzonensaldos) mit dem korrespondierenden Ausgleichsenergiepreis der Viertelstunde multipliziert und für alle Regelzonen aufaddiert. Die ermittelten Werte können zwar nur als gute Näherungswerte bezeichnet werden, jedoch dürften die Werte nahezu den tatsächlichen Beträgen

entsprechen, die die ÜNB auch gegenüber den Anbietern von Regelenergie vergüten bzw. in Rechnung stellen. Der mit Abstand größte Anteil des finanziellen Aufkommens für den Bilanzausgleich ist weiterhin der positiven Sekundärregelung zuzuordnen.

#### Jährliches finanzielles Volumen für den Bilanzausgleich in Deutschland

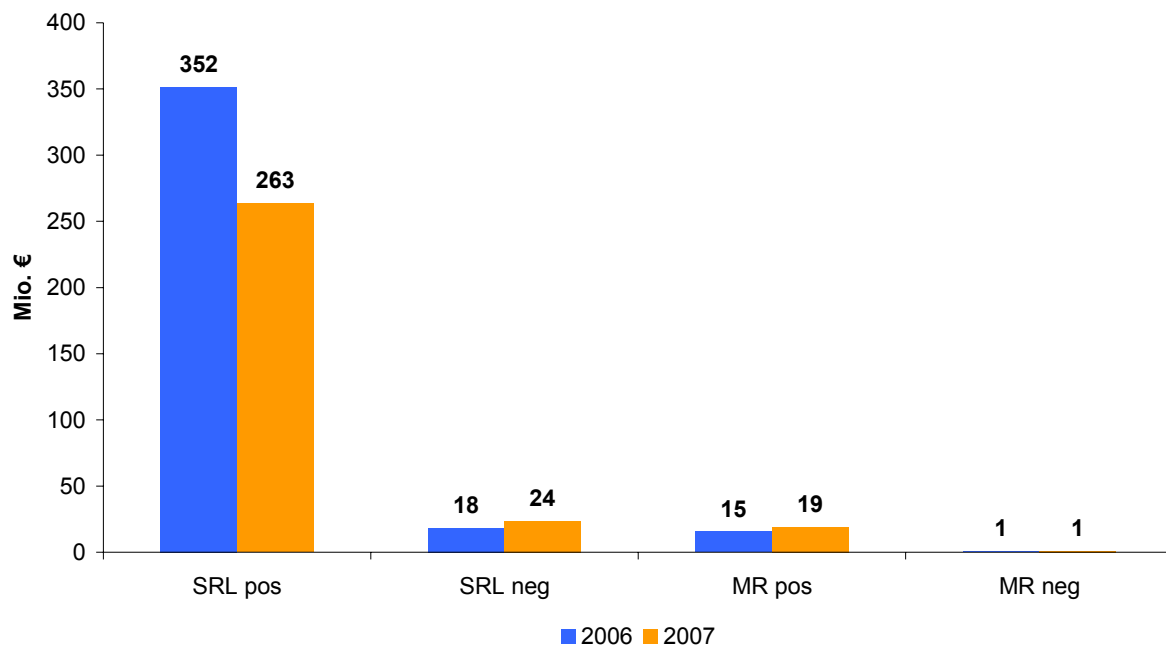


Abbildung 15: Jährliches finanzielles Volumen für den Bilanzausgleich nach Regelenergieart in 2006 und 2007

Zu beachten ist weiterhin, dass die dargestellten Beträge in Summe sowohl den von den ÜNB den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) in Rechnung gestellten als auch den vergüteten Beträgen, im Falle des überspeisten Bilanzkreises, entsprechen. Der deutliche Rückgang beim Aufkommen für die positive Sekundärregelleistung ist auf den Rückgang der durchschnittlichen Abrufgröße und damit auch der insgesamt eingesetzten Energiemenge bei der Sekundärregelleistung zurückzuführen. Die folgende Abbildung verdeutlicht den Zusammenhang zwischen den im Rahmen des Bilanzausgleichs eingesetzten Energiemengen und dem oben dargestellten finanziellen Volumen für den Bilanzausgleich.

## Eingesetzte Minutenreserve und Sekundärregelleistung 2006 und 2007

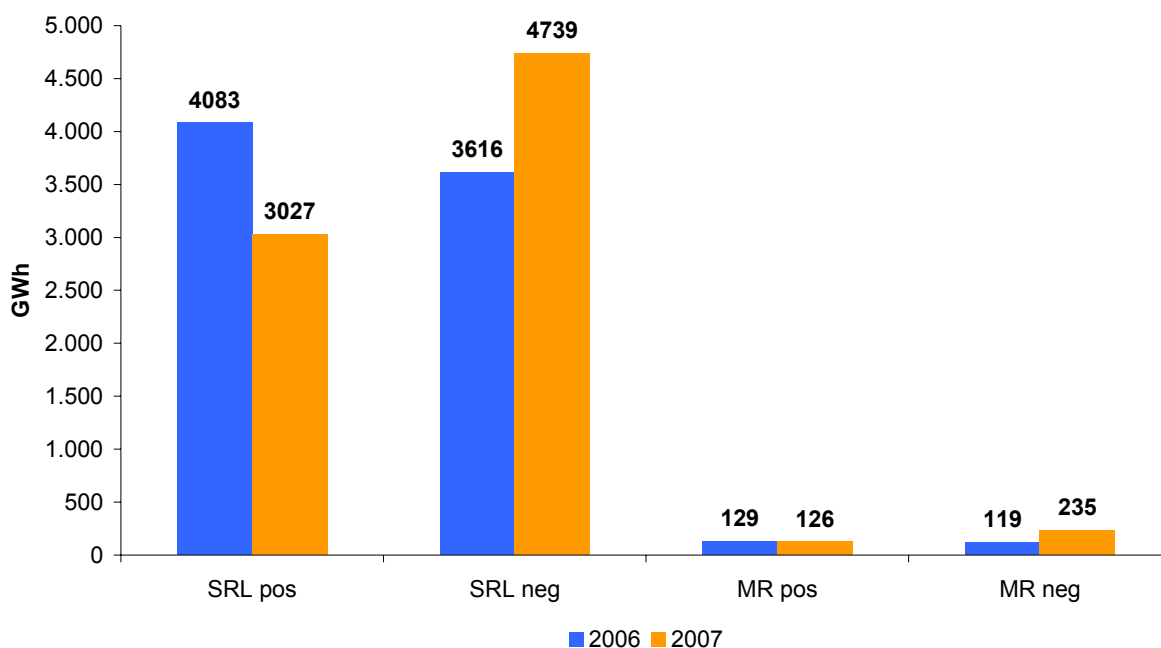


Abbildung 16: Eingesetzte Energiemengen in den Bereichen Minutenreserve und Sekundärregelleistung in 2006 und 2007

## 2.1.6 Veröffentlichung angemessener Informationen

### 2.1.6.1 Übertragungsnetze

In ihrer Arbeit in den regionalen Elektrizitätsmärkten engagiert sich die Bundesnetzagentur schon seit mehreren Jahren für eine Verbesserung der Markttransparenz. Dazu wurden in den vier regionalen Elektrizitätsmärkten, in denen Deutschland Mitglied ist (Nordeuropa, Zentralwesteuropa, Zentralosteuropa, Zentralsüdeuropa) sogenannte Transparenzberichte erstellt oder befinden sich in Vorbereitung. Im September 2007 wurden für die Region Nordeuropa und darauf aufbauend in Zentralwesteuropa im Dezember 2007 Transparenzberichte für den jeweiligen regionalen Elektrizitätsmarkt veröffentlicht. Für Zentralosteuropa erfolgte die Veröffentlichung im Februar 2008, der Transparenzbericht für Zentralsüdeuropa wurde im Juni 2008 im Markt konsultiert. Diese Berichte stellen eine in der Region harmonisierte Auslegung der Veröffentlichungspflichten aus dem Anhang zur Verordnung (EG) 1228/2003 dar. Ziel ist es, dass die in der genannten Verordnung vorgegebenen Veröffentlichungspflichten in ganz Europa in einer harmonisierten Weise verstanden und umgesetzt werden.

Die Bundesnetzagentur überwacht die Einhaltung dieser Veröffentlichungspflichten durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Dazu beteiligt sie sich an zwei Projekten der europäischen Regulierungsbehörden zum Monitoring dieser Pflichten. Zum einen hat die Bundesnetzagentur an der Erstellung des „2. Compliance Report 2008“ von ERGEG mitgewirkt. Dieser Bericht beurteilt, inwieweit die europäischen Übertragungsnetzbetreiber die europäischen Rechtsvorgaben umsetzen. Die Transparenzvorgaben ergeben sich insbesondere aus dem fünften Kapitel des Anhangs zur EG-Verordnung 1228/2003. Der Bericht wird voraussichtlich im Herbst 2008 veröffentlicht werden. Außerdem wird innerhalb des regionalen Elektrizitätsmarktes Nordeuropa die Umsetzung des Transparenzberichtes für diese Region beurteilt. Ein entsprechender Bericht wurde im ersten Halbjahr 2008 erstellt und veröffentlicht.

### 2.1.6.2 Verteilernetze

Die VNB sind nach dem EnWG und den darauf basierenden Rechtsverordnungen verpflichtet, Informationen beispielsweise zu Netzentgelten, Netzengpässen und Netzstrukturdaten zu veröffentlichen. Diese Daten sind vollständig und möglichst standardisiert darzustellen, damit sich Netznutzer wie Erzeuger, Lieferanten oder auch Letztverbraucher informieren und die verschiedenen Elektrizitätsnetzbetreiber miteinander vergleichen können.

Eine Auswertung zahlreicher Internetauftritte von Elektrizitätsnetzbetreibern durch die Bundesnetzagentur hat in der Vergangenheit ergeben, dass viele Netzbetreiber ihren Veröffentlichungspflichten gem. EnWG und Verordnungen nicht oder nur unvollständig nachkommen. Darüber hinaus sind die entsprechenden Informationen teilweise schwer auffindbar. Daraufhin hat die Bundesnetzagentur in 2007 einen Leitfaden zu den Internet-Veröffentlichungspflichten der Elektrizitätsnetzbetreiber erarbeitet, welcher im Januar 2008 auf die Internetseite der Bundesnetzagentur eingestellt wurde und den Unternehmen als Empfehlung für die Erfüllung ihrer gesetzlichen Pflichten dienen soll. Dennoch kommt ein Teil der VNB nach wie vor seinen Veröffentlichungspflichten nicht in vollem Umfang nach, wie die nachfolgende Tabelle zeigt. Unberücksichtigt bleibt bei dieser Betrachtung die Auffindbarkeit, Aktualität und Qualität der Veröffentlichungspflichten, sofern diese durch die VNB erfüllt wurden.

<b>Veröffentlichungspflicht</b>	<b>Ja</b>	<b>Nein</b>	<b>Nein, weil keine Verpflichtung</b>	<b>keine Angabe</b>
gem. § 19 EnWG	651	23	5	5
gem. § 20 EnWG	657	13	4	10
gem. § 12 StromNZV	144	108	422	10
gem. § 13 StromNZV	560	81	36	7
gem. § 15 StromNZV	226	100	345	13
gem. § 17 StromNZV	640	28	8	8
gem. § 10 StromNEV	606	56	10	12
gem. § 27 StromNEV	666	7	3	8
gem. § 4 NAV	653	21	7	3
gem. § 29 NAV	547	97	24	16

Tabelle 7: Erfüllung der Veröffentlichungspflichten zum 01.04.2008

Die Ergebnisse zeigen keine nennenswerten Veränderungen zum Vorjahr. Daten nach § 17 StromNZV oder netzentgeltrelevante Daten nach § 10 Abs. 2 StromNEV, welche seit dem Inkrafttreten der Verordnungen im Jahr 2005 zwingend zu veröffentlichen sind und nicht vom Vorliegen weiterer Umstände abhängen, wie z. B. das Vorliegen eines Engpasses nach § 15 StromNZV, sind nach wie vor unzureichend umgesetzt. Auffallend zum Vorjahr ist unter § 12 StromNZV ein Anstieg der VNB, welche mit "Nein, weil keine Verpflichtung" geantwortet haben. Hier ist ein Zuwachs von 109 Verteilernetzbetreibern zu verzeichnen.

§ 12 Absatz 3 Satz 4 StromNZV besagt, dass Netzbetreiber mit weniger als 100.000 unmittelbar oder mittelbar an das Verteilernetz angeschlossenen Kunden von der Verpflichtung



nach § 12 Abs. 3 Satz 1 StromNZV<sup>45</sup> ausgenommen sind. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur betrifft dies jedoch nicht die Veröffentlichungspflicht nach § 12 Abs. 3 Satz 3 StromNZV. Vor allem „kleinere“ Netzbetreiber mit weniger als 100.000 unmittelbar oder mittelbar an das Verteilernetz angeschlossenen Kunden, die ihre Differenzen im synthetischen Verfahren durch einen - ggf. eigenen - Vertrieb beschaffen lassen, müssen die Differenzen in Form einer „Differenzzeitreihe“ gegen die sonstigen Lieferaktivitäten des Vertriebs abgrenzen. Diese „Differenzzeitreihe“ ist vom Netzbetreiber entsprechend zu veröffentlichen.

## 2.1.7 Anschlüsse und Reparaturen

### 2.1.7.1 Übertragungsnetze

#### Dauer der Herstellung von Anschlüssen und Reparaturen

Ziel der Abfrage ist die Erfassung von durchschnittlichen Zeiten für die Herstellung und Reparatur von Anschlüssen. Aufgrund der Priorität des Übertragungsnetzes sind die Grundlagen für die Herstellung von Anschlüssen im Höchst- und Hochspannungsnetz an umfangreiche ordnungspolitische Anforderungen geknüpft, weshalb die Angabe von Durchschnittsdauern nicht repräsentativ ist. Vielmehr ist für die Herstellung eines Anschlusses in diesen Spannungsebenen in jedem Fall eine Einzelbetrachtung notwendig. Die Auswertung der Datenabfragen für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber ist in den beiden nachfolgenden Tabellen dargestellt.

Netz- bzw. Umspannebene	Anschlussart	Anzahl der Anschlüsse	durchschn. Dauer der Anschlussherstellung in Tagen
HöS	Anschlüsse	3	266
HöS/HS	nachgelagerte Netze	1	BuG <sup>46</sup>
HS	Anschlüsse	20	85

Tabelle 8: Anzahl der Anschlüsse und durchschnittliche Anschlussdauer pro Anschluss und Netzebene in 2007 (ÜNB)

Netz- bzw. Umspannebene	Anzahl der Reparaturen	durchschn. Dauer der Reparaturen in Stunden
HöS/HS	1	BuG
HS	5	51

Tabelle 9: Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Anschlüssen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur aufgeteilt nach Spannungsebenen in 2007 (ÜNB)

<sup>45</sup> Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind verpflichtet, einen Differenzbilanzkreis zu führen, der ausschließlich die Abweichungen der Gesamtheit der Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 Kilowattstunden oder einer individuell festgelegten anderen Grenze nach § 12 Abs. 1 und 2 StromNZV von dem prognostizierten Verbrauch dieser Letztverbraucher erfasst.

<sup>46</sup> BuG: Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse.

### 2.1.7.2 Verteilernetze

#### Mindestanschlussleistungen für die Zuordnung von Kunden zu einer bestimmten Netz- bzw. Umspannebene

Im Berichtsjahr 2007 haben insgesamt 1.012 (2006: 715) bereits angeschlossene Netzkunden Anträge auf einen Wechsel der Netzanschlussebene gestellt.

Ein Kriterium für die Zuordnung des Netzanschlusses eines Netzkunden an eine Netzebene ist u.a. die Netzanschlussleistung. Hierbei haben nur 23 Prozent (21 Prozent im Monitoring 2007) der VNB Mindestanschlussbedingungen für die Zuordnung von Kunden zu einer bestimmten Netz- bzw. Umspannebene definiert.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über den Leistungsbereich der Mindestanschlussleistung bezogen auf die jeweilige Netz- bzw. Umspannebene.

<b>Netz- bzw. Umspannebene</b>	<b>Minimalwert der Mindestanschlussleistung in kW</b>	<b>Maximalwert der Mindestanschlussleistung in kW</b>	<b>keine Angabe in %</b>
<b>HöS</b>	-	-	100,00
<b>Umspannung HöS/HS</b>	-	-	100,00
<b>HS</b>	5.000	10.000	99,71
<b>Umspannung HS/MS</b>	1.000	10.000	98,10
<b>MS</b>	30	800	78,22
<b>Umspannung MS/NS</b>	1	401	83,33

Tabelle 10: Bereiche der Mindestanschlussleistungen für Netz- bzw. Umspannebenen

Die Ergebnisse der Befragung weichen nur unwesentlich von den Werten im Monitoring 2007 ab. Vor dem Hintergrund des Einsparpotenzials von Netzentgelten beim Anschluss einer Entnahmestelle an eine höhere Netz- bzw. Umspannebene ist die Anzahl der nicht erfolgten Definitionen der Unternehmen zu diesem Themenbereich nach wie vor als zu hoch zu bewerten. Auch im Monitoring 2008 ist eine relativ große Spannweite der Mindestanschlussleistungen für die Zuordnung von Kunden zu einer Netz- bzw. Umspannebene zu verzeichnen.

#### Dauer der Herstellung von Anschlüssen und Reparaturen

Auf die Frage nach der Anzahl der Anschlüsse und der benötigten Zeit für die Herstellung von Anschlüssen haben insgesamt 677 Netzbetreiber Werte angegeben. Dabei sind die gleichen Definitionen für die Herstellung von Anschlüssen und Reparaturen wie bei den ÜNB zugrunde zu legen.

<b>Netz- bzw. Umspannebene</b>	<b>Anschlussart</b>	<b>Anzahl der Anschlüsse</b>	<b>durchschn. Dauer der Anschluss-herstellung in Stunden</b>
<b>HöS</b>	Anschlüsse	0	0
<b>HöS/HS</b>	nachgelagerte Netze	0	0
	direkte Kundenanschlüsse	0	0
<b>HS</b>	Anschlüsse	15	396
<b>HS/MS</b>	nachgelagerte Netze	10	1.306
	direkte Kundenanschlüsse	41	281
<b>MS</b>	Anschlüsse	3.322	93
<b>MS/NS</b>	nachgelagerte Netze	479	69
	direkte Kundenanschlüsse	1.860	69
<b>NS</b>	Anschlüsse	182.870	19

Tabelle 11: Anzahl der Anschlüsse und durchschnittliche Anschlussdauer pro Anschluss und Netzebene in 2007 (VNB)

Gut erkennbar ist der Mehraufwand, welcher in den höheren Netz- und Umspannebenen für die Herstellung eines Anschlusses notwendig ist. In den einzelnen Netz- bzw. Umspannebenen ist erkennbar, dass mehr direkte Kundenanschlüsse in den jeweiligen Netz- bzw. Umspannebenen erfolgen als Anschlüsse an nachgelagerte Netze. Mit insgesamt 188.597 Anschlüssen enthält die Datenerhebung für 2007 keine auffallenden Veränderungen im Vergleich zum Berichtsjahr 2006 mit 211.742 Anschlüssen. Die jeweiligen Anteile der Anschlüsse der einzelnen Netz- und Umspannebenen an der Gesamtanzahl haben sich kaum verändert. In der Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung erfolgte im Vergleich zu 2006 (21) kein Anschluss.

Bei der Frage nach Anzahl und Dauer der Reparaturen haben 622 Netzbetreiber Werte benannt.

<b>Netz- bzw. Umspannebene</b>	<b>Anzahl der Reparaturen</b>	<b>durchschn. Dauer der Reparaturen in Stunden</b>
<b>HöS</b>	0	0
<b>HöS/HS</b>	3	8
<b>HS</b>	83	125
<b>HS/MS</b>	342	115
<b>MS</b>	9.675	14
<b>MS/NS</b>	1.431	8
<b>NS</b>	52.650	7

Tabelle 12: Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Anschlüssen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur aufgeteilt nach Spannungsebenen in 2007 (VNB)

Im Jahr 2007 wurden insgesamt 64.184 Reparaturen durchgeführt. Gegenüber 2006 (64.861) ist die Anzahl der Reparaturen leicht gesunken. Auffällig ist der Anstieg der durchschnittlichen Dauer der Reparaturen in der Umspannebene Hoch-/Mittelspannung und in der Hochspannung im Vergleich zu 2006.

### 2.1.8 Messeinrichtungen

Nach § 21b Abs. 2 EnWG sind Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen (Messstellenbetrieb) für den Wettbewerb geöffnet. Dritte haben auf Wunsch des Anschlussnehmers die Möglichkeit, als Messstellenbetreiber tätig zu werden. Sie können den Messstellenbetrieb anstelle des Netzbetreibers vornehmen. Voraussetzung ist, dass der den eichrechtlichen Vorschriften entsprechende Betrieb der Messeinrichtung durch Dritte gewährleistet ist und die vom Netzbetreiber für dessen Netzgebiet vorgesehenen technischen Mindestanforderungen und auch Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang und -qualität eingehalten werden. Die Ab- bzw. Auslesung der Messgeräte (Messung) weist das EnWG allein dem Netzbetreiber als Aufgabe zu.

Im Rahmen des Monitoring wurde gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 12 EnWG abgefragt, ob Mindestanforderungen für den Messstellenbetrieb durch VNB definiert wurden.

	<b>Ja</b>	<b>Nein</b>	<b>keine Angabe</b>
<b>Definition der Mindestanforderungen für Messstellenbetreiber entsprechend § 21b EnWG</b>	408	263	13

Tabelle 13: Mindestanforderungen gemäß § 21b Absatz 2 EnWG

Im Vergleich zum Monitoring 2007 ist die Zahl der VNB, welche Mindestanforderungen für den Messstellenbetrieb festgelegt haben, leicht gestiegen. Bei der Befragung im Monitoring 2007 hatten rund 53 Prozent von 687 Netzbetreibern Mindestbedingungen definiert. Im Monitoring 2008 sind es 60 Prozent von 684 Netzbetreibern. Das Fehlen von Mindestanforderungen für Messstellenbetreiber entsprechend § 21b EnWG kann zur Verzögerung der Entwicklung des Wettbewerbes in diesem Bereich führen.

Des Weiteren wurden die Netzbetreiber sowohl nach der Anzahl eingehender Anträge auf Durchführung des Messstellenbetriebs durch Dritte im Berichtsjahr 2007 als auch nach der Anzahl der Zählpunkte insgesamt, für die der Messstellenbetrieb von einem Dritten durchgeführt wird, befragt.

	Anzahl		
	EnWG § 21b	EEG § 13 Abs.1	KWKG § 8 Abs. 1
<b>Anträge auf Durchführung des Messstellenbetriebes durch Dritte im Berichtsjahr 2007</b>	1.642	23.102	95
<b>Zählpunkte, für die der Messstellenbetrieb von einem Dritten durchgeführt wird (Stand 31.12.2007)</b>	1.622	86.100	333

Tabelle 14: Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen durch Dritte

Bei den Anträgen auf Durchführung des Messstellenbetriebes durch Dritte (2006: 49) und bei den Zählpunkten (Stand 31.12.2006: 86) i.S.d. § 21b EnWG, für die der Messstellenbetrieb von Dritten durchgeführt wird, ist ein deutlicher Zuwachs im Berichtsjahr 2007 im Vergleich zum Vorjahr zu erkennen.

Bei den Erhebungen i.S.d. § 13 Absatz 1 EEG und § 8 Absatz 1 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) hat sich die Anzahl der Anträge Dritter auf Durchführung des Messstellenbetriebes im Berichtsjahr 2007 (23.197) gegenüber 2006 (10.086) mehr als verdoppelt.

Die Gesamtanzahl der Zählpunkte, für die der Messstellenbetrieb von einem Dritten durchgeführt wird, ist mit 88.055 (0,2 Prozent) im Vergleich zu den insgesamt rd. 47,7 Millionen Zählpunkten (abzüglich sog. virtueller Zählpunkte i.S.d. MeteringCode2006), die die VNB mit Stand 31.12.2007 im Rahmen des Monitoring 2008 angegeben haben, nach wie vor sehr gering.

Die Tätigkeit als Messstellenbetreiber kann vom Netzbetreiber gemäß § 21b Abs. 2 EnWG abgelehnt werden, wenn die erforderlichen eichrechtlichen Voraussetzungen nicht eingehalten werden oder kein einwandfreier Betrieb der Messeinrichtung durch den Dritten gewährleistet wird. Zumeist erfolgte jedoch eine Ablehnung aus sonstigen Gründen. Hier wurden z.B. Abwicklungsprobleme, wie eine fehlende Identifizierbarkeit des Zählpunktes, genannt.

<b>Ablehnungen wegen:</b>	<b>Anzahl</b>
Nichteinhaltung der eichrechtlichen Vorschriften	0
Nichteinhaltung der Mindestanforderungen des Netzbetreibers nach § 21b Abs. 2 S. 5 Nr. 2 EnWG	2
Sonstige Gründe	13

Tabelle 15: Ablehnung von Anträgen nach § 21b EnWG

Die nicht ausreichende Öffnung des Marktbereiches Messung stellte nach den bisherigen Erkenntnissen ein zentrales Hindernis für den Wettbewerb im Bereich des gesamten Messstellenbetriebes dar. Bisher hat sich in diesem Sektor noch kein spürbarer Wettbewerb entwickelt.

Die Bundesregierung hat im Rahmen des „Integrierten Energie- und Klimaprogramms der Bundesregierung“ beschlossen, die Messung nach § 21b des Energiewirtschaftsgesetzes durch das Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Elektrizität und Gas für den vollständigen Wettbewerb zu öffnen. Durch dieses Gesetz wird die Marktöffnung auch auf die Messung durch Dritte ausgedehnt. Der Anschlussnutzer hat jetzt die Entscheidungsbefugnis bezüglich der Durchführung des Messstellenbetriebs bzw. der Messung. Eine Messzugangsverordnung soll die in § 21b EnWG verankerte Öffnung der Messung und die damit einhergehenden neuen Rechtsverhältnisse näher ausgestalten. Unter anderem räumt der Verordnungsentwurf der Bundesnetzagentur Festlegungskompetenzen zu personellen, wirtschaftlichen oder technischen Mindestanforderungen der Netzbetreiber gegenüber Dritten, zum Inhalt der Messstellen- und Messverträge und zu Geschäftsprozessen ein. Durch eine Standardisierung von Prozessen und Verträgen kann zukünftig ein wichtiger Beitrag zur Ausgestaltung eines funktionierenden Massenmarktes mit entsprechenden Wechselmöglichkeiten für den Verbraucher geleistet werden.

## **2.1.9 Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)**

### **2.1.9.1 Ausgleich der nach dem EEG geförderten Elektrizitätseinspeisungen**

Gemäß § 14 Abs. 1 EEG sind die ÜNB verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang, den zeitlichen Verlauf der nach § 5 Abs. 2 EEG vergüteten Energiemengen und die Vergütungszahlungen zu erfassen sowie die Energiemengen unverzüglich untereinander vorläufig auszugleichen. Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Elektrizität an Letztverbraucher liefern, haben gemäß § 14 Abs. 3 EEG den von dem für sie regelzonenverantwortlichen ÜNB abgenommenen Strom 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. Die Kosten für diesen Ausgleich nach dem EEG stiegen in 2007 auf 570 Mio. Euro (Prognose), verglichen mit 526 Mio. Euro (Berechnung) in 2006.

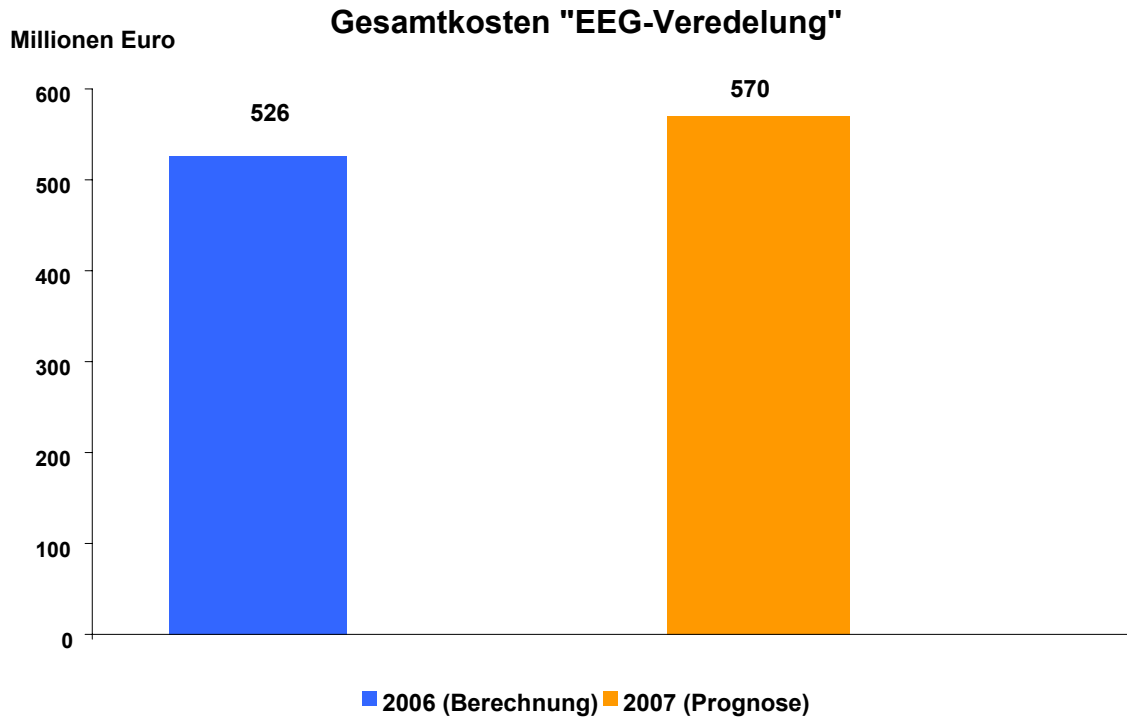


Abbildung 17: Gesamtkosten „EEG- Veredelung“

Dagegen sinken, wie aus der nachstehenden Abbildung ersichtlich ist, die Kosten für Windreserve. Eine separate Reserveleistung für die Ausregelung von Schwankungen der Windenergieeinspeisung wird nur von zwei Übertragungsnetzbetreibern im Wege einer Ausschreibung beschafft. Die Gesamtkosten für Windreserve dieser beiden ÜNB sind in der folgenden Grafik dargestellt.

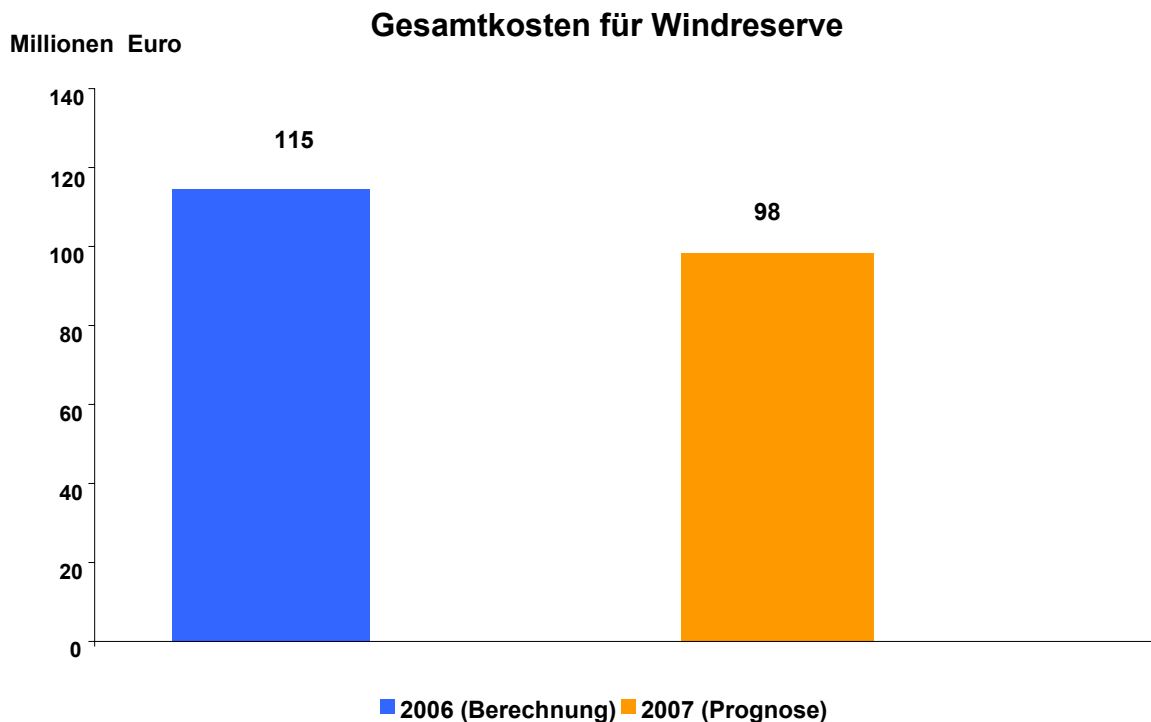


Abbildung 18: Gesamtkosten für Windreserve

### 2.1.9.2 Überwachung des Wälzungsmechanismus nach dem EEG

Zur Überwachung des bundesweiten Ausgleichs der EEG-Energiemengen und der Vergütung nach § 14 EEG wurden erstmalig zum 30.04.2007 Daten von ca. 900 VNB und etwa 1.000 Elektrizitätslieferanten zum Berichtsjahr 2006 abgefragt, wobei viele dieser Unternehmen vertikal integriert sind und daher sowohl als Netzbetreiber als auch als Lieferant befragt wurden. Darüber hinaus waren die vier ÜNB zum 30.09.2007 ebenfalls zur Datenabgabe an die Bundesnetzagentur verpflichtet. Aus deren Angaben, geprüft durch die Bundesnetzagentur und ergänzt durch die Daten der VNB, konnte erstmalig eine statistische Beschreibung des Systems der EEG-Förderung in Deutschland für das Jahr 2006 erfolgen.<sup>47</sup>

Zum Stichtag 31.12.2006 belief sich die Zahl der an allen Spannungsebenen angeschlossenen Anlagen, die nach dem EEG vergütet werden, auf ca. 290.000. Dabei machen knapp 263.000 Solaranlagen 91 Prozent der nach EEG vergüteten Anlagen aus. Auf Grund dieser Ausnahmestellung sind Solaranlagen in der folgenden Abbildung gesondert ausgewiesen. Die restlichen neun Prozent werden hauptsächlich durch Wind- (14.884 Anlagen), Wasser- (6.484 Anlagen) und Biomasseanlagen (5.321 Anlagen) abgedeckt. Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen (734 Anlagen) fallen dagegen kaum ins Gewicht.

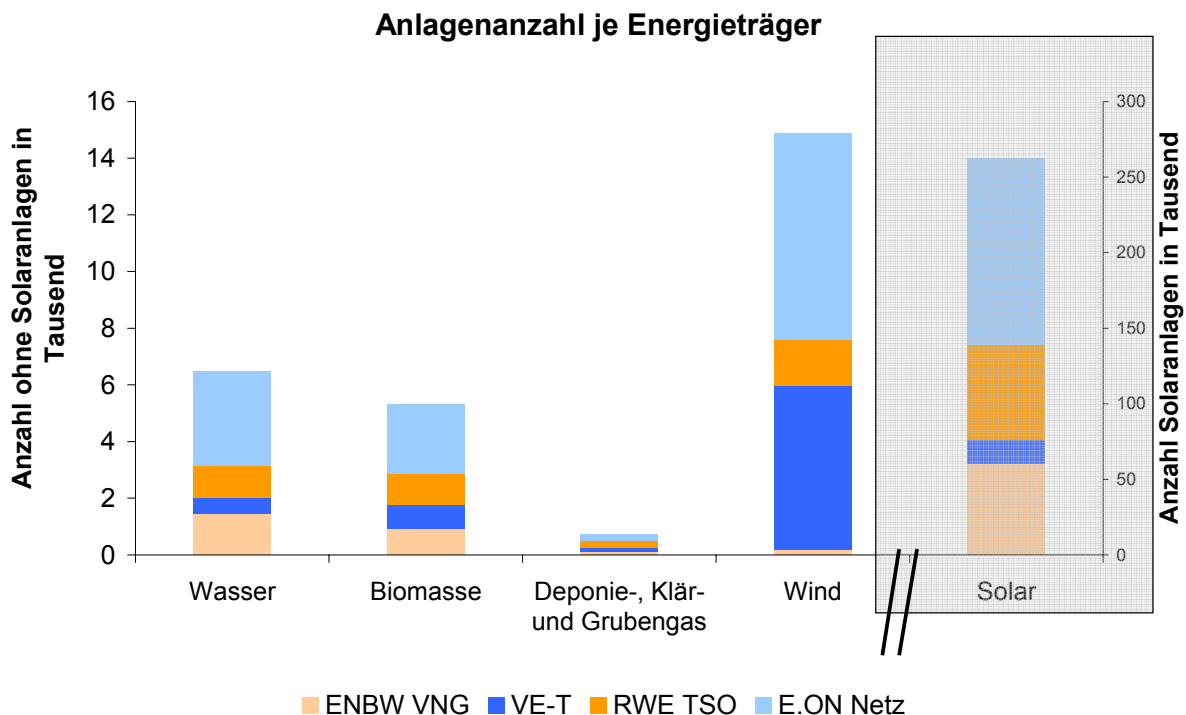


Abbildung 19: Anlagenanzahl je Energieträger und Regelzone (Stand 31.12.2006) gemäß EEG- Datenerhebung

Um den Stellenwert der einzelnen Energieträger für die Energieversorgung zu ermessen, muss die installierte Leistung betrachtet werden. Sie kennzeichnet die maximale elektrische Leistung einer Anlage im Dauerbetrieb (Nennleistung) und in der Summe aller Anlagen die installierte Gesamtleistung. Zum Stichtag 31.12.2006 ergibt sich eine installierte Gesamtleistung von ca. 28.000 MW für nach dem EEG vergütete Anlagen.

<sup>47</sup> Detaillierte Ergebnisse sind in einem Bericht der Bundesnetzagentur (→ [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de) → Sachgebiete → Elektrizität/Gas → Sonderthemen → EEG-Statistikbericht) zu finden.



	<b>Wasser in MW</b>	<b>Biomasse in MW</b>	<b>Deponie-, Klär-, Gruben- gas in MW</b>	<b>Solar in MW</b>	<b>Wind in MW</b>	<b>Summe in MW</b>
<b>E.ON Netz</b>	487	844	116	1.387	8.185	<b>11.019</b>
<b>RWE TSO</b>	382	569	358	732	3.817	<b>5.858</b>
<b>VE-T</b>	137	669	94	149	8.405	<b>9.454</b>
<b>ENBW TNG</b>	225	290	29	602	404	<b>1.550</b>
<b>Summe</b>	<b>1.231</b>	<b>2.372</b>	<b>597</b>	<b>2.870</b>	<b>20.811</b>	<b>27.881</b>

Tabelle 16: Installierte Leistung der nach EEG vergüteten Anlagen (31.12.2006) in MW je Energieträger und Regelzone gemäß EEG- Datenerhebung

Knapp drei Viertel der installierten Leistung entfallen dabei auf Windenergieanlagen. Bei der Erzeugung von Solarstrom handelt es sich in der Vielzahl um kleine Photovoltaikanlagen, so dass diese trotz ihrer großen Gesamtanzahl nur rund zehn Prozent der installierten Leistung ausmachen.

Mit der Datenerhebung für das Kalenderjahr 2006 wurden für Evaluierungs- und Plausibilisierungszwecke von den Übertragungsnetzbetreibern Anlagenstatistiken für den Zeitraum 2001 bis 2006 erhoben, so dass Aussagen über die Fünf-Jahres-Entwicklung einzelner Energieträger möglich sind. Die installierte Leistung aller EEG vergüteten Anlagen ist in der Zeit vom 31.12.2001 bis zum 31.12.2006 von ca. elf GW auf knapp 28 GW angewachsen, was einer Steigerung von rund 150 Prozent entspricht. Die Zuwachsrate in diesem Zeitraum ist allerdings rückläufig. Sie betrug 31 Prozent im Jahr 2002 gegenüber 15 Prozent im Jahr 2006. Der Hauptanteil am Zuwachs ist der Installation von neuen Windenergieanlagen zuzuschreiben. Hier wurde innerhalb von fünf Jahren die installierte Leistung um knapp zwölf GW erhöht. Auch bei Biomasse- und Solaranlagen sind Steigerungen zu verzeichnen. Bei dem Energieträger Biomasse ist die installierte Leistung bis zum 31.12.2006 kontinuierlich auf das Viereinhalbfache angestiegen (der absolute Zuwachs betrug rund 1,8 GW). Bei den Solaranlagen ist ein deutlicher Anstieg der installierten Leistung ab dem Jahr 2004 zu verzeichnen. Die Steigerung ist sowohl auf die ab diesem Jahr deutlich gestiegene Anzahl der Solaranlagen zurückzuführen als auch darauf, dass immer größere Modulflächen an das Elektrizitätsnetz angeschlossen werden.

## Entwicklung der nach EEG vergüteten installierten Leistung

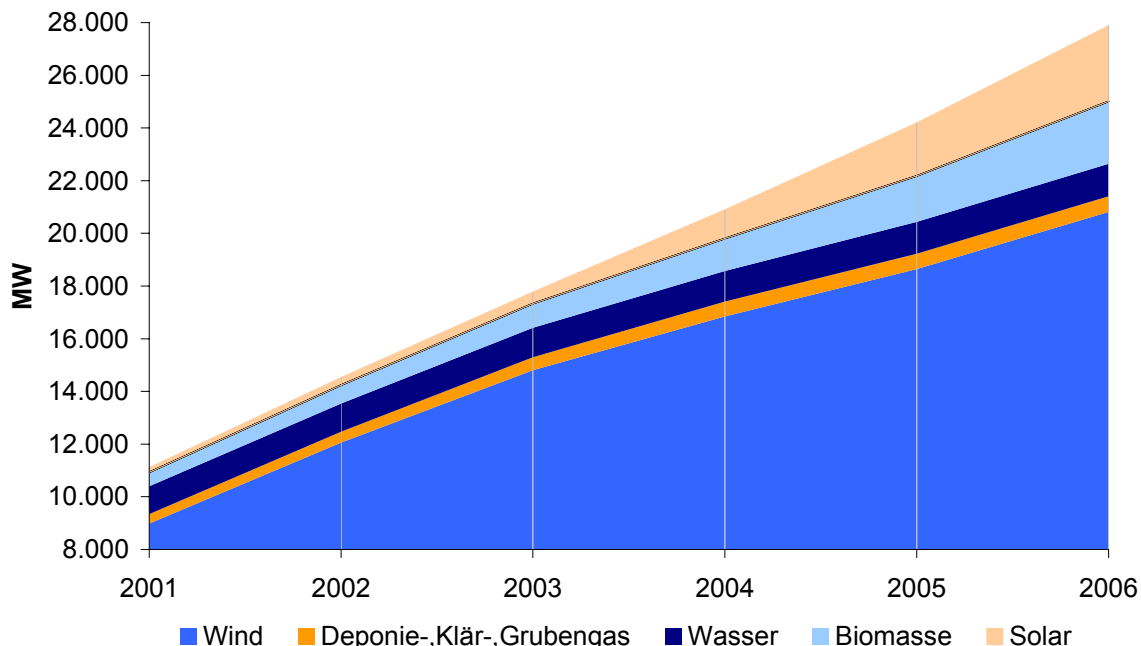


Abbildung 20: Entwicklung der installierten Leistung der nach EEG vergüteten Anlagen (kumuliert) gemäß EEG-Datenerhebung

Im Rahmen der Monitoringabfrage für das Berichtsjahr 2007 wurden mit den Monitoring-Fragebögen an die VNB und ÜNB Daten über die in 2007 angeschlossenen Erzeugungsanlagen mit einer Nettonennleistung kleiner 100 MW erfragt (vgl. Kapitel 2.2.1.2). Die Marktabdeckung des Monitoring liegt in diesem Bereich, bezogen auf die Entnahmemengen, bei 92,9 Prozent. Trotz der unterschiedlichen Datenbasis (die EEG-Datenerhebung erfasst ausschließlich die Erzeugungsanlagen, die nach dem EEG vergütet werden; ausgewertete Zahlen für das Jahr 2007 liegen noch nicht vor) lässt sich aus den Monitoring-Ergebnissen eine erste Tendenz für die Entwicklung 2007 ableiten.

Insgesamt wurden im Jahr 2007 Anlagen (Netto-Nennleistung kleiner 100 MW) mit einer Netto-Nennleistung in Höhe von 3,5 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 31.12.2006 von knapp 28 GW entsprechen die 3,5 GW einer weiterhin rückläufigen Zuwachsrate von Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern in Höhe von ca. 12,5 Prozent. Mit ca. 1,7 GW hat hierbei der Zubau von Windenergieanlagen den größten Anteil. Besonders hervorzuheben ist jedoch die „Solare Strahlungsenergie“. Hier wurde gemäß der Ergebnisse des Monitoring 2008 eine Peak-Leistung von rund 1,1 GW in 2007 neu an die Elektrizitätsnetze angeschlossen und somit im Vergleich zu der bisher installierten Leistung aus „Solarer Strahlungsenergie“ eine Steigerung von ca. 38 Prozent erreicht. Anlagen mit dem Energieträger Biomasse einschließlich Klär-, Deponie- und Biogas wurden mit einer Höhe von rund 0,6 GW neu an die Elektrizitätsnetze angeschlossen. Lauf- und Speicherwasseranlagen kamen auf ca. 0,05 GW.

Nach der EEG-Datenerhebung erfolgte im Jahr 2006 der Hauptanteil der insgesamt eingespeisten Jahresarbeit von 51.545 GWh durch die Betreiber der Windenergieanlagen mit einer Jahresarbeit von 30.710 GWh bzw. 60 Prozent. Anteilig an zweiter Stelle folgt die Elektrizitätseinspeisung aus Biomasseanlagen in Höhe von 10.901 GWh bzw. 21 Prozent. Mit vier Prozent nimmt die über Solaranlagen eingespeiste Jahresarbeit den geringsten Teil ein.

### Eingespeiste Jahresarbeit in 2006

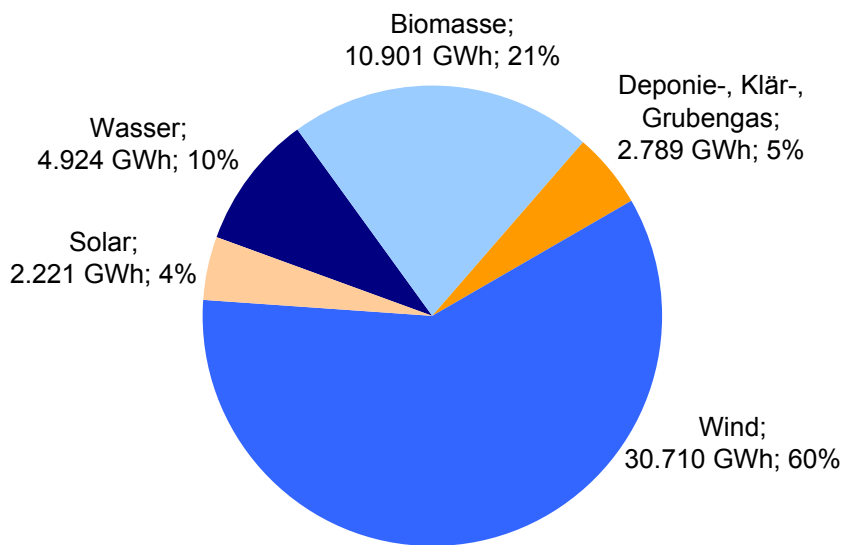


Abbildung 21: Eingespeiste Jahresarbeit in 2006 je Energieträger gemäß EEG-Datenerhebung

### Einspeisevergütung in 2006

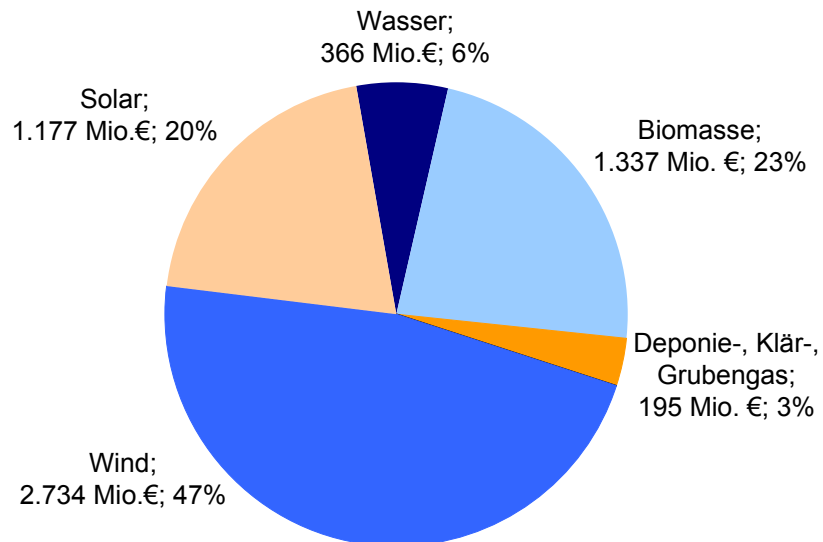


Abbildung 22: Summe Einspeisevergütung in 2006 je Energieträger gemäß EEG-Datenerhebung

Windenergieanlagenbetreiber erhielten mit 2.734 Mio. Euro bzw. 47 Prozent von den Verteilernetzbetreibern in Summe den Hauptanteil der gesamten Einspeisevergütung in Höhe von 5.809 Mio. Euro. Auf Biomasse und Solar entfällt mit 23 sowie 20 Prozent annähernd der gleiche Anteil der gesamten Einspeisevergütung im Jahr 2006, was das besondere Verhältnis der Jahresarbeit und der Einspeisevergütung bei Solaranlagen erkennen lässt. Durch Solaranlagen wurde in das Netz eine verhältnismäßig niedrige Menge an Elektrizität

(2.221 GWh) eingespeist. Die Betreiber von Solaranlagen erhalten jedoch deutlich höhere Vergütungssätze, so dass die Einspeisevergütung mit 1.177 Mio. Euro überproportional hoch ausfällt.

Aufgrund unterschiedlicher geographischer Voraussetzungen sind die EEG-Einspeisungen in den einzelnen Regelzonen unterschiedlich hoch. Um die Belastung der Letztverbraucher durch die EEG-Einspeisung gleichmäßig zu verteilen, erfolgt ein horizontaler Belastungsausgleich (HoBA) zwischen den Regelzonen. Im Rahmen dieses Verfahrens wird die gesamte EEG-Einspeisung in Abhängigkeit vom dortigen Letztverbraucherabsatz auf die Regelzonen verteilt. Unterjährig wird der Letztverbraucherabsatz der einzelnen Regelzonen prognostiziert und damit die Basis für die ebenfalls unterjährigen horizontalen Ausgleichslieferungen und -zahlungen gebildet.

### Horizontaler Belastungsausgleich in 2006

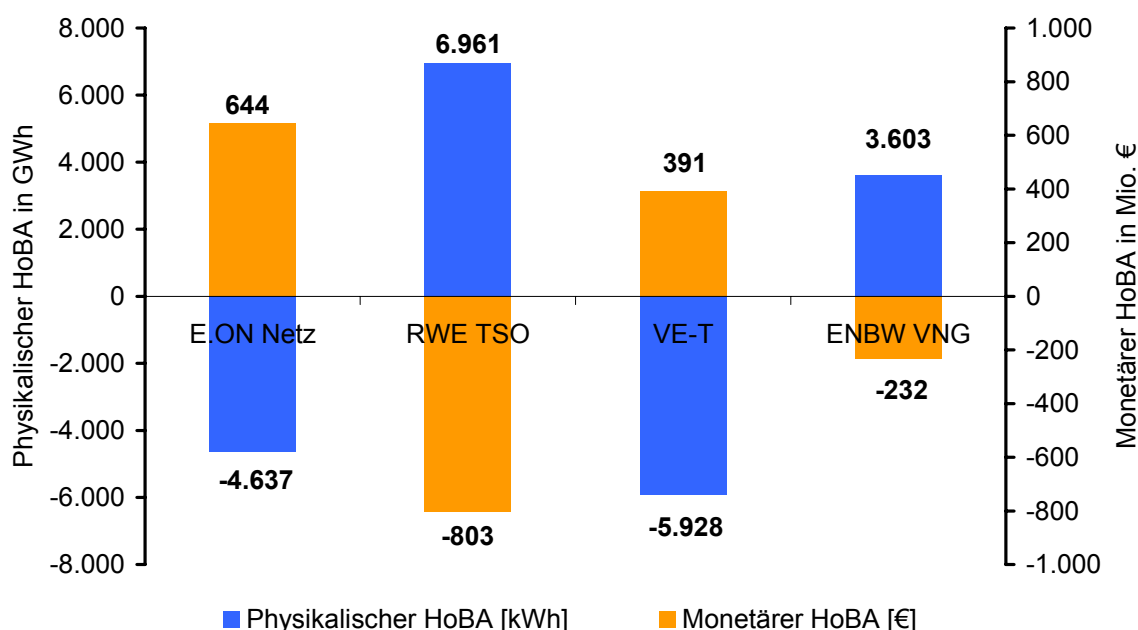


Abbildung 23: Horizontaler Belastungsausgleich (HoBA) 2006 je Regelzone (negative Werte = abgegebene Mengen, positive Werte = empfangene Mengen) gemäß EEG- Datenerhebung

Aufgrund der unterdurchschnittlichen relativen Höhe der EEG-Einspeisung in den Regelzonen RWE TSO und EnBW TNG galten diese beiden Übertragungsnetzbetreiber in der Gesamtbetrachtung über das Jahr 2006 als Empfänger im Rahmen des physikalischen HoBAs. Insgesamt erfolgte 2006 beim HoBA ein Ausgleich von 10.564 GWh bzw. 1.035 Mio. € zwischen den Übertragungsnetzbetreibern.

Die von der Bundesnetzagentur im Jahr 2007 erstmalig für das Geschäftsjahr 2006 erhobenen, hier dargestellten Ergebnisse der EEG-Datenerhebung lassen keine empirischen Rückschlüsse auf regionale Besonderheiten beim Zubau von EEG-Erzeugungsanlagen zu. Erst mit der aktuell laufenden EEG-Datenabfrage für das Geschäftsjahr 2007 werden die Daten anlagenscharf abgefragt. Jeder EEG-Erzeugungsanlage können zukünftig der Standort, die installierte Leistung und das Jahr der Inbetriebnahme zugeordnet werden. Mit diesen Informationen lassen sich somit erstmalig qualifizierte Aussagen ableiten, welches Bundesland bzw. welche Region im besonderen Maße vom EEG-bedingten Anlagenzubau betroffen ist. Die Auswertung der Daten kann voraussichtlich Hinweise liefern, inwieweit Netzausbaumaßnahmen auf der regionalen Verteilernetzebene auch dem stetig neuen Anschluss von EEG-Erzeugungsanlagen geschuldet sind. Eine abschließende Bewertung kann jedoch immer nur

im Einzelfall und nach eingehender Prüfung erfolgen, da Netzausbaumaßnahmen auf Verteiler- und Übertragungsnetzebene und die damit verbundenen Netzausbaukosten unterschiedliche, sich zum Teil überlagernde Ursachen haben können.

## **2.2 Wettbewerbliche Themen**

### **2.2.1 Erzeugung**

#### **2.2.1.1 Situation im Erzeugungsbereich**

Die Erzeugungsstufe umfasst alle Energieversorgungsunternehmen, die über eigene Erzeugungskapazitäten verfügen. Hierzu zählen die vier großen vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall sowie alle sonstigen Unternehmen (beispielsweise Stadtwerke oder unabhängige Kraftwerksbetreiber), die über eigene Erzeugungskapazitäten verfügen. Obwohl die eingesetzten Erzeugungstechnologien für Nachfrager aufgrund der nachfrageseitigen Homogenität von Elektrizität irrelevant sind, werden auf der Erzeugungsstufe strukturelle Unterschiede in den eingesetzten Technologien deutlich. Die vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen verfügen über einen diversifizierten Kraftwerkspark, der verschiedene Kraftwerkstypen umfasst und sowohl zur Erzeugung von Grund- und Mittellast als auch von Spitzenlast geeignet ist. Die sonstigen Erzeugungsunternehmen hingegen haben in der Regel keinen Zugriff auf ein derartig gestreutes Erzeugungsportfolio, sondern verfügen über einzelne Kraftwerke. Insofern lassen sich die zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten nicht vergleichen. Vielmehr muss zur sachgerechten Erfassung der Gegebenheiten auf der Erzeugungsstufe auf die tatsächlich erzeugten Mengen und nicht auf die theoretisch zur Verfügung stehenden Kapazitäten abgestellt werden. 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 ermittelte Netto-Engpassleistung, die für das Netz der „Allgemeinen Versorgung“ genutzt werden kann, lag zum 31.12.2007 bei ca. 101.009 MW. Hiervon entfielen unter Anwendung der Dominanzmethode insgesamt ca. 86.286 MW, d.h. 85,4 Prozent der gesamten Netto-Engpassleistung auf die vier großen vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen. Neben diesen vier Unternehmen gab es kein weiteres Energieversorgungsunternehmen, das einen Anteil von fünf Prozent oder mehr an der Netto-Engpassleistung hielt.

Auch bei der im Berichtszeitraum erzeugten Nettoelektrizitätsmenge, die in das Netz der „Allgemeinen Versorgung“ eingespeist wurde, zeigt sich eine ähnliche Verteilung der Anteile auf geringfügig höherem Niveau. Die Monitoringabfrage hat für das Jahr 2007 eine Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge von 513,5 TWh ergeben. Die nach der Dominanzmethode ermittelte Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge der vier vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen belief sich auf 451,4 TWh, was einem Anteil von 87,9 Prozent entspricht. Wie bei der Netto-Engpassleistung gab es auch bei der Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge neben den vier großen vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen kein weiteres Unternehmen, das über einen Anteil von mindestens fünf Prozent an der Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge verfügte.

Im Rahmen der Monitoringabfrage wurde weiterhin abgefragt, auf welchen Wegen und im welchem Umfang der erzeugte Strom im Berichtszeitraum erstmalig abgesetzt wurde. Die Abfrage hat ergeben, dass 73,8 Prozent der im Jahr 2007 erzeugten Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge erstmalig von den Erzeugungsunternehmen an im Sinne des § 36 Abs. 2 GWB verbundene Unternehmen im Inland, d.h. vertikal integrierte regionale oder lokale Händler bzw. Lieferanten, auf der Basis bilateraler Lieferverträge geliefert wurden. Weitere

2,6 Prozent der Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge wurden auf der Basis bilateraler Lieferverträge an nicht mit dem Erzeugungsunternehmen verbundene Unternehmen im Inland geliefert. 16,2 Prozent der im Jahr 2007 erzeugten Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge wurden zur physischen Erfüllung von Termingeschäften an der EEX eingesetzt. 1,5 Prozent der Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge wurden im Rahmen von Spotgeschäften an der EEX erstmalig abgesetzt.<sup>48</sup>

#### Aktueller Erzeugungsmix

Die Netto-Elektrizitätserzeugung der gesamten Elektrizitätswirtschaft ist in 2007 gegenüber 2006 nahezu konstant geblieben. Während die Netto-Elektrizitätserzeugung der Kraftwerke der „Allgemeinen Versorgung“ um 12,8 TWh gesunken ist, stieg die private Erzeugung um nahezu den gleichen Wert (+ 12,5 TWh) an. Damit ist im Bereich der privaten Erzeugung (Windparks, Biomasseanlagen, Photovoltaikanlagen etc.) ein deutlicher Anstieg um knapp 28 Prozent zu verzeichnen. Die industrielle Erzeugung ist dagegen mit + 0,4 TWh nur leicht angestiegen.

	<b>2006 Netto-Elektrizitätserzeugung in TWh</b>	<b>2007 Netto-Elektrizitätserzeugung in TWh</b>	<b>Veränderung in TWh</b>	<b>Veränderung in %</b>
Kraftwerke der „Allgemeinen Versorgung“	504,9	492,1	- 12,8	- 2,54
Private Erzeugung	45,4	57,9	+ 12,5	+ 27,53
Industrielle Erzeugung	46,9	47,3	+ 0,4	+ 0,85
<b>Summe (Gesamte Elektrizitätswirtschaft)</b>	<b>597,2</b>	<b>597,3</b>	<b>+ 0,1</b>	<b>+ 0,02</b>

Tabelle 17: Netto-Elektrizitätserzeugung der gesamten Elektrizitätswirtschaft (vorläufig)<sup>49</sup>

Die folgende Tabelle stellt, nach vorläufigen Angaben des BDEW, die Zusammensetzung der Netto-Elektrizitätserzeugung 2007 in Deutschland nach Energieträgern dar. Dabei wird unterschieden nach der Netto-Elektrizitätserzeugung der „Allgemeinen Versorgung“ und der gesamten Elektrizitätswirtschaft. Die Vorjahreswerte (2006) sind in Klammern ebenfalls angegeben.

<sup>48</sup> Die Summe der Prozentangaben ergibt weniger als 100 Prozent, da nicht alle Lieferunternehmen aufgeführt sind.

<sup>49</sup> Vorläufige Angaben des BDEW.

Energieträger	2007 Netto-Elektrizitäts- erzeugung „Allg. Versorgung“ in TWh	in %	2007 Netto- Elektrizitäts- erzeugung gesamt in TWh	In %
Kernenergie	133,2 (158,7)	27,07	133,2 (158,7)	22,30
Braunkohle	140,7 (136,0)	28,59	143,2 (138,5)	23,97
Steinkohle	122,3 (116,5)	24,85	133,2 (126,8)	22,30
Mineralölprodukte	2,6 (3,3)	0,53	7,3 (9,5)	1,22
Erdgas	55,9 (55,0)	11,36	71,9 (70,8)	12,04
Wasser	23,9 (23,1)	4,86	27,2 (26,4)	4,55
Wind	0,4 (0,3)	0,08	39,5 (30,7)	6,61
Sonstige regenerative Energien	6,2 (5,1)	1,26	25,2 (19,9)	4,22
Übrige	6,9 (6,9)	1,40	16,6 (15,8)	2,78
<b>Insgesamt</b>	<b>492,1 (504,9)</b>	<b>100</b>	<b>597,3 (597,2)<sup>50</sup></b>	<b>100<sup>51</sup></b>

Tabelle 18: Netto-Elektrizitätserzeugung der „Allgemeinen Versorgung“ und der gesamten Elektrizitätswirtschaft nach Energieträgern (vorläufig)<sup>52</sup>

Bei den einzelnen Energieträgern ist der Rückgang der Elektrizitätserzeugung aus Kernenergie um 25,5 TWh und der Anstieg der Erzeugung in Windenergieanlagen um 8,8 TWh im Vergleich 2007 zu 2006 für die gesamte Elektrizitätswirtschaft hervorzuheben. Im Bereich der „Sonstigen regenerativen Energien“ stieg die gesamte Erzeugungsmenge ebenfalls deutlich um 5,3 TWh an.

Der Anstieg der Netto-Engpassleistung der gesamten Elektrizitätswirtschaft in 2007 gegenüber 2006 von 138,5 GW auf 143,4 GW basierte auf einem Anstieg um 2,5 GW bei den Kraftwerken der „Allgemeinen Versorgung“ und um 3,4 GW im Bereich der privaten Erzeugung. Mit einer Reduzierung der industriellen Erzeugung um 1,0 GW in 2007 hat sich in der gesamten Elektrizitätswirtschaft ein Anstieg der Netto-Engpassleistung um 4,9 GW ergeben.

<sup>50</sup> Die Summe der Einzelwerte entspricht auf Grund von Rundungsdifferenzen nicht dem Gesamtwert.

<sup>51</sup> Dito.

<sup>52</sup> Vorläufige Angaben des BDEW.

	<b>2006 Netto-Engpassleistung in GW</b>	<b>2007 Netto-Engpassleistung in GW</b>	<b>Veränderung in GW</b>	<b>Veränderung in %</b>
Kraftwerke der „Allgemeinen Versorgung“	101,9	104,4	+ 2,5	+ 2,45
Private Erzeugung	26,5	29,9	+ 3,4	+ 12,83
Industrielle Erzeugung	10,1	9,1	- 1,0	- 9,90
<b>Summe (Gesamte Elektrizitätswirtschaft)</b>	<b>138,5</b>	<b>143,4</b>	<b>+ 4,9</b>	<b>+ 3,54</b>

Tabelle 19: Netto-Engpassleistung der gesamten Elektrizitätswirtschaft (vorläufig)<sup>53</sup>

Die folgende Tabelle beinhaltet gemäß vorläufigen Erhebungen des BDEW eine nach Energieträgern aufgeteilte Darstellung der in 2007 insgesamt installierten Netto-Engpassleistung im Vergleich zu 2006. Dabei wird zwischen der „Allgemeinen Versorgung“ und der gesamten Elektrizitätswirtschaft unterschieden.

---

<sup>53</sup> Dito.



Kapazitäten	2007		2006	
	"Allgemeine Versorgung" in MW	Gesamte Elektrizitätswirtschaft in MW	"Allgemeine Versorgung" in MW	Gesamte Elektrizitätswirtschaft in MW
<b>Netto-Engpassleistung</b>	<b>104.385</b>	<b>143.337</b>	<b>101.888</b>	<b>138.424</b>
davon:				
Kernenergie	20.470	20.470	20.430	20.430
Braunkohle	19.860	20.385	19.780	20.305
Steinkohle	25.305	27.705	25.305	27.774
Erdgas	19.300	22.400	17.055	21.027
Öl	5.700	6.250	5.750	6.314
Pumpspeicher	5.710	5.710	5.710	5.710
Lauf- und Speicherwasser	4.300	5.170	4.300	5.097
Wind	215	22.289	196	20.622
Biomasse*	407	3.787	300	2.841
Photovoltaik	15	3.615	12	2.774
Sonstige regenerative Energien	3	6	0	0
Übrige	3.100	5.550	3.050	5.530

\* einschl. Klär-, Deponie- und Biogas, Quelle: BDEW

Tabelle 20: Netto-Engpassleistung der „Allgemeinen Versorgung“ und der gesamten Elektrizitätswirtschaft nach Energieträgern (vorläufig)<sup>54</sup>

Bei den Energieträgern Wind (+ 1.667 MW in der gesamten Elektrizitätswirtschaft), Erdgas (+ 1.373 MW), Biomasse (+ 946 MW) und Photovoltaik (+ 841 MW) sind nach den vorläufigen Erhebungen des BDEW Steigerungen der installierten Netto-Engpassleistungen im Berichtsjahr 2007 verglichen mit dem Berichtsjahr 2006 festzustellen.

<sup>54</sup> Vorläufige Angaben des BDEW. Die Gesamtwerte in den Tabellen 19 und 20 sind aufgrund von Rundungsdifferenzen nicht identisch.

## 2.2.1.2 Anschluss Elektrizitätserzeuger bei Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern

### Angeschlossene Erzeugungsanlagen und Anschlussbegehren<sup>55</sup>

Im Rahmen des Monitoring wurden die VNB befragt, welche Elektrizitätserzeuger, spezifiziert nach den eingesetzten Energieträgern, mit einer Erzeugungsleistung < 100 MW (Netto-Nennleistung) unmittelbar oder mittelbar an ihrem Netz vor 2007 und in 2007 angeschlossen wurden.

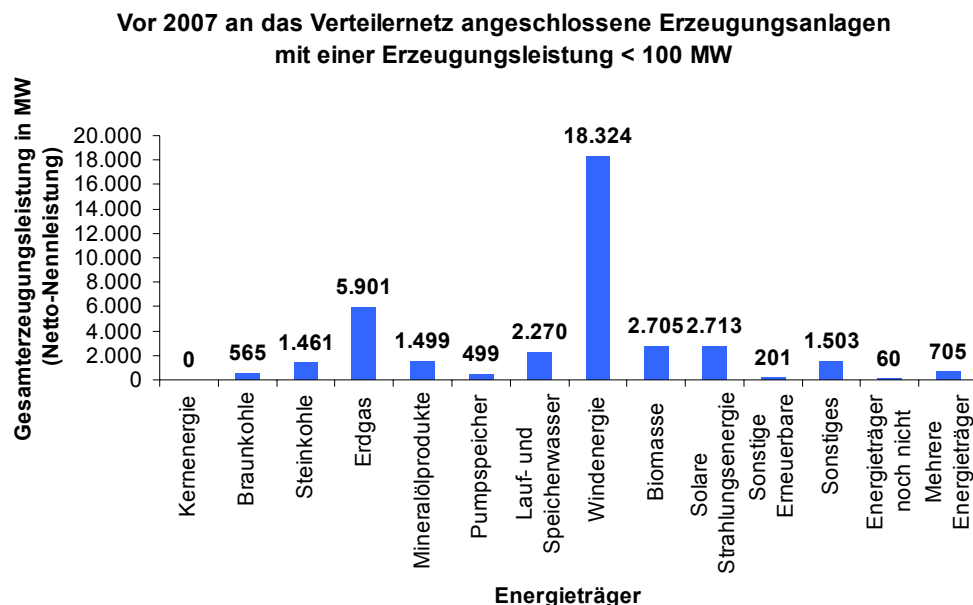


Abbildung 24: Vor 2007 an das Verteilernetz angeschlossene Erzeugungsanlagen mit einer Erzeugungsleistung < 100 MW (Netto-Nennleistung)

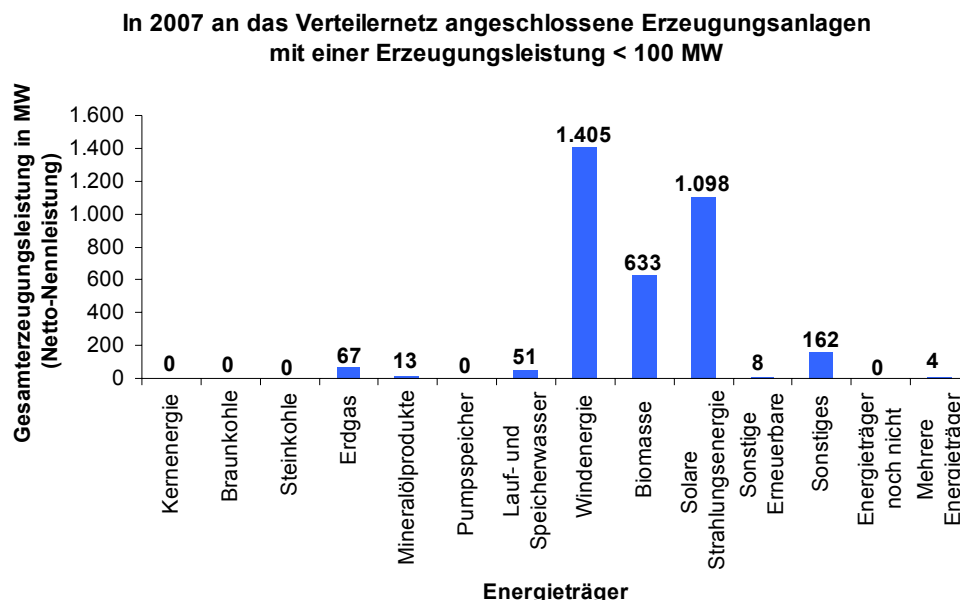


Abbildung 25: In 2007 an das Verteilernetz angeschlossene Erzeugungsanlagen mit einer Erzeugungsleistung < 100 MW (Netto-Nennleistung)

<sup>55</sup> Die folgenden Ausführungen zu „Angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Anschlussbegehren“ bei VNB und ÜNB beziehen sich auf Erzeugungsanlagen < 100 MW (Netto-Nennleistung). Bei Solaranlagen ist die Peak-Leistung (maximal mögliche Leistung eines Solargenerators bei Standardtestbedingungen) angegeben.

Bei den vor 2007 an das Verteilernetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen wird deutlich, dass die Windenergie den größten Anteil an der Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung) < 100 MW hat. In 2007 erfolgte ein weiterer Zuwachs an Wind-Erzeugungsleistung an das Netz der Verteilernetzbetreiber in Höhe von ca. 1,4 GW installierter Leistung. Des Weiteren ist in 2007 insbesondere ein Zuwachs an Erzeugungsleistung bei Solarer Strahlungsenergie und Biomasse (einschl. Klär-, Deponie- und Biogas) zu verzeichnen.

Darüber hinaus wurden die VNB für Erzeugungsanlagen < 100 MW (Netto-Nennleistung) nach neuen Anschlussbegehren, die im Kalenderjahr 2007 an sie gerichtet wurden, abgelehnten Anschlussbegehren sowie endgültig aufgegebenen Erzeugungsanlagen gefragt.

Energieträger	In 2007		
	endgültig aufgegebene Erzeugungs- anlagen in MW	beantragte (neue) Anschlussbegehren für Erzeugungs- anlagen in MW	abgelehnte Anschlussbegehren für Erzeugungs- anlagen in MW
Kernenergie	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,0	0,0
Erdgas	34,3	43,8	0,0
Mineralölprodukte	4,7	72,9	0,0
Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0
Lauf- und Speicherwasser	19,3	23,9	0,0
Windenergie	31,9	2.921,1	9,1
Biomasse	32,9	816,9	1,3
Solare Strahlungsenergie	8,6	1.382,4	3,4
Sonstige Erneuerbare Energien	2,7	1,6	0,0
Sonstiges	5,5	182,1	1,7
Energieträger noch nicht bestimmt	4,2	7,4	2,5
Mehrere Energieträger	0,0	0,0	0,0
<b>Summe</b>	<b>144,1</b>	<b>5.452,1</b>	<b>18,0</b>

Tabelle 21: In 2007 endgültig aufgegebene Erzeugungsanlagen, beantragte (neue) Anschlussbegehren und abgelehnte Anschlussbegehren für Erzeugungsanlagen < 100 MW (Netto-Nennleistung) im Verteilernetz

In 2007 wurden in Summe 144 MW Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung) endgültig aufgegeben und für insgesamt 5.452 MW Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung) lagen neue Anschlussbegehren vor.

Folgende Abbildung zeigt die Verteilung der einzelnen Energieträger im Übertragungsnetz für die vor 2007 und in 2007 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Elektrizitätserzeuger mit einer Erzeugungsleistung < 100 MW (Netto-Nennleistung).

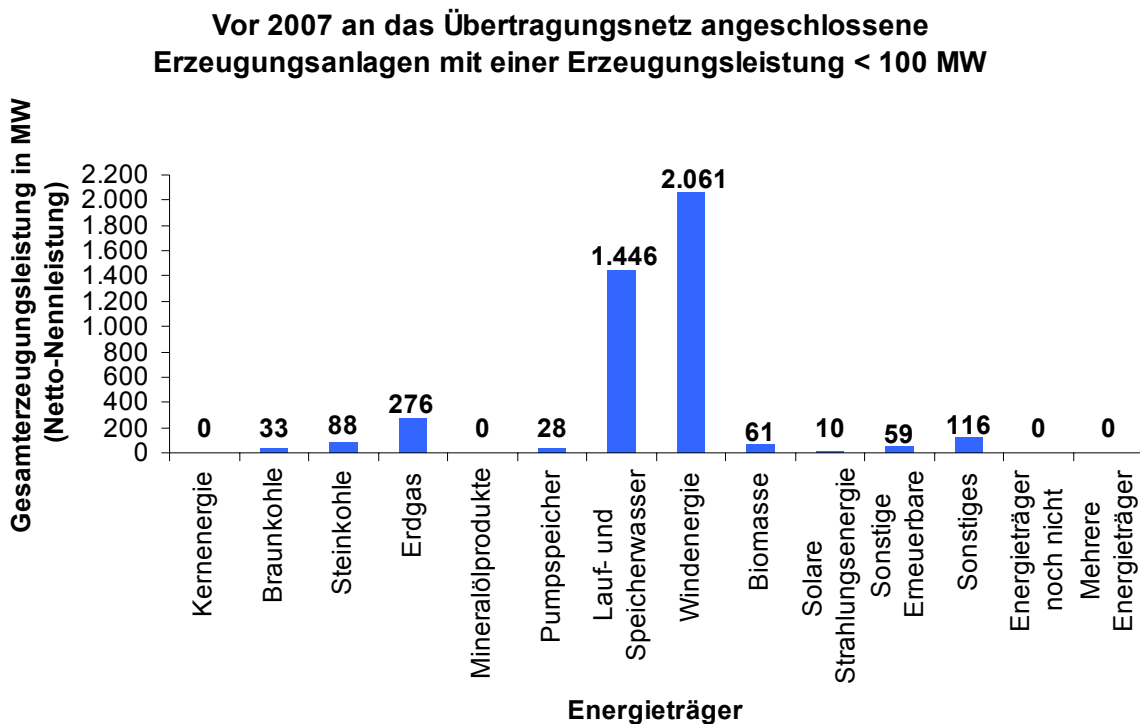


Abbildung 26: Vor 2007 an das Übertragungsnetz angeschlossene Erzeugungsanlagen mit einer Erzeugungsleistung < 100 MW (Netto-Nennleistung)

Dabei haben neben den Windenergieanlagen mit dem größten Anteil, auch die Lauf- und Speicherwasserkraftwerke einen größeren Anteil an der Erzeugungsleistung.

**In 2007 an das Übertragungsnetz angeschlossene  
Erzeugungsanlagen  
mit einer Erzeugungsleistung < 100 MW**

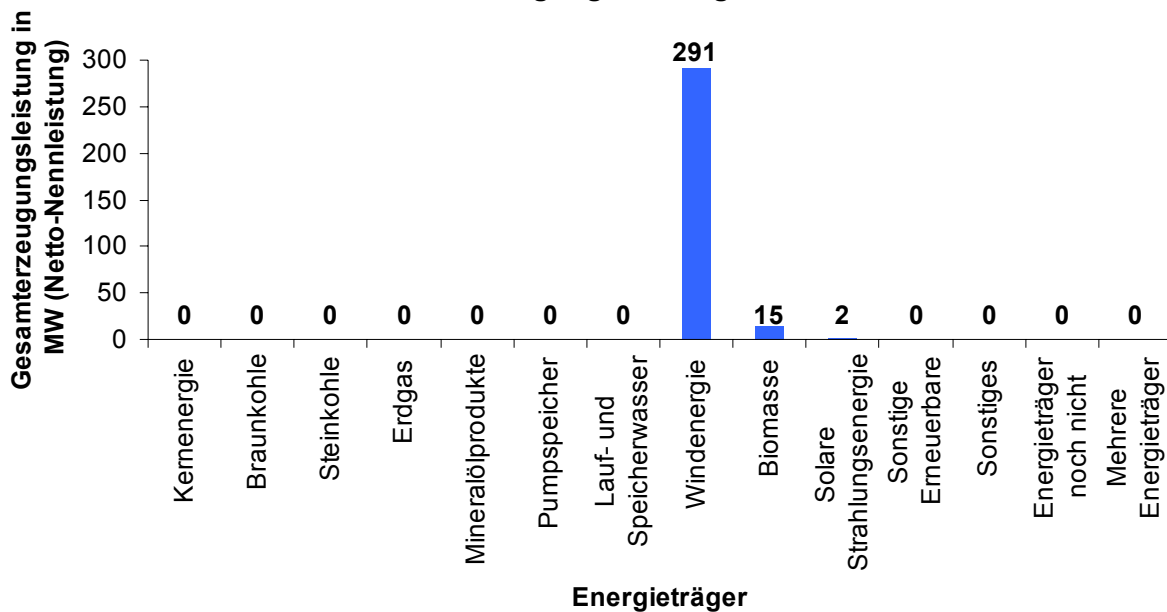


Abbildung 27: In 2007 an das Übertragungsnetz angeschlossene Erzeugungsanlagen mit einer Erzeugungsleistung < 100 MW (Netto-Nennleistung)

In 2007 erfolgte überwiegend ein Zuwachs an Wind-Erzeugungsleistung an das Netz der ÜNB in Höhe von ca. 300 MW. Endgültig aufgegeben wurden lediglich rund 5 MW Windenergie-Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung). Für 850 MW Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung) – Windenergie, Biomasse und Solare Strahlungsenergie – lagen neue Anschlussbegehren bei den ÜNB in 2007 vor. Trotz der an das Übertragungsnetz vornehmlich größeren angeschlossenen Windparks (2.347 MW Erzeugungsleistung mit Stand 31.12.2007), befindet sich der Großteil der in Deutschland angeschlossenen Windenergieanlagen (19.697 MW Erzeugungsleistung mit Stand 31.12.2007) im Bereich der Verteilernetze.

**Kraftwerksnetzanschlussverordnung**

Neben den im Rahmen des Monitoring abgefragten Daten zu Netzanschlüssen und Netzanschlussbegehren für Elektrizitätserzeuger mit einer elektrischen Leistung < 100 MW (Netto-Nennleistung) können weitere Informationen aus dem Kraftwerksanschluss-Register entnommen werden. Gemäß § 9 Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) sind Netzbetreiber verpflichtet, ein gemeinsames Register zu führen, in welchem alle Erzeugungsanlagen mit einer elektrischen Leistung von mindestens 100 MW erfasst werden, unabhängig, welcher Energieträger verwendet wird. Darüber hinaus sind Netzanschlussbegehren sowie aufgegebene oder vorübergehend stillgelegte Erzeugungsanlagen zu erfassen.

Das KraftNAV-Register weist mit Stand April 2008 eine installierte Kraftwerksleistung von mehr als 90 GW auf. Im Wesentlichen werden für die Elektrizitätserzeugung Braunkohle, Steinkohle und Erdgas als Primärenergieträger bzw. Kernkraft genutzt. Der Anteil der Erneuerbaren Energien ist in dieser Leistungsklasse vergleichsweise gering, wobei mit der Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen eine Änderung zu erwarten ist.

Des Weiteren sind im KraftNAV-Register im größeren Umfang Netzanschlussbegehren enthalten. Allerdings kann hier noch keine Aussage zur Realisierungswahrscheinlichkeit dieser Kraftwerksprojekte oder zur zukünftigen installierten Leistung getroffen werden. In der Regel wird der Netzanschluss parallel zu den sonstigen Genehmigungsverfahren für die Erzeu-

gungsanlage begehrt. Insoweit ist mit der Anschlusszusage des Netzbetreibers noch nicht sichergestellt, dass das Projekt auch tatsächlich realisiert wird.

## **2.2.2 Beschreibung des Großhandelsbereiches**

### **2.2.2.1 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 konzernneigene Stadtwerke und Regionalversorger sowie über spezialisierte Tochtergesellschaften am Handel beteiligen. Insbesondere im Terminhandel mit Elektrizität sind ferner auch Energiehändler und Banken auf der Großhandelsstufe tätig. Die Unternehmen der Großhandelsstufe verfolgen wirtschaftlich das Ziel, durch den Handel mit Elektrizität Gewinne zu erzielen. Hierbei spielt es keine Rolle, ob die Unternehmen Elektrizität an Letztverbraucher oder an andere Unternehmen der Großhandelsstufe verkaufen.

Jedoch kann aus dieser horizontalen, allein auf die Großhandelsstufe fokussierten Sichtweise nicht gefolgert werden, dass dem Großhandel auch im Vertikalverhältnis eine kompetitive Rolle zufällt. Vielmehr erfüllt die Großhandelsstufe nur eine intermediäre Aufgabe, die sich insbesondere aus den Eigenschaften der Nichtspeicherbarkeit und der Homogenität der elektrischen Energie ergibt. Ein strategisches Agieren auf der Großhandelsstufe im Sinne eines Herausnehmens und Lagerns von Elektrizität in Nebenzeiten (Off-Peak-Zeiten) bzw. eines zusätzlichen Angebots gelagerter Mengen zu Hauptzeiten (Peak-Zeiten) ist nicht möglich. Die Großhandelsstufe ist deswegen in ihren Aktionen immer abhängig von der Erzeugungsstufe, so dass das Marktergebnis auf der Letztverbraucherstufe immer (zumindest mittelbar) durch das Verhalten der Unternehmen auf der Erzeugungsstufe determiniert wird. Folglich liegt auf der Großhandelsstufe keine sich im Vertikalverhältnis auf die Erzeugungsstufe auswirkende Wettbewerbssituation vor.

Ebenso liegt keine autonome Wettbewerbssituation der Großhandelsstufe vor, wenn die Unternehmen als Anbieter für die Belieferung von Letztverbrauchern betrachtet werden. Zwar konkurrieren auf der Großhandelsstufe Weiterverteiler und Händler sowie eventuell Erzeuger um die Belieferung von Letztverbrauchern, jedoch ergibt sich aus der vertikalen Struktur sowie aus der Nichtspeicherbarkeit von Elektrizität, dass eigenständige Weiterverteiler ohne eigene Erzeugungskapazitäten und eigenständige Händler immer von den von den Erzeugungsunternehmen zur Verfügung gestellten Mengen abhängig sind. Aus Sicht der Erzeuger ist die Existenz von eigenständigen Weiterverteilern und Händlern jedoch nur so lange gewinnmaximierend, wie die hierdurch ermöglichten Einsparungen durch eine Reduktion der Distributions- bzw. Transaktionskosten größer sind als die Verluste, die durch die zusätzlichen Akteure im Großhandel entstehen. Sollten diese Verluste jedoch für die Erzeugungsunternehmen größer werden, so kann ein Erzeugungsunternehmen die an den Händler gelieferten Mengen (zumindest mittelfristig) reduzieren und auf diesem Wege das Verhalten des Händlers sanktionieren.

Die Ausführungen (vgl. Kapitel 2.2.1.1) hinsichtlich der Netto-Engpassleistung und der Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge verdeutlichen die weiterhin vorherrschende Dominanz der vier vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen auf der Angebotsseite von Elektrizität, wenn diese erstmalig für den weiteren Absatz in Deutschland angeboten wird.<sup>56</sup> Das Bundeskartellamt geht aufgrund der dominierenden Marktstellung wie in den vergangenen Berichtszeiträumen weiterhin davon aus, dass mindestens E.ON und RWE als kollektiv marktbeherr-

<sup>56</sup> Vgl. 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. 87 (Kapitel 3.2.2.1).

schend auf dem Markt für den erstmaligen Absatz von Elektrizität anzusehen sind. Dies hat das OLG Düsseldorf in dem Beschwerdeverfahren gegen die Untersagungsverfügung des Zusammenschlussvorhabens E.ON/Stadtwerke Eschwege bestätigt.<sup>57</sup>

#### European Energy Exchange AG (EEX)

Im Berichtsjahr 2007 wurde ein deutlicher Anstieg des Handelsvolumens am Spotmarkt der EEX beobachtet. Das Spotmarktvolumen für Elektrizität wird vollständig physisch erfüllt und demnach auch tatsächlich geliefert.

Nach Angaben der EEX resultierte das erhöhte Spotmarktvolumen für Elektrizität zum einen aus dem Anstieg der Anzahl Handelsteilnehmer, wodurch das Spotmarkt Optimierungsvolumen in 2007 gegenüber 2006 angestiegen ist. Zum anderen wirkte sich auch die Verdoppelung des Terminmarktvolumens 2006 im Vergleich zu 2005 auf das Spotmarkt Handelsvolumen in 2007 aus. Der starke Anstieg des Terminmarktvolumens in 2006 bezog sich unter anderem auf Phelix Futures mit Fälligkeit in 2007. Mit Beginn der Lieferperiode dieser Futures wurden Positionen am Spotmarkt physisch erfüllt, was zu einer Erhöhung des Spotmarktvolumens in 2007 gegenüber dem Vorjahr führte.

<b>Elektrizitäts-Handelsvolumen</b>	<b>2006 in TWh</b>	<b>2007 in TWh</b>	<b>Veränderung in TWh</b>	<b>Veränderung in %</b>
Spotmarkt Day-ahead für das Marktgebiet Deutschland/Österreich in TWh	88,46	117,93	+ 29,47	+ 33,31
Spotmarkt Day-ahead für das Marktgebiet Schweiz (Handelsstart 12.12.2006)	0,06	4,33		
Intra-Day-Spotmarkt inkl. OTC-Clearing (Handelsstart 25.09.2006)	0,14	1,40		
Terminmarkt ohne OTC-Clearing <sup>58</sup>	386,77	188,68	- 198,09	- 51,22
Terminmarkt OTC-Clearing <sup>59</sup>	655,55	960,60	+ 305,05	+ 46,53

Tabelle 22: Elektrizitäts-Handelsvolumen an der EEX

Im Terminmarktbereich sind in 2007 zwei unterschiedliche Entwicklungen festzustellen. Während sich das Handelsvolumen am EEX-Terminmarkt ohne OTC-Clearing halbierte, ist das Terminmarktvolumen im OTC-Handel mit Clearing an der EEX deutlich angestiegen.

Das Sinken des Handelsvolumens am EEX-Terminmarkt 2007 gegenüber dem Vorjahr (2006) ist nach EEX Angaben auf verschiedene Ursachen zurückzuführen. So waren Market Maker in 2007 teilweise inaktiv. In 2008 konnten bereits einige inaktive Market Maker wieder zum Quotieren animiert werden. Zudem waren die Entgelte zum Handel an der EEX im Verhältnis zum OTC-Handel im Jahr 2007 teurer. Seit 01.01.2008 wurden diese Entgelte angepasst, so dass der Anreiz über die Börse zu handeln größer geworden ist. Zusammen mit weiteren Maßnahmen in den Bereichen Handelssysteme und Kundenbetreuung zeigen die Initiativen der EEX Wirkung. Das Handelsvolumen am EEX Terminmarkt ohne OTC-Clearing konnte im Zeitraum Januar bis einschließlich Mai 2008 im Vergleich zum entsprechenden Vorjahreszeitraum um rund 45 Prozent gesteigert werden.

<sup>57</sup> Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 06.06.2007, Aktenzeichen: VI-2 Kart 7/04 (V).

<sup>58</sup> Nur Phelix Futures, German Power Futures und Optionen auf Phelix Futures; ohne French Power Futures, Emission Futures, Coal Futures.

<sup>59</sup> Dito.

	<b>01.04.2007</b>	<b>14.04.2008</b>	<b>Veränderung absolut</b>	<b>Veränderung prozentual</b>
Gesamte Anzahl Elektrizitäts-Handelsteilnehmer in den Bereichen Börsenhandel und Börsen-Clearing sowie OTC-Clearing	161	192	+ 31	+ 19,25
Gesamte Anzahl Handelsteilnehmer am Elektrizitäts-Spotmarkt	135	148	+ 13	+ 9,63
Gesamte Anzahl Handelsteilnehmer am Elektrizitäts-Terminmarkt	78	105	+ 27	+ 34,62
	<b>2006</b>	<b>2007</b>		
Durchschnittliche Anzahl aktiver Handelsteilnehmer <sup>60</sup> am Elektrizitäts-Spotmarkt der EEX für das Marktgebiet Deutschland/Österreich je Handelstag	--- <sup>61</sup>	116		
Durchschnittliche Anzahl aktiver Handelsteilnehmer <sup>62</sup> am Elektrizitäts-Terminmarkt der EEX (inkl. OTC) je Handelstag	---	36		

Tabelle 23: Elektrizitäts-Handelsteilnehmer an der EEX

Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG (EXAA)

	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>Veränderung in TWh</b>	<b>Veränderung in %</b>
Elektrizitäts-Handelsvolumen Spotmarkt Day-ahead für die Lieferzone Österreich und Deutschland	1,66	2,27	+ 0,61	+ 36,75

Tabelle 24: Elektrizitäts-Handelsvolumen an der EXAA

<sup>60</sup> Teilnehmer, deren Gebote in der Stundenauktion ausgeführt worden sind.

<sup>61</sup> Durch Veränderungen in der Definition "aktiver Handelsteilnehmer" ist kein Vergleich mit den Werten von 2006 möglich.

<sup>62</sup> Ermittlung auf Basis der abgeschlossenen Geschäfte über alle Phelix-Futures Kontrakte.



An der österreichischen Strombörse EXAA konnte in 2007 ein deutlicher Anstieg des Handelsvolumens am Spotmarkt für Elektrizität gegenüber 2006 verzeichnet werden. Dabei ist die Zahl der Handelsteilnehmer leicht angestiegen.

	01.04.2007	01.04.2008	Veränderung absolut	Veränderung prozentual
Gesamte Anzahl Handelsteilnehmer am Elektrizitäts-Spotmarkt der EXAA für die Lieferzone Österreich und Deutschland	40	42	+ 2	+ 5,00
Gesamte Anzahl Handelsteilnehmer am Elektrizitäts-Spotmarkt der EXAA für die Lieferzone Österreich und Deutschland mit Handelskonten in den beiden deutschen Regelzonen (Teilmenge der in Zeile 1 dieser Tabelle genannten Anzahl)	20	21	+ 1	+ 5,00
	<b>2006</b>	<b>2007</b>		
Durchschnittliche Anzahl aktiver Handelsteilnehmer <sup>63</sup> am Elektrizitäts-Spotmarkt der EXAA für die Lieferzone Österreich und Deutschland je Handelstag	--- <sup>64</sup>	26		
Durchschnittliche Anzahl aktiver Handelsteilnehmer, deren Gebote in den beiden deutschen Lieferzonen ausgeführt worden sind, am Elektrizitäts-Spotmarkt der EXAA je Handelstag	---	9		

Tabelle 25: Elektrizitäts-Handelsteilnehmer an der EXAA

### 2.2.2.2 Entwicklung der Elektrizitätspreise im Großhandelsbereich

#### European Energy Exchange AG (EEX)

Die Day-ahead-Spotmarktpreise an der EEX wiesen sowohl für den Phelix-Day-Base als auch für den Phelix-Day-Peak eine Absenkung der jährlichen Mittelwerte in 2007 gegenüber 2006 um rund ein Viertel auf.

Die jährlichen Mittelwerte der am Terminmarkt der EEX gehandelten Phelix-Year-Futures für das rollierende Folgejahr (2007 in 2006, 2008 in 2007) sind sowohl für Base als auch für Peak in 2007 gegenüber 2006 nahezu unverändert geblieben.

<sup>63</sup> Teilnehmer, deren Gebote ausgeführt worden sind.

<sup>64</sup> Durch Veränderungen in der Definition "aktiver Handelsteilnehmer" ist kein Vergleich mit den Werten von 2006 möglich.

Die Spannbreiten zwischen den Minimal- und den Maximalwerten am Spotmarkt für den Phelix-Day-Base und den Phelix-Day-Peak haben sich in 2007 gegenüber 2006 deutlich verringert, da die Maximalwerte in 2007 weit unter den Maximalwerten in 2006 gelegen haben. Die Spannbreiten zwischen den Minimal- und Maximalwerten am Terminmarkt für die Phelix-Year-Futures sind für Base ungefähr konstant geblieben und für Peak etwas abgesunken.

	<b>2006 in €/MWh</b>	<b>2007 in €/MWh</b>	<b>Veränderung in €/MWh</b>	<b>Veränderung in %</b>
Mittelwert Phelix-Day-Base	50,79	37,99	- 12,80	- 25,20
Mittelwert Phelix-Day-Peak	63,81	48,75	- 15,06	- 23,60
Mittelwert Phelix-Base-Year-Future rollierendes Folgejahr (2007 in 2006, 2008 in 2007)	55,01	55,84	+ 0,83	+ 1,51
Mittelwert Phelix-Peak-Year Future rollierendes Folgejahr (2007 in 2006, 2008 in 2007)	81,02	79,35	- 1,67	- 2,06
	<b>2006 in €/MWh</b>	<b>Datum in 2006</b>	<b>2007 in €/MWh</b>	<b>Datum in 2007</b>
Minimalwert Phelix-Day-Base	13,98	31.12.2006	5,80	01.01.2007
Maximalwert Phelix-Day-Base	301,54	27.07.2006	158,97	19.12.2007
Minimalwert Phelix-Day-Peak	17,42	04.06.2007	6,76	01.01.2007
Maximalwert Phelix-Day-Peak	543,72	27.07.2006	248,38	19.12.2007
Minimalwert Phelix-Base-Year-Future rollierendes Folgejahr (2007 in 2006, 2008 in 2007)	47,51	09.05.2006	49,05	20.02.2007
Maximalwert Phelix-Base-Year-Future rollierendes Folgejahr (2007 in 2006, 2008 in 2007)	60,35	18.04.2006	62,15	29.10.2007
Minimalwert Phelix-Peak-Year Future rollierendes Folgejahr (2007 in 2006, 2008 in 2007)	69,50	03.01.2006	71,41	22.02.2007
Maximalwert Phelix-Peak-Year Future rollierendes Folgejahr (2007 in 2006, 2008 in 2007)	87,54	09.11.2006	85,30	14.11.2007

Tabelle 26: Elektrizitäts-Preisniveau an der EEX

Das Spotmarkt Handelsvolumen Day-ahead ist um rund ein Drittel gestiegen, während der mittlere Day-ahead Spotmarktpreis um etwa ein Viertel gesunken ist. Hierdurch haben sich für Elektrizitätsversorgungsunternehmen in 2007 gegenüber 2006 kostenmindernde Effekte bei der Elektrizitätsbeschaffung auf dem Day-ahead Spotmarkt ergeben.

Die für die Preisgestaltung bei Letztverbrauchern relevanten Terminmarktprodukte für das rollierende Folgejahr (Phelix-Year-Futures) wiesen in 2007 eine Konstanz bei den mittleren Preisen gegenüber 2006 auf. Aus der Betrachtung der jährlichen Mittelwerte für diese Produkte lassen sich damit keine preissteigernden Signale für die Preisentwicklung im Einzelhandelsbereich in 2008 ableiten. Eine unterjährige Betrachtung der Preisentwicklung zeigt jedoch, dass im letzten Quartal des Jahres 2007 die Preise der Phelix-Year-Futures 2008 angestiegen sind. So waren auch die Maximalwerte des Phelix-Base-Year Future 2008 am 29.10.2007 und des Phelix-Peak-Year Futures am 14.11.2007 zu verzeichnen.

#### Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG (EXAA)

Die Entwicklung des mittleren Preisniveaus am Elektrizitätspotmarkt der EXAA für die Lieferzone Österreich-Deutschland entsprach den an der EEX in 2007 zu beobachtenden Preisentwicklungen für das Marktgebiet Deutschland / Österreich. Dabei war an der EXAA sowohl in 2006 als auch in 2007 ein mit der EEX vergleichbares mittleres Preisniveau der Day-ahead-Spotmarktpreise festzustellen.

	2006 in €/MWh	2007 in €/MWh	Veränderung in €/MWh	Veränderung in %
Mittelwert bEXAbase (00-24h)	50,97	38,96	- 12,01	- 23,56
Mittelwert bEXApeak (08-20h)	63,86	50,34	- 13,52	- 21,17

Tabelle 27: Elektrizitäts-Preisniveau an der EXAA

## **2.2.3 Beschreibung des Einzelhandelsbereiches**

### **2.2.3.1 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.

Der Markt für leistungsgemessene Letztverbraucher umfasst sämtliche Letztverbraucher, deren Verbrauch von elektrischer Energie durch eine registrierende Leistungsmessung erfasst wird (RLM-Kunden). Mit Hilfe der Leistungsmessung lässt sich für Letztverbraucher ein Lastgang ermitteln, der die Leistungsaufnahme des Verbrauchers über einen bestimmten Zeitraum aufzeigt. Auf der Grundlage eines registrierten Lastgangs kann der Letztverbraucher auf sein Nutzungsverhalten abgestimmte Angebote einholen und unter Umständen einen individuellen Elektrizitätspreis aushandeln. Da die Leistungsmessung selbst Kosten verursacht und aus Sicht eines Letztverbrauchers erst ab einer höheren Verbrauchsmenge lohnenswert ist, bieten Energieversorgungsunternehmen die Möglichkeit der Leistungsmessung erst ab höheren Verbrauchswerten an. Im Regelfall nutzen Industrie- und größere Gewerbekunden die Möglichkeit der Leistungsmessung. Diese Kundengruppe ist preissensibler und hat eine höhere Wechselbereitschaft bei der Lieferantenwahl. Die Nachfrage ist

grundsätzlich anders ausgerichtet und strukturiert als die von nicht-leistungsgemessenen Letztverbrauchern. Insbesondere fragen leistungsgemessene Endkunden nicht nur beim direkten regionalen Vorlieferanten nach, sondern auch bundesweit bei Anbietern. Aufgrund des höheren Verbrauchs und der durch den Lastgang dokumentierten tatsächlichen Leistungsaufnahme haben leistungsgemessene Letztverbraucher eine bessere Verhandlungsposition gegenüber Anbietern von elektrischer Energie.

Aufgrund des beschriebenen Nachfrageverhaltens leistungsgemessener Letztverbraucher hat das Bundeskartellamt den kartellrechtlich relevanten Markt deutschlandweit abgegrenzt. Die technischen Möglichkeiten bundesweiter Elektrizitätslieferungen werden von leistungsgemessenen Letztverbrauchern in einem Umfang genutzt, der eine bundesweite Orientierung der leistungsgemessenen Letztverbraucher belegt und somit gegen eine engere räumliche Marktabgrenzung spricht.

Gegen einen weiter abzugrenzenden räumlichen Markt – beispielsweise als europäischen Markt - spricht aus Sicht des Bundeskartellamtes insbesondere, dass die in Deutschland importierten Elektrizitätsmengen im Verhältnis zu den hierzulande erzeugten Mengen nur eine geringe Rolle spielen. Hauptgrund hierfür sind die vorhandenen Kapazitätsengpässe an den Grenzübergangspunkten, die einen umfangreichen Transport von elektrischer Energie von und nach Deutschland verhindern. Die Bundesnetzagentur hat diesbezüglich festgestellt, dass an sämtlichen Grenzkuppelstellen zu angrenzenden Ländern außer Österreich Engpässe vorliegen.

<b>2007</b>			
<b>Kategorie</b>	<b>Entnahmemenge in TWh</b>	<b>Lieferantenwechsel in TWh</b>	<b>Anteil an Entnahmemenge in Prozent</b>
<b>Ebene der Übertragungsnetze</b>			
Leistungsgemessene Letztverbraucher	40,38	4,23	10,48
Nicht-leistungsgemessene Letztverbraucher	0,00	0,00	0,00
<b>Ebene der Verteilernetze</b>			
Leistungsgemessene Letztverbraucher	265,42	38,15	14,37
Nicht-leistungsgemessene Letztverbraucher	177,72	6,73	3,79

Tabelle 28: Lieferantenwechsel von leistungsgemessenen und nicht-leistungsgemessenen Letztverbrauchern

Die Monitoringabfrage hat ergeben, dass leistungsgemessene Letztverbraucher im Jahr 2007 auf der Ebene der Übertragungsnetze die Gesamtmenge von 40,38 TWh und auf der Ebene der Verteilernetze 265,42 TWh entnommen haben. Bei 10,48 Prozent der von leistungsgemessenen Letztverbrauchern auf der Ebene der Übertragungsnetze entnommenen Elektrizitätsmenge bzw. bei 14,37 Prozent der von leistungsgemessenen Letztverbrauchern auf der Ebene der Verteilernetze entnommenen Elektrizitätsmenge hat im Jahr 2007 ein Lieferantenwechsel stattgefunden. Die gesamte Wechselquote der leistungsgemessenen Letztverbraucher von 13,9 Prozent hat damit im Vergleich zum Vorjahr (2006: 13,5 Prozent) leicht zugenommen.

Der Markt für nicht-leistungsgemessene Letztverbraucher umfasst sämtliche Letztverbraucher, deren Elektrizitätsnachfrage auf der Basis eines Standardlastprofils ohne registrierende Leistungsmessung abgerechnet wird (SLP-Kunden). Dieser Markt unterscheidet sich aus

mehreren Gründen erheblich von dem Markt für leistungsgemessene Letztverbraucher und stellt deswegen in der kartellrechtlichen Praxis des Bundeskartellamtes einen eigenständigen sachlich relevanten Markt dar. Während die Nachfrage nach elektrischer Energie bei leistungsgemessenen Letztverbrauchern überwiegend durch unternehmerische Entscheidungen determiniert wird, ist bei nicht-leistungsgemessenen Letztverbrauchern der Nutzen aus dem Betrieb elektrischer Geräte die treibende Kraft der Elektrizitätsnachfrage. Diese Feststellung impliziert in erster Linie eine relativ starre Nachfrage nach Elektrizität und eine entsprechend geringe Preiselastizität bei nicht-leistungsgemessenen Letztverbrauchern.

In räumlicher Hinsicht hat das Bundeskartellamt bei der Marktabgrenzung für nicht-leistungsgemessene Letztverbraucher ungeachtet der zwischenzeitlich unternommenen Liberalisierung weiterhin auf das etablierte Versorgungsgebiet der lokalen Weiterverteiler abgestellt, das sich durch das zur Versorgung eines Gewerbebetriebes und Haushalts benötigte Niederspannungsnetz abbilden lässt. Der technisch funktionierende Anbieterwechsel hat im Berichtszeitraum für nicht-leistungsgemessene Letztverbraucher keine wettbewerbsrechtlich signifikante Rolle gespielt. Insbesondere war die Wechselrate trotz Steigerung bei nicht-leistungsgemessenen Letztverbrauchern auf einem noch niedrigen Niveau. Die Monitoringabfrage hat ergeben, dass im Berichtsjahr 2007 bei einer gesamten Entnahmemenge von 177,72 TWh durch nicht-leistungsgemessene Letztverbraucher lediglich bei 3,79 Prozent der Entnahmemenge ein Lieferantenwechsel stattgefunden hat. Dies ist zwar eine Steigerung gegenüber der Wechselquote von 2,3 Prozent im vorherigen Berichtszeitraum, jedoch wird hierdurch aus Sicht des Bundeskartellamtes noch weiterhin keine abweichende räumliche Marktabgrenzung impliziert.

Niedrige Wechselraten sind zwar nicht zwangsläufig ein Indiz für mangelnden Wettbewerb, da sie auch Ausdruck einer stationären, aber durch Wettbewerb geprägten Situation sein können. Jedoch muss aus Sicht des Bundeskartellamtes bei der Betrachtung von Elektrizitätsmärkten beachtet werden, dass diese Märkte bis zur Liberalisierung im Regelfall Monopolmärkte waren. Bedingt durch das jahrzehntelange Vorliegen monopolistischer Anbieter hat sich auf der Nachfragerseite eine ausgeprägte Loyalität und Identifikation mit dem lokalen Weiterverteiler gebildet, die als besonders wettbewerbshemmend anzusehen sind. In diesem Szenario hat die Wechselrate eine große Bedeutung, da sie als Indiz für die Wechselbereitschaft interpretiert werden kann und Aufschluss gibt, in welchem Umfang Letztverbraucher andere Unternehmen als Wettbewerber auf dem relevanten Markt wahrnehmen. Die geringe Wechselquote weist in dieser Situation darauf hin, dass andere Energieanbieter als der lokale Weiterverteiler häufig gar nicht oder zumindest nur in einem sehr eingeschränkten Umfang als potentielle Elektrizitätslieferanten wahrgenommen werden. Diese Argumentation findet sich nicht zuletzt in der höchstrichterlichen 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.<sup>65</sup>

Aus Sicht des Bundeskartellamtes haben sich im Berichtszeitraum keine Anhaltspunkte ergeben, von der bisherigen räumlich engen Marktabgrenzung bei der Belieferung nicht-leistungsgemessener Letztverbraucher abzuweichen. Denn der Wettbewerb um nicht-leistungsgemessene Letztverbraucher findet weiterhin überwiegend regional statt. Dies lässt sich besonders gut an Preismodellen ablesen, bei denen der Arbeitspreis von alternativen Anbietern in Abhängigkeit von dem Grundversorgungspreis des etablierten Anbieters ausgestaltet ist - sei es durch eine absolute Unterbietung oder durch eine relative Unterbietung. In beiden Fällen wird der Preis regional festgelegt, so dass eben nicht von einer bundesweiten Preissetzung ausgegangen werden kann, sondern vielmehr ein regionaler Wettbewerb stattfindet. Soweit Energieversorgungsunternehmen im Wettbewerb zueinander stehen, gehen sie regelmäßig mit einer den Markt segmentierenden Strategie vor. Davon ausgehend, dass die

---

<sup>65</sup> vgl. BGH, Urteil vom 4.11.2003, WuW/E DE-R 1206 "Strom und Telefon I".

überwiegende Mehrheit der Letztverbraucher eine geringe Wechselbereitschaft hat, finden wettbewerbliche Vorstöße nicht auf breiter Front statt, vielmehr werden gezielt diejenigen Letztverbraucher angesprochen, die eine hohe Wechselbereitschaft haben. Die Gestaltungsspielräume der Energieversorger sind hierbei groß. Die Letztverbraucher, die eine geringe Wechselbereitschaft zeigen, werden sehr häufig auf der Basis von Grundversorgungsverträgen beliefert. Grundversorgungstarife können von Energieversorgern genutzt werden, um die Preise für Letztverbraucher mit einer geringen Wechselbereitschaft zu erhöhen. Weiterhin hat ein Energieversorgungsunternehmen die Möglichkeit, Sonderverträge den Marktgegebenheiten und dem Nachfrageverhalten entsprechend zu gestalten. Diese Strategie ist ökonomisch rational, da aus Sicht der Energieversorgungsunternehmen in Ermangelung wesentlichen Wettbewerbs keine Notwendigkeit besteht, die Elektrizitätspreise für sämtliche Letztverbraucher wettbewerblich zu gestalten, sondern eben nur für die wechselwilligen Kunden.

### 2.2.3.2 Entnahme- und Abgabemengen

Der Fragebogen für die ÜNB bzw. VNB wurde im Monitoring 2008 von insgesamt vier ÜNB und 684 VNB beantwortet. Die gesamte von den Unternehmen angegebene Entnahmemenge von Letztverbrauchern beträgt bei den ÜNB 40,38 TWh und bei den VNB 444,45 TWh. Dies entspricht in Summe (484,83 TWh) einem Anteil von 92,9 Prozent am gesamten Nettoelektrizitätsverbrauch in Höhe von 522,0 TWh im Jahr 2007 aus dem Netz der „Allgemeinen Versorgung“ gemäß vorläufiger Angaben des BDEW. Zum Stand 31.12.2007 bezogen insgesamt 45,93 Mio. Letztverbraucher Elektrizität aus den Versorgungsnetzen der antwortenden ÜNB und VNB.

Mit dem Fragebogen an die ÜNB und VNB wurden Daten für die Entnahmemengen von Letztverbrauchern in ihrem Netzbereich für die in der nachstehenden Tabelle aufgeführten vier Kundenkategorien angegeben. Dabei haben sich für die Entnahmemengen im Berichtsjahr 2007 folgende Werte in den einzelnen Kategorien ergeben, die den Werten aus 2006 gegenübergestellt werden. Ebenfalls aufgeführt ist der jeweilige prozentuale Anteil der einzelnen Kategorien an der gesamten Entnahmemenge von Letztverbrauchern.

Kategorie	2006 Entnahmemengen in TWh	Anteil an Gesamtsumme in %	2007 Entnahmemengen in TWh	Anteil an Gesamtsumme in %
≤ 10 MWh/Jahr	132,57	28,53	126,46	26,44
> 10 MWh/Jahr	50,12	10,79	50,11	10,48
≤ 100 MWh/Jahr				
> 100 MWh/Jahr	64,44	13,87	71,59	14,97
≤ 2 GWh/Jahr				
> 2 GWh/Jahr	217,55	46,82	230,21	48,12
<b>Gesamtsumme</b>	<b>464,68</b>	<b>100</b>	<b>478,37<sup>66</sup></b>	<b>100</b>

Tabelle 29: Summierte Entnahmemengen Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und ÜNB

<sup>66</sup> Die erhobene gesamte Entnahmemenge von Letztverbrauchern weicht von dem im Text aufgeführten Wert ab, da in der Tabelle ausschließlich die Angaben von den Unternehmen verwertet wurden, die neben dem Gesamtwert auch alle Unterkategorien angegeben haben.

Der Fragebogen für Großhändler und Lieferanten wurde im Monitoring 2008 von insgesamt 721 Unternehmen für den Bereich Elektrizität beantwortet. Unter Großhändlern werden gemäß § 3 Nr. 21 EnWG natürliche oder juristische Personen mit Ausnahme von Betreibern von Übertragungs- sowie Elektrizitätsverteilernetzen verstanden, die Energie zum Zwecke des Weiterverkaufs innerhalb oder außerhalb des Netzes, in dem sie ansässig sind, kaufen. Hierbei ist zu beachten, dass auch Handelsunternehmen der großen Versorgungsunternehmen mit erfasst sind. Unter Lieferanten werden gemäß § 2 Nr. 5 StromNZV Unternehmen verstanden, deren Geschäftstätigkeit auf den Vertrieb von Elektrizität gerichtet ist.

Die gesamte Elektrizitätsabgabe der antwortenden Großhändler und Lieferanten an Letztverbraucher belief sich im Berichtsjahr auf 483,32 TWh. Dies entspricht einem Anteil von 92,6 Prozent an dem gesamten Netto-Elektrizitätsverbrauch in Höhe von 522,0 TWh im Jahr 2007 aus dem Netz der „Allgemeinen Versorgung“ gemäß vorläufiger Angaben des BDEW. Von den 721 antwortenden Unternehmen haben 701 Unternehmen eine Elektrizitätsabgabe an Letztverbraucher angegeben. Dabei haben die befragten Großhändler und Lieferanten mit Stand 31.12.2007 insgesamt 46,27 Mio. Letztverbraucher in Deutschland mit Elektrizität beliefert.

Die Elektrizitätsabgabe der Großhändler und Lieferanten an Letztverbraucher teilt sich für das Berichtsjahr 2007 in die einzelnen Kundenkategorien, wie in der nachstehenden Tabelle dargestellt, auf. Dabei werden die Werte für das Berichtsjahr 2007 den Werten aus 2006 gegenübergestellt und der jeweilige prozentuale Anteil an der Gesamtabgabemenge angegeben.

Kategorie	2006 Abgabemengen in TWh	Anteil an Gesamtsumme in %	2007 Abgabemengen in TWh	Anteil an Gesamtsumme in %
≤ 10 MWh/Jahr	127,87	29,44	125,45	26,77
> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr	35,55	8,19	42,90	9,15
> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	60,93	14,03	58,60	12,51
> 2 GWh/Jahr	209,95	48,34	241,68	51,57
<b>Gesamtsumme</b>	<b>434,30</b>	<b>100</b>	<b>468,63<sup>67</sup></b>	<b>100</b>

Tabelle 30: Summierte Abgabemengen Letztverbraucher nach Kategorien gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Die Tabelle über die Entnahmemengen basiert auf den Angaben der Verteilernetzbetreiber und die Tabelle über die Abgabemengen auf den Angaben der Großhändler und Lieferanten. Die Tabellen wurden mit den Angaben von zwei unterschiedlichen Geschäftsfeldern erstellt und zeigen nahezu gleiche Ergebnisse. Den größten Anteil an der gesamten entnommenen bzw. gelieferten Elektrizitätsmenge weist die Kategorie „> 2 GWh/Jahr“ mit ca. 50 Prozent

<sup>67</sup> Die erhobene gesamte Elektrizitätsabgabe an Letztverbraucher weicht von dem im Text aufgeführten Wert ab, da in der Tabelle ausschließlich die Angaben von den Unternehmen verwertet wurden, die neben dem Gesamtwert auch alle Unterkategorien angegeben haben.

vor der Kategorie „≤ 10 MWh/Jahr“ mit ca. 27 Prozent auf. Geringere prozentuale Anteile weisen die Kategorien „>100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr“ mit ca. 14 Prozent und „> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr“ mit ca. 10 Prozent auf.

#### Marktanteile der größten Lieferanten

Aufgrund einer Aktualisierung der letztjährigen vorläufigen BDEW-Angabe zum gesamten deutschen Nettoelektrizitätsverbrauch wurden die Anteile der drei größten Lieferanten für das Jahr 2006 neu berechnet. Der Nettoelektrizitätsverbrauch aus dem Netz der „Allgemeinen Versorgung“ wurde von 530,5 TWh auf 523,1 TWh im Jahr 2006 korrigiert. Bei den Marktanteilen der drei größten Lieferanten führt die Korrektur für das Jahr 2006 zu folgenden leichten Veränderungen.

2006				
Kategorie	Abgabemengen in TWh	Hochgerechnete Abgabemengen in TWh	Abgabemengen der drei größten Unternehmen in TWh	Anteil an hochgerechneter Summe in %
≤ 10 MWh/Jahr	127,87	154,02	73,48	47,71
> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr	35,55	42,81	16,82	39,29
> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	60,93	73,38	25,69	35,01
> 2 GWh/Jahr	209,95	252,88	124,36	49,18
<b>Gesamtsumme<sup>68</sup></b>	<b>434,30</b>	<b>523,10</b>	<b>239,06</b>	<b>45,70</b>

Tabelle 31: Anteile (Anhaltswerte) der jeweils drei größten Unternehmen nach Kundenkategorien Letztverbraucher gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten unter Verwendung der Dominanzmethode für 2006

In der aktuellen Datenerhebung weisen die drei größten Unternehmen gemäß der Abfrage der Großhändler und Lieferanten eine Abgabemenge von insgesamt 240,64 TWh an Letztverbraucher in 2007 auf. Dies entspricht einem Anteil von 46,10 Prozent an dem gesamten Netto-Elektrizitätsverbrauch in Höhe von 522,0 TWh im Jahr 2007 aus dem Netz der „Allgemeinen Versorgung“ gemäß vorläufiger Angaben des BDEW. Dabei wurden die Abgabemengen der beherrschten (konsolidierten) Unternehmen nach der Dominanzmethode dem beherrschenden Unternehmen zugeordnet. Bei Anwendung der Dominanzmethode wiesen in 2007 drei Unternehmen einen Anteil von mindestens fünf Prozent, bezogen auf die Abgabemenge an Letztverbraucher, auf. Für 2007 wurde der Stand der Beteiligungsverhältnisse zum Zeitpunkt der Berichtserstellung berücksichtigt.

In der folgenden Tabelle werden die Anteile der jeweils drei größten Unternehmen in den Kategorien „≤ 10 MWh/Jahr“, „> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr“, „> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr“ und „> 2 GWh/Jahr“ sowie bei der Gesamtabgabemenge gemäß der Abfrage

<sup>68</sup> Die gesamte Abgabemenge der drei größten Unternehmen entspricht nicht der Summe der Einzelkategorien, da in der Tabelle auch die Angaben solcher Unternehmen verwendet wurden, die nicht alle Kategorien angegeben haben.



der Großhändler und Lieferanten zusammengefasst dargestellt. 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 522,0 TWh in 2007 gemäß vorläufiger BDEW-Angaben zur Summe der Abgabemenge an Letztverbraucher von 468,63 TWh hochgerechnet.

2007				
Kategorie	Abgabemengen in TWh	Hochgerechnete Abgabemengen in TWh	Abgabemengen der drei größten Unternehmen in TWh	Anteil an hochgerechneter Summe in %
≤ 10 MWh/Jahr	125,45	139,74	68,00	48,66
> 10 MWh/Jahr	42,90	47,79	17,45	36,52
≤ 100 MWh/Jahr				
> 100 MWh/Jahr	58,60	65,27	24,48	37,50
≤ 2 GWh/Jahr				
> 2 GWh/Jahr	241,68	269,20	130,70	48,55
<b>Gesamtsumme</b>	<b>468,63</b>	<b>522,00</b>	<b>240,64</b>	<b>46,10</b>

Tabelle 32: Anteile (Anhaltswerte) der jeweils drei größten Unternehmen nach Kundenkategorien Letztverbraucher gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten unter Verwendung der Dominanzmethode für 2007

Die Untersuchungen zu den Anteilen der drei größten Unternehmen, bezogen auf die Abgabemengen an Letztverbraucher, stellen Anhaltswerte dar, da die Abgabemengen der Beteiligungen der jeweils drei größten Unternehmen nicht vollständig vorliegen und teilweise die Abgabemengen im Berichtsjahr auf Basis vorliegender Daten aus anderen Jahren ermittelt worden sind.

Die gesamte Abgabemenge der drei größten Unternehmen an Letztverbraucher ist von 239,06 TWh (2006) auf 240,64 TWh (2007) leicht angestiegen. Dabei erhöhte sich der Marktanteil der drei größten Unternehmen von 45,70 Prozent auf 46,10 Prozent. Im Berichtsjahr 2007 wiesen die drei größten Unternehmen die höchsten Anteile in den Kategorien „≤ 10 MWh/Jahr“ und „> 2 GWh/Jahr“ mit 48,66 bzw. 48,55 Prozent auf.

### Ökostromprodukte

Mit dem Monitoring 2008 wurden die Großhändler und Lieferanten erstmalig nach der Menge der Elektrizitätsabgabe, die zu den Bedingungen eines Ökostromproduktes angeboten wurden, befragt. Ein Ökostromprodukt wurde hierbei so definiert, dass es aufgrund von Zertifizierung oder Stromkennzeichnung als Stromprodukt mit besonderer Relevanz des Anteils bzw. der Förderung Erneuerbarer Energien ausgewiesen und zu einem gesonderten Tarif angeboten und/oder gehandelt wurde. Nicht einzubeziehen war der über alle weiteren Stromprodukte vermarktete Anteil von regenerativ erzeugter Elektrizität. Im Weiteren sollten die Unternehmen, sofern eine Zertifizierung des Ökostromproduktes erfolgt war, die Art dieser Zertifizierung angeben. Hierbei wurden auch Herkunftsnachweise oder Label unter dem

Begriff Zertifikat mit aufgeführt. Es haben sich im Berichtsjahr 2007 folgende aufsummierte Werte zur Ökostromabgabe an Letztverbraucher ergeben.

### Ökostromabgabe an Letztverbraucher in 2007

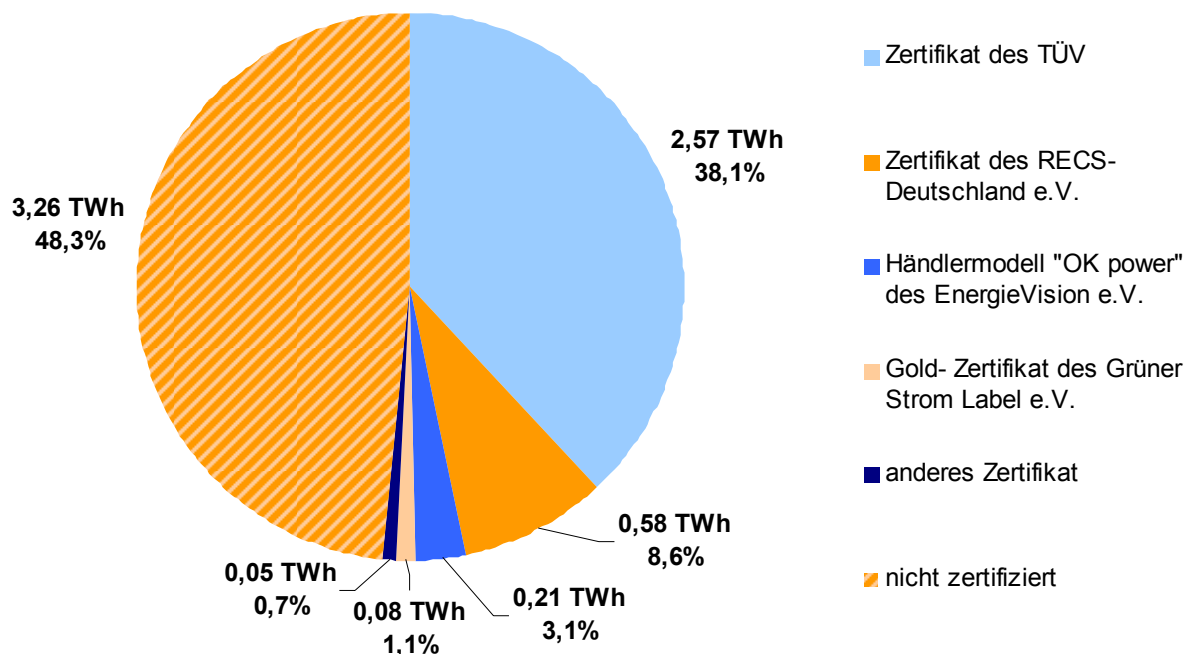


Abbildung 28: Ökostromabgabe an Letztverbraucher in 2007 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten<sup>69</sup>

Mit 48,3 Prozent wurde nach Angaben der Lieferanten knapp die Hälfte des an Letztverbraucher gelieferten Ökostromes nicht zertifiziert. Entschied sich der Lieferant jedoch für eine Zertifizierung seines Produktes, so wurde überwiegend die TÜV-Zertifizierung gewählt. Diese kommt auf einen Anteil von 38,1 Prozent der insgesamt gemeldeten Ökostromabgabe an Letztverbraucher. Am zweithäufigsten wurde mit 8,6 Prozent das Zertifikat des RECS-Deutschland e.V. gewählt. Danach folgten mit 3,1 Prozent das Händlermodell des Zertifikates „OK power“ des EnergieVision e.V. sowie das Goldzertifikat des Grüner Strom Label e.V. mit 1,1 Prozent. Alle anderen Zertifikate vereinten lediglich 0,7 Prozent der insgesamt gemeldeten Ökostromabgabe an Letztverbraucher auf sich.

Die Großhändler und Lieferanten gaben an, dass sie insgesamt 6,79 TWh Ökostrom an Letztverbraucher geliefert haben. Dies entspricht einem Anteil von 1,4 Prozent an der gesamten für das Berichtsjahr 2007 gemeldeten Elektrizitätsmenge von 483,32 TWh. Diese 1,4 Prozent wurden zusätzlich zu der über das EEG geförderten Elektrizitätsmenge an Letztverbraucher geliefert.

#### 2.2.3.3 Vertrags- und Lieferantenwechsel

##### Grundversorgung

Mit der Datenerhebung für das Monitoring 2008 wurden von den Großhändlern und Lieferanten Angaben zur Elektrizitätsabgabe an Letztverbraucher zu den Konditionen Allgemeiner

<sup>69</sup> Hat ein Unternehmen sein Ökostromprodukt mehrfach zertifiziert (z.B. durch einen Herkunftsnachweis, welcher für ein Label genutzt wird), so sollte nur ein Zertifikat genannt werden (um Doppelzählungen zu vermeiden). Daher stellen die in der Abbildung aufgeführten Ergebnisse nicht die tatsächlich im Markt vorhandene Menge eines Zertifikates (Herkunftsnachweises, Labels), sondern die Menge des über ein Zertifikat an Letztverbraucher abgegebenen Ökostromes dar.

Preise / Allgemeiner Tarife erhoben. Falls die befragten Unternehmen Allgemeine Preise / Allgemeine Tarife für die Versorgung in Niederspannung anbieten, sollten die Abgabemengen in 2007 an „Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG“ sowie „Weitere Letztverbraucher (keine Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG)“ zu den Konditionen Allgemeiner Preise / Allgemeiner Tarife angegeben werden. Hierbei haben die Angaben der Unternehmen für das Berichtsjahr 2007 zu dem in der Tabelle dargestellten Ergebnis geführt. Es werden die Werte für das Berichtsjahr 2007 den zusammengefassten Werten aus 2006 gegenübergestellt.

Kategorie	Jahr	Abgabemengen in TWh	Abgabemengen zu Allgemeinen Preisen (Allgemeine Tarife) in TWh	Anteil an Abgabemenge in Kategorie in %
Haushaltskunden	2006	131,97	73,21	55,47
	2007	128,69	73,43	57,06
Weitere Letztverbraucher	2006	335,00	11,30	3,37
	2007	354,63	10,72	3,02
<b>Gesamt</b>	<b>2006</b>	<b>466,97</b>	<b>84,51</b>	<b>18,10</b>
	<b>2007</b>	<b>483,32</b>	<b>84,15</b>	<b>17,41</b>

Tabelle 33: Abgabemengen Großhändler und Lieferanten zu den Konditionen Allgemeiner Preise / Allgemeiner Tarife nach Kategorien

Die gesamte erfasste Abgabemenge der befragten Großhändler und Lieferanten an Letztverbraucher betrug 483,32 TWh im Jahr 2007 (2006: 466,97 TWh). Die Gesamtmenge, die hiervon zu den Konditionen Allgemeiner Preise / Allgemeiner Tarife abgegeben wurde, sank im Jahr 2007 um 0,36 TWh auf 84,15 TWh (2006: 84,51 TWh). Der Anteil der gesamten Abgabemenge zu den Konditionen Allgemeiner Preise / Allgemeiner Tarife an der gesamten erfassten Abgabemenge der befragten Großhändler und Lieferanten an Letztverbraucher ist in 2007 gegenüber dem Berichtsjahr 2006 um 0,69 Prozentpunkte auf 17,41 Prozent gefallen. Der weitaus größte Teil der Abgabemenge zu den Konditionen Allgemeiner Preise wird mit 73,43 TWh an Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG abgesetzt. In dieser Kategorie stieg der Anteil um 1,59 Prozentpunkte. Dies ist allerdings auch darauf zurückzuführen, dass die Angaben im Bereich der gesamten Abgabemenge an Haushaltskunden unvollständiger als im Berichtsjahr 2006 sind. Dennoch ist, trotz steigendem Wechselverhalten von Haushaltskunden, nicht die erwartete deutliche Steigerung der Elektrizitätsmengen, die außerhalb der Allgemeinen Preise / Allgemeinen Tarife geliefert werden, festzustellen.

**Belieferung von Letztverbrauchern zu  
Allgemeinen Preisen / Allgemeinen Tarifen (Anzahl)  
Stand 31.12.2007**

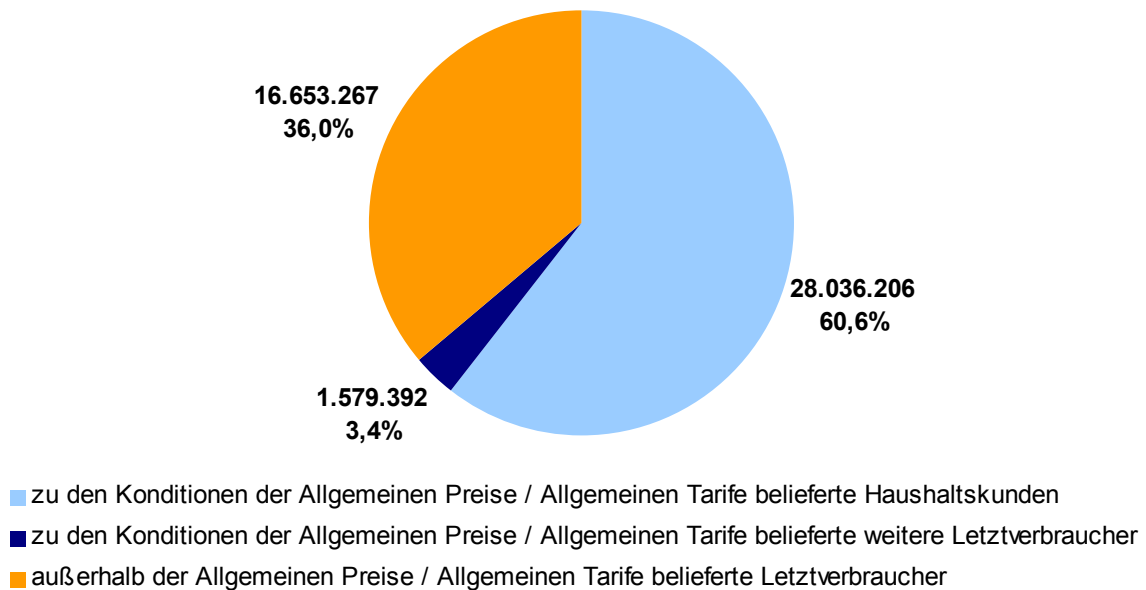
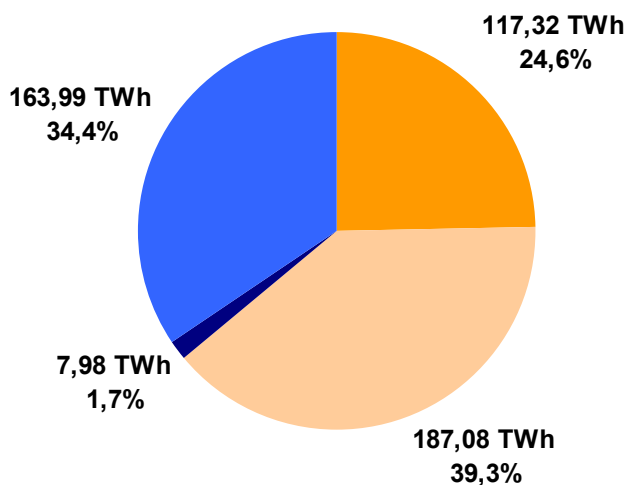


Abbildung 29: Belieferung von Letztverbrauchern zu Allgemeinen Preisen / Allgemeinen Tarifen (Anzahl) zum Stand 31.12.2007

Bei der Anzahl von Letztverbrauchern, die zu den Konditionen der Allgemeinen Preise / Allgemeinen Tarife beliefert wurden, wird der besonders im Haushaltskundenbereich ausbaufähige Wettbewerb deutlich. Von allen belieferten Letztverbrauchern sind 60,6 Prozent (rund 28 Mio. Letztverbraucher) Haushaltskunden, die über die Grundversorgung beliefert wurden (Stand 31.12.2007). Im Gegensatz dazu machen solche Letztverbraucher, die keine Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG sind und zu den Konditionen der Allgemeinen Preise / Allgemeinen Tarife beliefert werden, lediglich 3,4 Prozent aller Letztverbraucher aus.

Weiterhin wurden die Unternehmen gefragt, welche Elektrizitätsmengen sie innerhalb ihres Grundversorgungsnetzgebietes an alle Letztverbraucher sowie an Haushaltskunden liefern. Zusätzlich sollten die gelieferten Elektrizitätsmengen in den Netzgebieten angegeben werden, in denen die befragten Unternehmen nicht die Grundversorgung mit Elektrizität durchführen. Die Elektrizitätsabgabe der Großhändler und Lieferanten an Letztverbraucher teilt sich dabei für das Berichtsjahr 2007 wie folgt auf:

### Belieferung von Letztverbrauchern durch den Grundversorger (Menge) in 2007



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

Abbildung 30: Belieferung von Letztverbrauchern durch den Grundversorger (Mengen) in 2007

Es wurden insgesamt 63,9 Prozent der gesamten Elektrizitätsmenge von den Grundversorgern an Letztverbraucher geliefert, die sich aus 24,6 Prozent an Haushaltskunden und 39,3 Prozent an weitere Letztverbraucher zusammensetzen. Andere Lieferanten als der jeweilige Grundversorger eines Netzgebietes lieferten 36,1 Prozent der gesamten Elektrizitätsmenge an Letztverbraucher. Davon beläuft sich jedoch der Elektrizitätsmengenanteil von Letztverbrauchern, die keine Haushaltskunden sind, auf 34,4 Prozentpunkte. Haushaltskunden, die von einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger beliefert wurden, wiesen mit 1,7 Prozent nur einen sehr geringen Anteil an der gesamten Elektrizitätsmenge auf.

#### Vertrags- und Lieferantenwechsel

Die befragten ÜNB und VNB haben die Menge der Lieferantenwechsel im Berichtsjahr 2007 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, die den Werten aus 2006 gegenübergestellt werden. Ebenfalls aufgeführt ist der jeweilige prozentuale Anteil der Lieferantenwechsel an der gesamten Entnahmemenge in der jeweiligen Kategorie.

Kategorie	2006 Lieferanten- wechsel in TWh	Anteil an Entnahme- menge in Kategorie in %	2007 Lieferanten- wechsel in TWh	Anteil an Entnahme- menge in Kategorie in %
≤ 10 MWh/Jahr	3,38	2,55	5,35	4,23
> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr	1,98	3,95	2,76	5,51
> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	8,71	13,52	9,06	12,66
> 2 GWh/Jahr	30,79	14,15	30,37	13,19
<b>Gesamtsumme<sup>70</sup></b>	<b>45,51</b>	<b>9,41</b>	<b>48,62</b>	<b>10,03</b>

Tabelle 34: Lieferantenwechsel Letztverbraucher (Mengen) nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und ÜNB

Damit liegen die Wechselquoten von 13,19 Prozent bzw. 12,66 Prozent in den beiden Kategorien mit hohen Entnahmemengen der Letztverbraucher jeweils deutlich über den Wechselquoten in den Kategorien mit niedrigeren Entnahmemengen. Allerdings ist in der „Haushaltskunden“- Kategorie „≤ 10 MWh/Jahr“ eine Steigerung von 1,68 Prozentpunkten festzustellen, was einem Anstieg der mengenbezogenen Lieferantenwechselquote um knapp zwei Drittel entspricht. Das Gesamtvolumen der Lieferantenwechsel von 48,62 TWh bezogen auf die Gesamtentnahmemenge von Letztverbrauchern in Höhe von 484,83 TWh führt zu einer durchschnittlichen Wechselquote von 10,03 Prozent im Berichtsjahr 2007. Die gesamte Lieferantenwechselquote ist damit in 2007 um lediglich 0,62 Prozentpunkte gegenüber dem Wert von 2006 angestiegen.

Die bei den VNB zusätzlich erfragten Entnahme- bzw. Lieferantenwechsellmengen von Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG lagen im Jahr 2007 bei 126,7 TWh bzw. 5,49 TWh.<sup>71</sup> Dies ergibt eine Lieferantenwechselquote der Haushaltskunden von 4,34 Prozent, welche leicht über der Lieferantenwechselquote in der Kategorie „≤ 10 MWh/Jahr“ von 4,23 Prozent liegt.

Da Grundversorger neben den Konditionen der Allgemeinen Preise / Allgemeinen Tarife meist noch weitere Tarifoptionen anbieten, ist es ebenfalls wettbewerbsrelevant, welche Elektrizitätsmengen der Grundversorger außerhalb der Allgemeinen Preise / Allgemeinen Tarife an Letztverbraucher absetzt. Daher wurden die Großhändler und Lieferanten gefragt, welche Elektrizitätsmengen sie innerhalb ihres Grundversorgungsnetzgebietes zu Allgemeinen Preisen / Allgemeinen Tarifen bzw. außerhalb Allgemeiner Preise / Allgemeiner Tarife an alle Letztverbraucher sowie an Haushaltskunden liefern. Zusammen mit den Angaben zu den gelieferten Elektrizitätsmengen in den Netzgebieten, in denen die befragten Unternehmen nicht die Grundversorgung mit Elektrizität durchführen, lassen sich hieraus

<sup>70</sup> Die Gesamtsumme der Lieferantenwechsel entspricht nicht der Summe der Einzelkategorien, da in der Tabelle auch die Angaben solcher Unternehmen verwertet wurden, die nicht alle Kategorien angegeben haben.

<sup>71</sup> Errechnet aus 4,81 TWh „Lieferantenwechsel zu einem anderen Lieferanten“ zuzüglich 0,68 TWh „Lieferantenwechsel bei Einzug“.

Rückschlüsse auf den aktuellen Stand der getätigten Vertrags- und Lieferantenwechsel ziehen, welche im Folgenden dargestellt werden.

### Vertrags- und Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern (die keine Haushaltskunden sind), Stand 2007

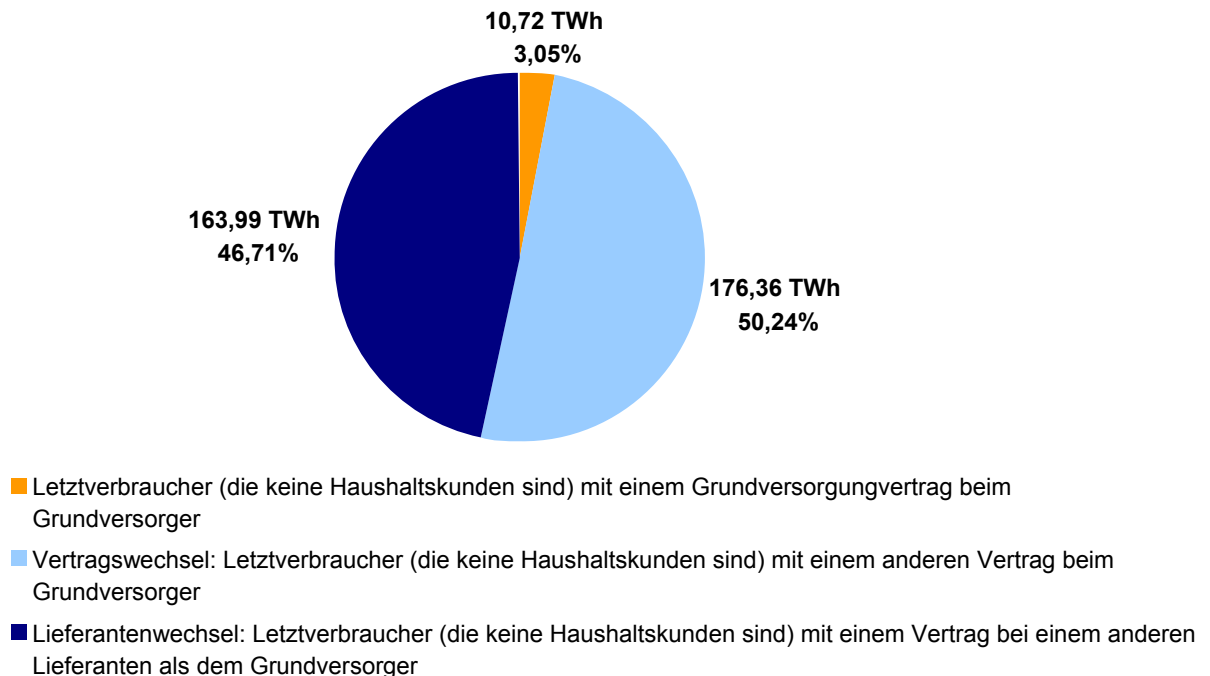


Abbildung 31: Vertrags- und Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern (die keine Haushaltskunden sind), Stand 2007

Wie die Abbildung zeigt, befanden sich von den Letztverbrauchern, die keine Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG sind, mit Stand 2007 lediglich 3,05 Prozent in der Grundversorgung. 50,24 Prozent wurden vom Grundversorger über einen anderen Vertrag beliefert und 46,71 Prozent wurden von einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger beliefert. Auch die jährlichen Lieferantenwechselquoten liegen in den Kategorien mit Elektrizitätsentnahmemengen ab 100 MWh/Jahr deutlich über den Quoten von Letztverbrauchern mit geringeren Elektrizitätsentnahmemengen.

Gegenüber der Entwicklung der Vertrags- und Lieferantenwechsel im Bereich der Letztverbraucher, die keine Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG sind, 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 2007

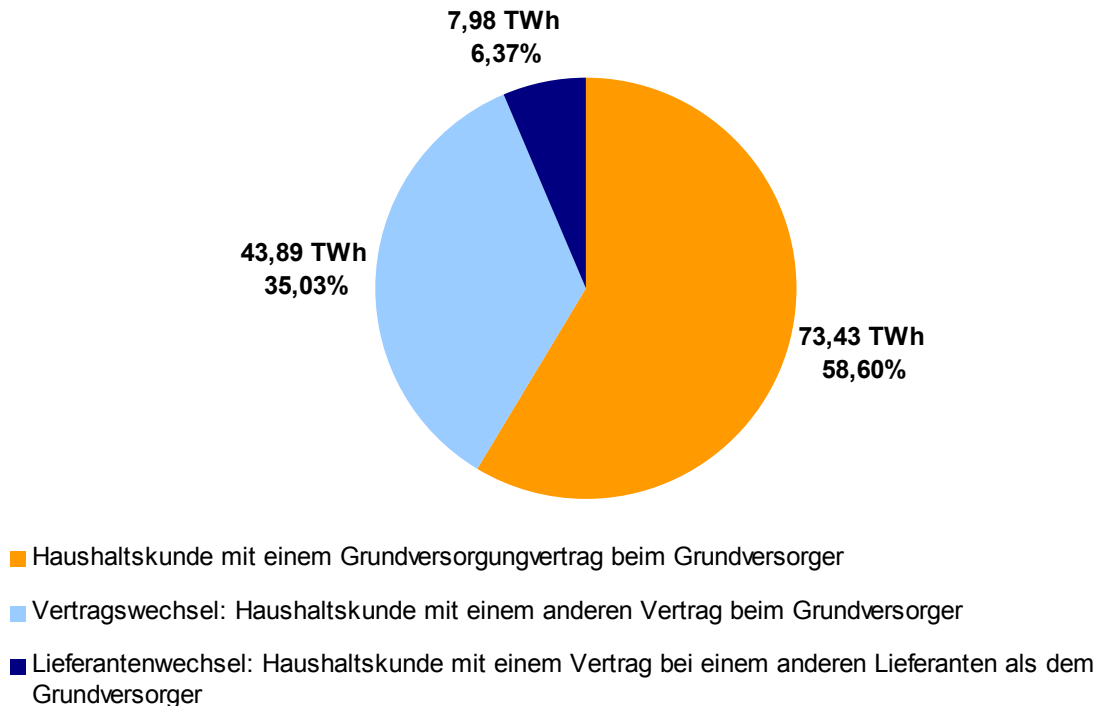


Abbildung 32: Vertrags- und Lieferantenwechsel von Haushaltskunden (Stand 2007)

Von den Haushaltskunden sind mit Stand des Berichtsjahres 2007 mit 58,6 Prozent nach wie vor über die Hälfte in der Grundversorgung. 35,03 Prozent haben einen anderen Vertrag mit ihrem Grundversorger abgeschlossen. 6,37 Prozent der Haushaltskunden werden von einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger beliefert. Somit entscheidet sich ein Haushaltskunde, der die Grundversorgung verlässt, häufiger für einen Vertragswechsel bei seinem Grundversorger als zu einem neuen Lieferanten zu wechseln. Der Anteil der Haushaltskunden mit einem anderen Lieferanten als dem Grundversorger (6,37 Prozent) fällt im Vergleich mit den seit 2005 ermittelten, aufsummierten Lieferantenwechselquoten für Haushaltskunden von 9,11 Prozent niedriger aus. Dies ist zum Einen auf die sich von 2005 bis 2007 ändernden Lieferantenwechselkategorien der Monitoringabfrage zurückzuführen.<sup>72</sup> Zum Anderen ist dies jedoch auch ein Anzeichen dafür, dass einige der in den Lieferantenwechselquoten erfassten Haushaltskunden ihren Lieferanten bereits mehrfach gewechselt haben.

Mit den Fragebögen an die ÜNB und VNB wurden erstmalig auch Daten über die Anzahl von Letztverbrauchern und Lieferantenwechseln der Letztverbraucher erhoben. Die Befragten haben die Anzahl von Letztverbrauchern in ihrem Netzbereich sowie die Anzahl der Lieferantenwechsel für die in der nachstehenden Tabelle aufgeführten vier Kundenkategorien und als Gesamtwert angegeben. Dabei haben sich im Berichtsjahr 2007 folgende aufsummierten Werte in den einzelnen Kategorien ergeben. Ebenfalls aufgeführt ist die auf die Anzahl bezogene Wechselquote.

<sup>72</sup> „≤ 50 MWh/Jahr“ in 2005: 2,22 Prozent; „≤ 10 MWh/Jahr“ in 2006: 2,55 Prozent; „Haushaltskunden“ in 2007: 4,34 Prozent.



Kategorie	Anzahl Letztverbraucher	Anzahl Lieferantenwechsel	Anteil Anzahl Lieferantenwechsel an Anzahl Letztverbraucher in %
≤ 10 MWh/Jahr	41.940.494	1.333.663	3,18
> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr	2.193.061	90.212	4,11
> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	193.685	20.694	10,68
> 2 GWh/Jahr	41.758	2.291	5,49
<b>Gesamt<sup>73</sup></b>	<b>45.927.971</b>	<b>1.541.783</b>	<b>3,36</b>

Tabelle 35: Lieferantenwechsel Letztverbraucher (Anzahl) nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und ÜNB

Durch den Vergleich der mengen- und anzahlbezogenen Wechselquoten wird klar, dass in allen Kategorien jeweils solche Letztverbraucher wechselbereiter sind, die jeweils im oberen Mengenbereich einer Kategorie angesiedelt sind. So wechselten z.B. in der Kategorie „> 2 GWh/Jahr“ anzahlbezogen nur 5,49 Prozent der Letztverbraucher ihren Lieferanten, welche jedoch mengenbezogen 13,19 Prozent darstellen. Auch die gesamte anzahlbezogene Wechselquote liegt mit 3,36 Prozent deutlich unter der gesamten mengenbezogenen Wechselquote von 10,03 Prozent.

Ebenfalls erstmalig wurde nach der Anzahl solcher Lieferantenwechsel gefragt, bei welchem ein Haushaltskunde bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger wählt. Dies wird in folgender Graphik zusätzlich zu der Anzahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden sowie von weiteren Letztverbrauchern zu einem anderen Lieferanten dargestellt.

<sup>73</sup> Die gesamte Anzahl der Lieferantenwechsel entspricht nicht der Summe der Einzelkategorien, da in der Tabelle auch die Angaben solcher Unternehmen verwertet wurden, die nicht alle Kategorien angegeben haben.

### Anzahl Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern

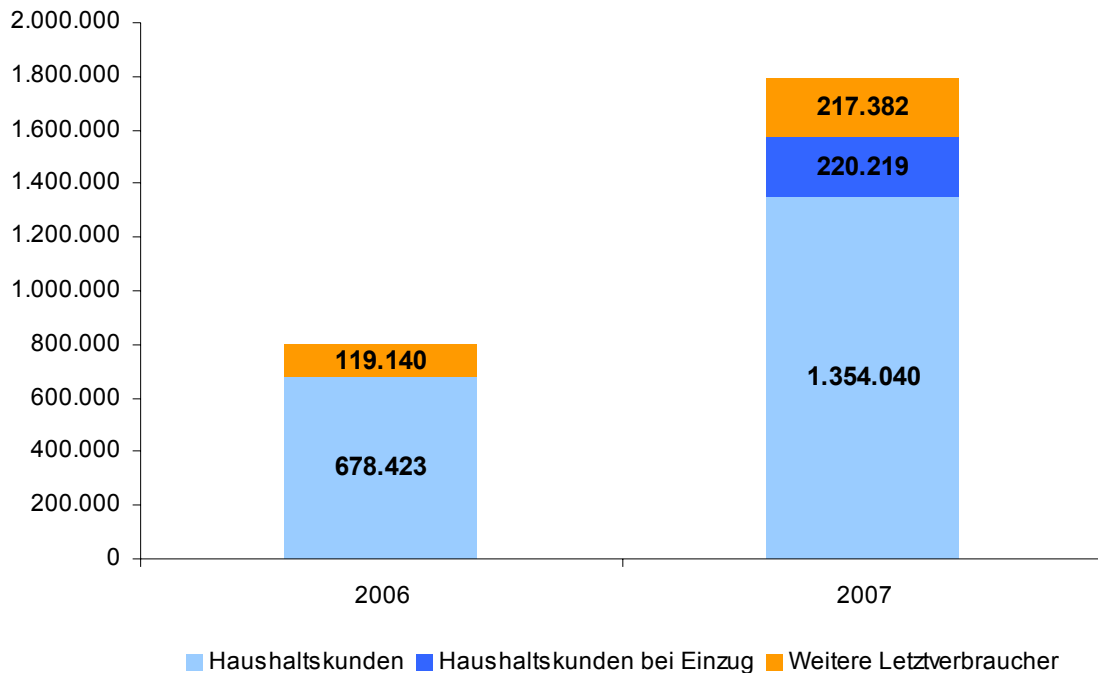


Abbildung 33: Anzahl Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern nach Kundenkategorie gemäß Abfrage VNB und ÜNB

In Summe ergaben die Lieferantenwechsel von Haushaltskunden, die bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger wählten (220.219) und die Wechsel von Haushaltskunden zu einem anderen Lieferanten, die nicht anlässlich eines Umzuges erfolgten (1.354.040), die Anzahl der gesamten Lieferantenwechsel von Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG in Höhe von 1.574.259 im Berichtsjahr 2007. Die Anzahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden zu einem anderen Lieferanten hat sich im Berichtsjahr 2007 etwa verdoppelt und stieg um 675.617 Wechsel an. Allerdings ist diese Verdopplung der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden von einem relativ niedrigen Ausgangsniveau erfolgt, so dass die Lieferantenwechselquote bei den Haushaltskunden im Vergleich zu den anderen Kundenkategorien weiterhin niedriger als in anderen Kundenkategorien ist. Die Anzahl der Lieferantenwechsel der weiteren Letztverbraucher stieg um 98.242 Wechsel an.

Die VNB sowie die Großhändler und Lieferanten gaben zum 01.04.2008 die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten Einschätzungen der derzeitigen Automatisierung ihrer Geschäftsprozesse an. Diese werden mit den Werten aus dem Monitoring 2007 verglichen.

### Durchschnittlicher Automatisierungsgrad beim Lieferantenwechsel in Prozent

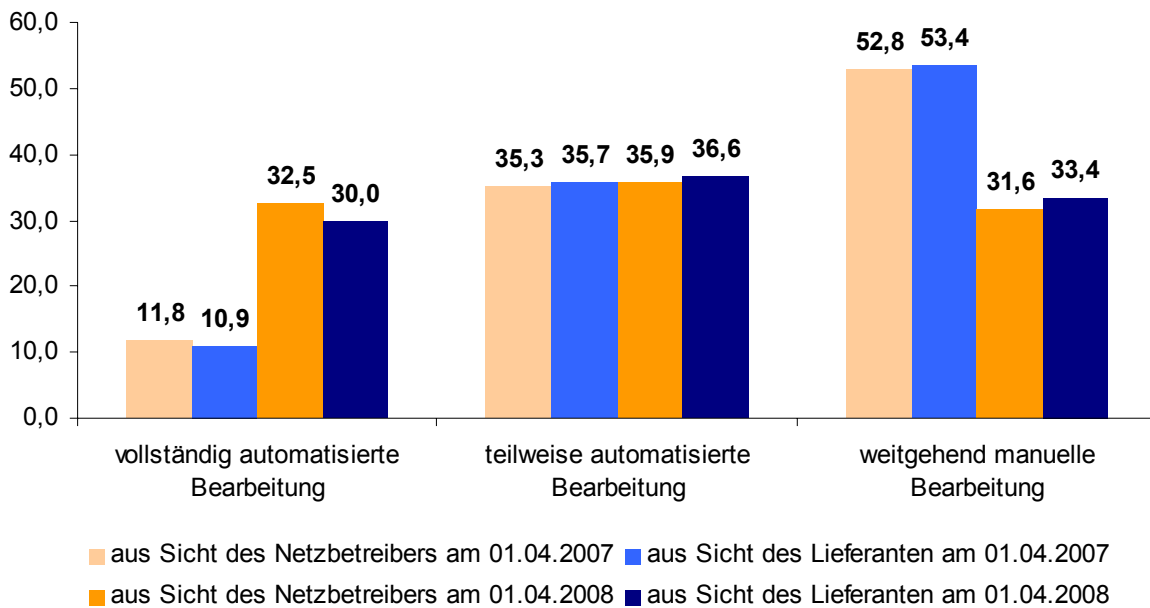


Abbildung 34: Durchschnittlicher Automatisierungsgrad im Lieferantenwechselprozess zum 01.04.2007 bzw. 01.04.2008 gemäß Abfrage VNB

Wie aus der Abbildung ersichtlich wird, stieg der Grad der vollständig automatisierten Bearbeitung beim Lieferantenwechsel aus Sicht der Netzbetreiber und der Lieferanten innerhalb von einem Jahr um ca. 20 Prozentpunkte auf über 30 Prozent an.

Die teilweise automatisierten Lieferantenwechsel blieben bei den Lieferanten und Netzbetreibern mit etwa 36 Prozent auf Vorjahresniveau und die weitgehend manuelle Bearbeitung sank bei beiden um ca. 20 Prozentpunkte auf rund 33 Prozent ab.

Bei den ÜNB ergab sich erwartungsgemäß eine andere Aufteilung der Bearbeitung von Lieferantenwechseln, da diese nur insgesamt 12 Lieferantenwechsel in 2007 durchführten. Während der Anteil der vollständig automatisierten Bearbeitung mit 26 Prozent in der Größenordnung des für den Bereich der VNB ermittelten Anteils liegt, ist der Anteil der teilweise automatisierten Bearbeitung mit ca. 14 Prozent deutlich niedriger. Der Anteil der weitgehend manuellen Bearbeitung liegt bei 60 Prozent.

Trotz der deutlichen Verbesserung des Lieferantenwechselprozesses wurden die durchschnittlichen Kosten je Lieferantenwechsel in 2007 nahezu identisch gegenüber 2006 angegeben. Die Kosten wurden durch die befragten Lieferanten in 2007 im Mittel auf 109,0 Euro (2006: 111,1 Euro) für Kunden mit registrierender Lastgangmessung und im Mittel auf 64,4 Euro (2006: 64,7 Euro) bei Kunden, die nach Standardlastprofilen bilanziert werden, geschätzt.

Diese immer noch sehr hohen Transaktionskosten gaben allerdings nur 7,7 Prozent der Lieferanten als das gewichtigste Hindernis bei der Neukundenakquisition an. Unter diesem Prozentsatz liegen im Monitoring 2008 nur die 4,2 Prozent der Lieferanten, welche die kostenpflichtige oder unmögliche Abfrage von Kundendaten bemängeln sowie die 5,8 Prozent der Lieferanten, die fehlgeschlagene und /oder verzögerte Lieferantenwechsel als gewichtigstes Hindernis bei der Neukundenakquisition nennen.

### Gewichtigste Hindernisse bei der Neukundenakquisition 2007

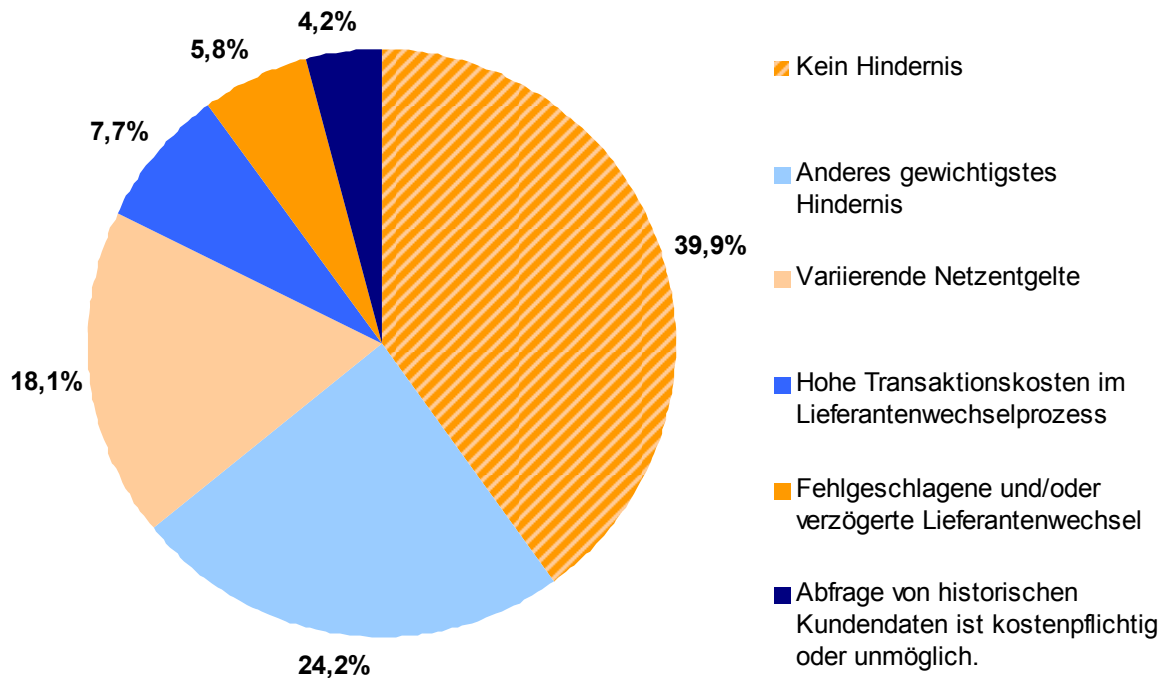


Abbildung 35: Gewichtigste Hindernisse bei der Neukundenakquisition 2007 gemäß Abfrage VNB

Von den Lieferanten sahen knapp 40 Prozent keine gewichtigsten Hindernisse bei der Neukundenakquisition. Andere als die zur Auswahl stehenden gewichtigsten Hindernisse liegen aus Sicht von etwa 24 Prozent der Lieferanten vor. Variierende Netzentgelte wurden von rund 18 Prozent der Befragten als gewichtigstes Hindernis für die Neukundenakquisition genannt. Die Zahlen zu den gewichtigsten Hindernissen bei der Neukundenakquisition belegen die Bedeutung, die mit der Umsetzung der Festlegung von einheitlichen Geschäftsprozessen und Datenformaten durch die Bundesnetzagentur verbunden ist.

#### Beschluss zur Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate für die Belieferung von Kunden mit Elektrizität

Mit Beschluss vom 11.07.2006 hatte die Bundesnetzagentur marktweit einheitliche Geschäftsprozesse und Datenformate vorgegeben, in denen Netzbetreiber und Netznutzer (namentlich Lieferanten) zur effizienten Abwicklung der Elektrizitätsbelieferung von Endkunden zusammenzuarbeiten und Informationen auszutauschen haben (GPKE-Beschluss). Die von einigen Unternehmen gegen die Festlegung eingelegten Beschwerden wurden in mehreren Musterverfahren vor dem OLG Düsseldorf verhandelt. Hierüber wurde im März 2007 zugunsten der Bundesnetzagentur entschieden. Auf anschließende Rechtsbeschwerde zweier Netzbetreiber vor dem Bundesgerichtshof (BGH) hat dieser am 29.04.2008 die Festlegung der Bundesnetzagentur ebenfalls in allen angegriffenen Punkten bestätigt.

Die durch den Beschluss vorgegebene Umsetzungsfrist lief im Berichtszeitraum für den überwiegenden Teil der Verpflichtungen am 01.08.2007 bzw. für die Ermöglichung der elektronischen Netznutzungsabrechnung am 01.10.2007 aus. Zu diesen Zeitpunkten wären alle Netzbetreiber und Lieferanten verpflichtet gewesen, die festgelegten Anforderungen vollumfänglich zu erfüllen. Teile des Marktes waren hingegen nicht in der Lage, diesen Anforderungen fristgerecht nachzukommen. So haben 65 Unternehmen bereits im Vorfeld angekündigt,

die Starttermine nicht einhalten zu können. Die Bundesnetzagentur hat in jedem Einzelfall den betroffenen Marktteilnehmer zu den Ursachen und Abhilfemöglichkeiten angehört.

Im Zuge des Monitoring 2008 wurden die Netzbetreiber und Lieferanten befragt, in welchem Umfang der Datenaustausch in Sende- bzw. Empfangsrichtung mit Stand 31.12.2007 entsprechend den Vorgaben des GPKE-Beschlusses eingehalten wurde. Die beiden folgenden Abbildungen zeigen dabei den Umsetzungsstand aus Sicht der Verteilernetzbetreiber.<sup>74</sup>

**Datenaustausch entsprechend der GPKE aus VNB-Sicht  
- Verwendung der Nachrichtentypen bei der Datenübermittlung  
von VNB an Lieferanten -**

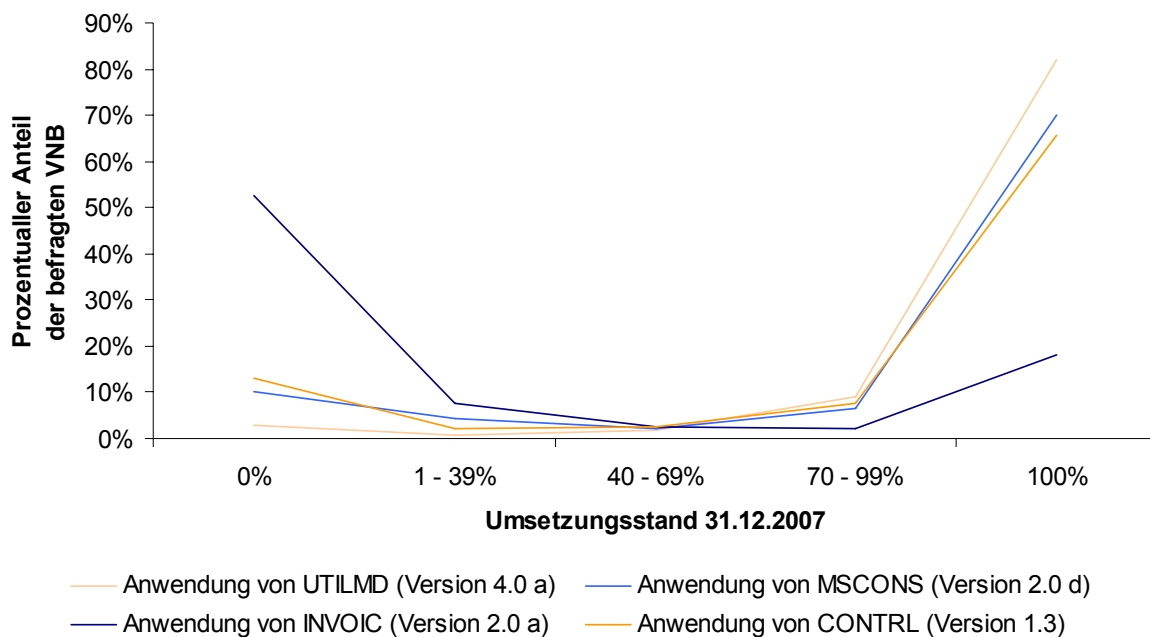


Abbildung 36: Datenaustausch entsprechend der GPKE aus VNB-Sicht zum 31.12.2007 (Verwendung der Nachrichtentypen bei der Datenübermittlung von VNB an Lieferanten)

In der Graphik deutlich zu erkennen ist vor allem der hohe prozentuale Anteil (ca. 53 Prozent) der 684 befragten VNB, welche das Datenformat INVOIC (Version 2.0a) noch nicht umgesetzt haben.

<sup>74</sup> Die einzelnen Nachrichtentypen gem. GPKE werden im Glossar dieses Berichtes näher beschrieben.

**Datenaustausch entsprechend der GPKE aus VNB-Sicht  
- Verwendung der Nachrichtentypen bei der Datenübermittlung  
von Lieferanten an den VNB -**

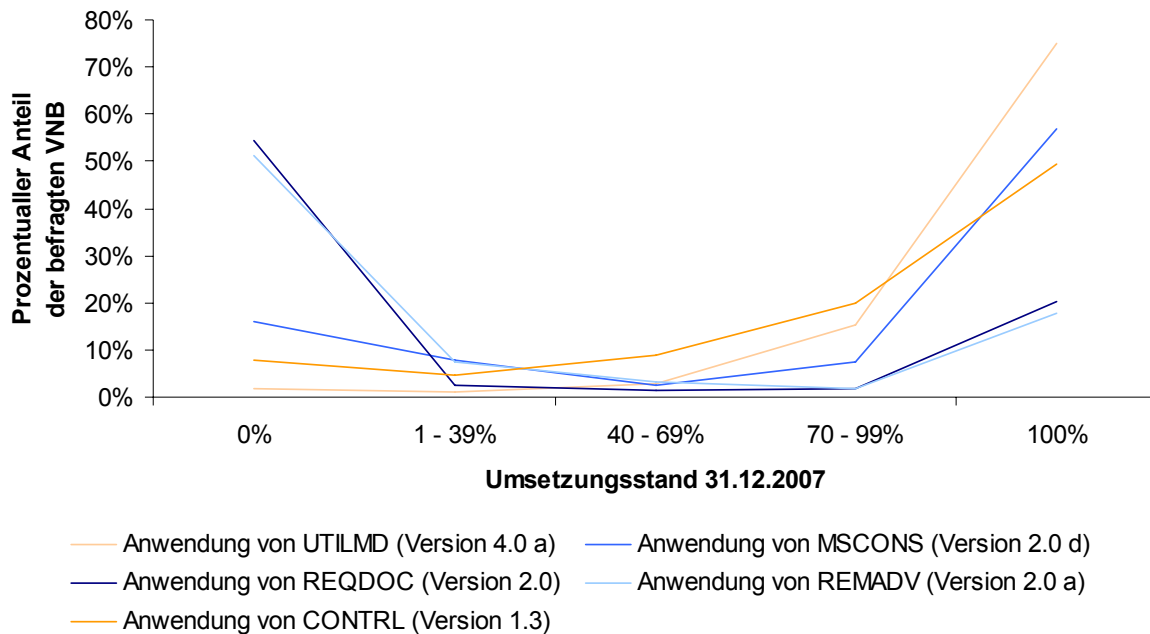


Abbildung 37: Datenaustausch entsprechend der GPKE aus VNB-Sicht zum 31.12.2007 (Verwendung der Nachrichtentypen bei der Datenübermittlung von Lieferanten an den VNB)

Beim Datenaustausch der Lieferanten an die Verteilernetzbetreiber (aus Sicht der VNB) waren vor allem bei der Anwendung von REQDOC (Version 2.0) und REMADV (Version 2.0a) Probleme vorhanden. Ca. 55 Prozent der Lieferanten hatten demzufolge Probleme bei der Umsetzung des Datenformates REQDOC und ca. 52 Prozent bei der Anwendung von REMADV.

Die beiden folgenden Abbildungen zeigen den Umsetzungsstand des GPKE-Beschlusses aus Sicht der Lieferanten.

**Datenaustausch entsprechend der GPKE aus Lieferantensicht  
- Verwendung der Nachrichtentypen bei der Datenübermittlung  
von Lieferanten an Netzbetreiber -**

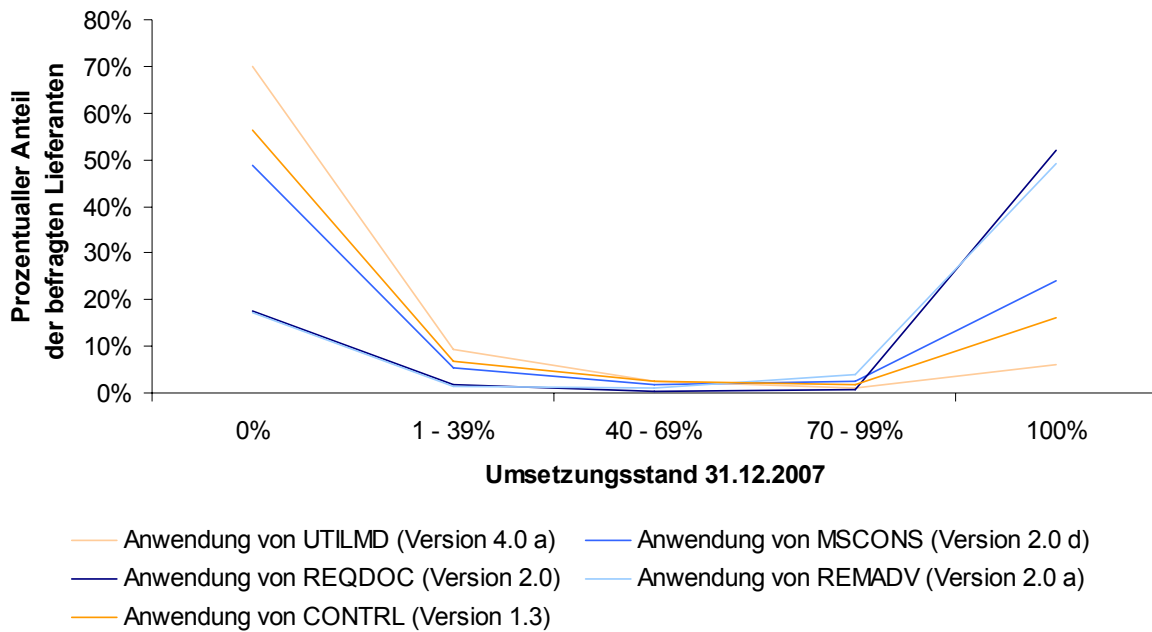


Abbildung 38: Datenaustausch entsprechend der GPKE aus Lieferantensicht zum 31.12.2007 (Verwendung der Nachrichtentypen bei der Datenübermittlung von Lieferanten an Netzbetreiber)

**Datenaustausch entsprechend der GPKE aus Lieferantensicht  
- Verwendung der Nachrichtentypen bei der Datenübermittlung  
von Netzbetreiber an Lieferanten -**

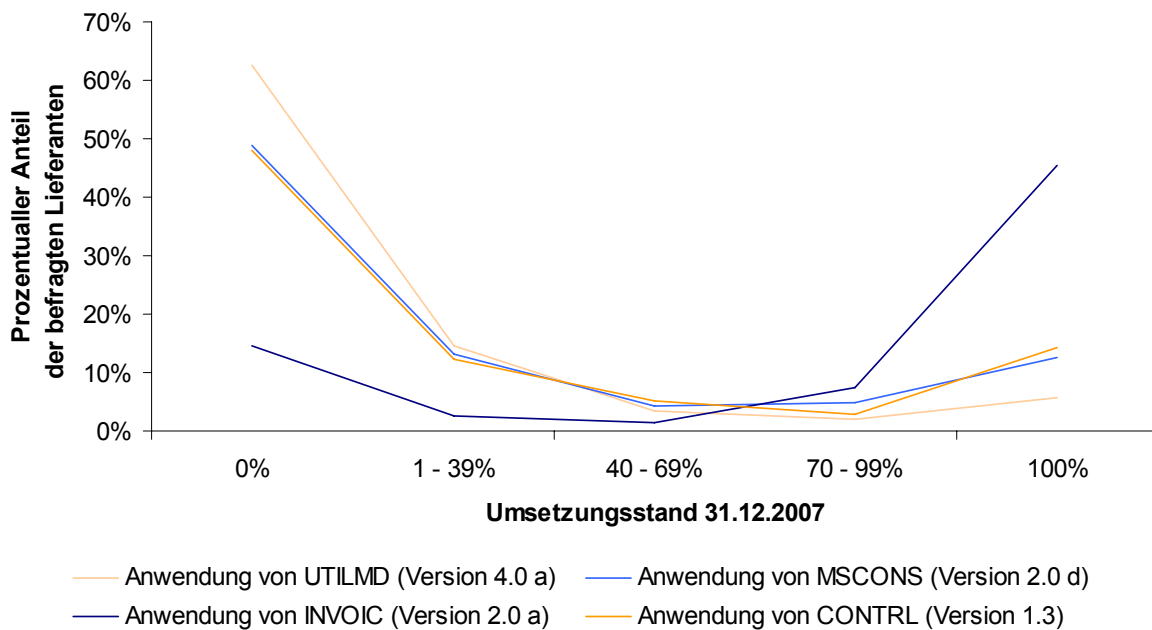


Abbildung 39: Datenaustausch entsprechend der GPKE aus Lieferantensicht zum 31.12.2007 (Verwendung der Nachrichtentypen bei der Datenübermittlung von Netzbetreiber an Lieferanten)

Markttrollen- und nachrichtentypübergreifend ist erkennbar, dass sich die umsetzungsverpflichteten Akteure in zwei Gruppen einteilen lassen. So lässt sich ein Teil des Marktes ausmachen, der bei der Umsetzung der GPKE-Anforderungen zum Jahresende 2007 bereits verhältnismäßig weit fortgeschritten war, während eine andere große Gruppe im selben Zeitraum noch erhebliche Umstellungsprobleme hatte.

Diese Bewertung deckt sich mit Erfahrungen der Bundesnetzagentur aus eingegangenen Verbraucher- und Unternehmensbeschwerden. Bei den kleineren Marktakteuren, die zumeist in starkem Maße auf die IT-Zulieferung externer Dienstleister angewiesen sind, treten häufig erhebliche Zeitverzögerungen aufgrund von Lieferengpässen auf. Die Bundesnetzagentur geht verstärkt auf diejenigen Unternehmen zu, die durch erhebliche Umstellungsverzögerungen auffällig geworden sind. Hierbei wurde regelmäßig gegenüber den Unternehmen klargestellt, dass Lieferverzögerungen eines Softwareanbieters grundsätzlich nicht geeignet sind, den nicht fristgerecht vorgenommenen Start einer GPKE-konformen Marktkommunikation durch den Netzbetreiber oder Netznutzer zu rechtfertigen, da diese und nicht der Softwareanbieter durch den GPKE-Beschluss verpflichtet sind.

Die von der Bundesnetzagentur in diesem Zusammenhang festgestellten Mängel führen in den meisten Fällen nicht dazu, dass deswegen der vom Verbraucher veranlasste Wechsel des Elektrizitätslieferanten scheitert. Sie verursachen aber in jedem Fall erheblichen und unnötigen Mehraufwand beim neuen Lieferanten des Kunden und geben häufig Anlass für gesonderte Nachfragen und Beschwerden. Daher wurden im August 2008 etwa 40 Elektrizitätsnetzbetreibern, welche die betreffenden behördlichen Vorgaben noch nicht vollständig umgesetzt hatten, Zwangsgelder in Höhe von insgesamt rund 1,7 Mio. Euro angedroht.

#### **2.2.3.4 Entwicklung der Elektrizitätspreise im Einzelhandelsbereich**

Mit der Monitoringabfrage 2008 wurden die Großhändler und Lieferanten aufgerufen, das aktuelle durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau ihres Unternehmens (Preisstand 01.04.2008) in ct/kWh für die aufgeführten Kundenkategorien gemäß Eurostat-Definition (vgl. Kapitel 2.1.3) 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 Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb), Steuern (Strom- und Umsatzsteuer) sowie sonstiger staatlich veranlasster Preisbestandteile (Konzessionsabgabe, EEG- und KWK-Umlage) anzugeben. Der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ errechnet sich aus der Subtraktion der Netzentgelte, Steuern und sonstiger staatlich veranlasster Preisbestandteile vom Gesamtpreis.

Die Angaben der Unternehmen zur Preiskategorie Dc (Allgemeine Preise / Allgemeine Tarife) führten beispielsweise zur folgenden Aufteilung des Gesamtelektrizitätspreises:



### Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus zum 01.04.2008 der Kategorie Dc (Allgemeine Preise / Allgemeiner Tarif)

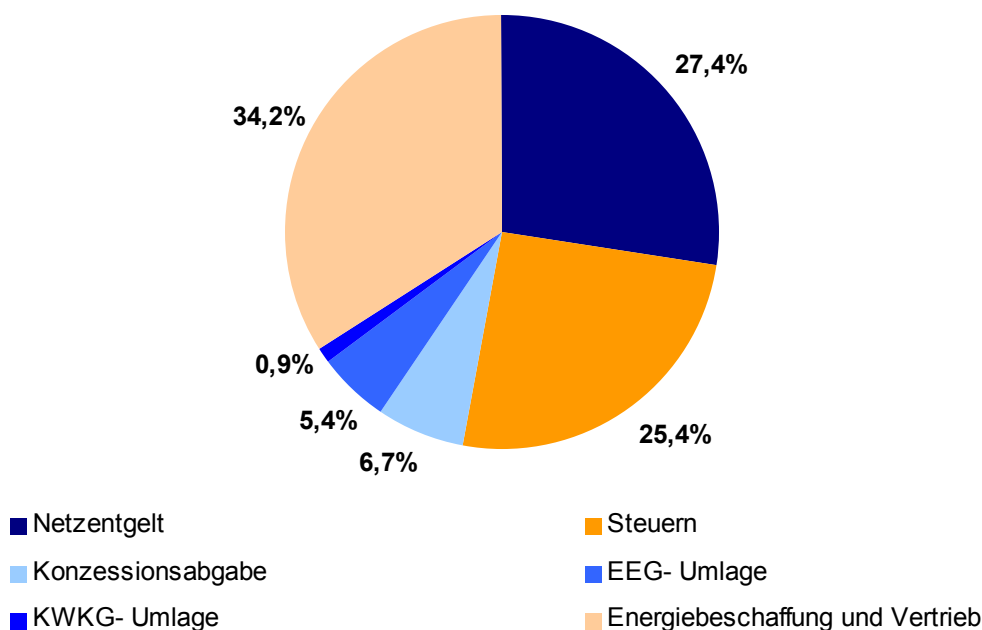


Abbildung 40: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus Kategorie Dc zum 01.04.2008  
(Allgemeine Preise / Allgemeine Tarife)

Wie die Abbildung zeigt, haben die Netzentgelte bei Haushaltskunden mit 27,4 Prozent (31,5 Prozent am 01.04.2007) erstmalig einen geringeren Anteil am Gesamtelektrizitätspreis als der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ mit aktuell 34,2 Prozent. Am 01.04.2007 lag der Anteil von „Energiebeschaffung und Vertrieb“ noch bei 29,6 Prozent. Der Anteil der Steuern ging, bedingt durch die starke Zunahme des Preisbestandteiles „Energiebeschaffung und Vertrieb“, von 26,1 Prozent auf 25,4 Prozent leicht zurück. Der Anteil der in diesem Jahr erstmalig aufgeschlüsselten sonstigen staatlich veranlassten Preisbestandteile stieg in Summe geringfügig von 12,8 auf 13,0 Prozent.

In den folgenden drei Tabellen werden die Ergebnisse der Erhebung des aktuellen durchschnittlichen Einzelhandelspreisniveaus zum 01.04.2008 für die drei Eurostat-Kundenkategorien Ig, Ib und Dc, die in Kapitel 2.1.3. näher erläutert werden, 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 01.04.2008 der Mittelwert unter Berücksichtigung der Abgabemenge an Letztverbraucher des jeweiligen Unternehmens in der dazugehörigen Kundenkategorie in 2007 berechnet. Dabei wurde der Abnahmefall Ig der Kategorie „> 2 GWh/Jahr“, der Abnahmefall Ib der Kategorie „> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr“ und der Abnahmefall Dc der Kategorie „Elektrizitätsabgabe an Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG“ zugeordnet.

In der Kategorie Ig wurde zwischen Kunden, die dem Produzierenden Gewerbe angehören und damit einen ermäßigten Stromsteuersatz zahlen sowie Unternehmen, die den Stromsteuer-Regelsatz zahlen, unterschieden. Für die Kategorie Ig wurden die antwortenden

Großhändler und Lieferanten gebeten, eine plausible Abschätzung auf Basis der am 01.04.2008 geltenden Konditionen für die Abrechnung von Kunden ihres Unternehmens mit einer vergleichbaren Abnahmestruktur vorzunehmen. Die Auswertung der Antworten von 221 Unternehmen (arithmetischer Mittelwert) und 202 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) in der Kategorie Ig mit Stromsteuer-Regelsatz bzw. der Antworten von 224 Unternehmen (arithmetischer Mittelwert) und 205 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) in der Kategorie Ig mit ermäßigtem Stromsteuersatz<sup>75</sup> hat zu den in der nachstehenden Tabelle dargestellten Ergebnissen geführt.<sup>76</sup>

Kundenkategorie Ig <b>(Industriekunden) 01.04.2008</b>	Stromsteuer- Regelsatz			Produzierendes Gewerbe / ermäßigter Stromsteuersatz		
	Arithmetischer Mittelwert  in ct/kWh	Mittelwert (mengengewichtet)  in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis (mengengewichtet) in %	Arithmetischer Mittelwert  in ct/kWh	Mittelwert (mengengewichtet)  in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis (mengengewichtet) in %
Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	1,56	1,45	10,71	1,57	1,46	11,61
Konzessionsabgabe	0,14	0,11	0,81	0,14	0,11	0,88
Umlage nach EEG	1,10	1,11	8,20	1,10	1,11	8,83
Umlage nach KWKG	0,09	0,06	0,44	0,08	0,06	0,48
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	4,14	4,15	30,65	3,21	3,21	25,54
Energiebeschaffung und Vertrieb	6,64	6,65	49,11	6,46	6,61	52,59
<b>Gesamtpreis<sup>77</sup></b>	<b>13,67</b>	<b>13,54</b>	<b>100,00</b>	<b>12,56</b>	<b>12,57</b>	<b>100,00</b>

Tabelle 36: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 01.04.2008 für Eurostat-Kundenkategorie Ig (Industriekunden) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Bei der Kategorie Ib wurde ebenfalls zwischen Kunden, die dem Produzierenden Gewerbe angehören und damit einen ermäßigten Stromsteuersatz zahlen sowie Unternehmen, die

<sup>75</sup> Für die Kategorie Ig (Produzierendes Gewerbe/ermäßigter Stromsteuersatz) wurden folgende ergänzende Annahmen getroffen: Bei dieser Kategorie war davon auszugehen, dass die besondere Ausgleichsregelung (Härtefallregelung) gemäß § 16 EEG nicht angewendet wird. Weiterhin war für diese Kategorie bei der Ermittlung des KWK-Zuschlages davon auszugehen, dass die Elektrizitätskosten im vorangegangenen Kalenderjahr vier Prozent des Umsatzes nicht überstiegen haben (vgl. § 9 Abs. 7 KWKG).

<sup>76</sup> 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.

<sup>77</sup> Differenzen zwischen der Summe der einzelnen Preisbestandteile und dem angegebenen Gesamtpreis sowie zwischen der Summe der einzelnen Prozentangaben und 100 Prozent basieren auf den jeweils separaten Rundungen in jeder Kategorie.

den Stromsteuer-Regelsatz zahlen, unterschieden. Dabei wurden für die Kategorie Ib mit Stromsteuer-Regelsatz die Angaben von 574 (arithmetischer Mittelwert) bzw. 553 (mengengewichteter Mittelwert) Unternehmen ausgewertet. Für die Kategorie Ib (Produzierendes Gewerbe/ermäßigter Stromsteuersatz) sind die Angaben von 573 (arithmetischer Mittelwert) bzw. 551 (mengengewichteter Mittelwert) Unternehmen ausgewertet worden. Die Ergebnisse für das durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau in der Kategorie Ib mit Stromsteuer-Regelsatz und für das produzierende Gewerbe mit ermäßigtem Stromsteuersatz sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Kundenkategorie Ib (Gewerbekunden) 01.04.2008	Stromsteuer- Regelsatz			Produzierendes Gewerbe / ermäßigter Stromsteuersatz		
	Arithme- tischer Mittelwert  in ct/kWh	Mittelwert (mengen- gewichtet)  in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis (mengen- gewichtet) in %	Arithme- tischer Mittelwert  in ct/kWh	Mittelwert (mengen- gewichtet)  in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis (mengen- gewichtet) in %
Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	5,45	5,08	25,72	5,45	5,07	26,93
Konzessionsabgabe	0,83	0,88	4,46	0,82	0,87	4,62
Umlage nach EEG	1,08	1,09	5,52	1,08	1,09	5,79
Umlage nach KWKG	0,21	0,20	1,01	0,21	0,20	1,06
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer) <sup>78</sup>	5,14	5,18	26,23	4,24	4,23	22,46
Energiebeschaffung und Vertrieb	7,12	7,33	37,11	7,17	7,36	39,09
<b>Gesamtpreis<sup>79</sup></b>	<b>19,83</b>	<b>19,75</b>	<b>100,00</b>	<b>18,97</b>	<b>18,83</b>	<b>100,00</b>

Tabelle 37: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 01.04.2008 für Eurostat-Kundenkategorie Ib (Gewerbekunden) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

In der Kategorie Dc<sup>80</sup> war im Monitoring 2008 erstmals zwischen Kunden, die zu Allgemeinen Preisen (Allgemeinen Tarifen) bzw. die außerhalb der Grundversorgung beliefert werden und Kunden, die außerhalb des eigenen Grundversorgungsnetzgebietes beliefert werden, zu unterscheiden. Somit waren die Angaben erstmals auch auf die Netzgebiete zu beziehen, in denen die antwortenden Unternehmen nicht die Grundversorgung mit Elektrizität durchführen. Für die Kategorie Dc hat die Auswertung der eingegangenen Fragebögen für die Belieferung mit Allgemeinen Preisen / Allgemeinen Tarifen bzw. außerhalb der Grundversorgung

<sup>78</sup> Der Teil (205 Euro entspricht 0,41 ct/kWh bei 50 MWh/Jahr) des Stromsteuer-Sockelbetrages, der von den Unternehmen des Produzierenden Gewerbes mit ermäßigtem Stromsteuersatz direkt an das zuständige Hauptzollamt überwiesen wird, ist in den Steuern nicht enthalten.

<sup>79</sup> Differenzen zwischen der Summe der einzelnen Preisbestandteile und dem angegebenen Gesamtpreis sowie zwischen der Summe der einzelnen Prozentangaben und 100 Prozent basieren auf den jeweils separaten Rundungen in jeder Kategorie.

<sup>80</sup> Eine separate Ausweisung des Schwachlaststromes ist für Haushaltskunden in Deutschland eher untypisch.

zu den in der folgenden Tabelle dargestellten Ergebnissen geführt. Die Auswertung basiert dabei für die Allgemeinen Preise / Allgemeinen Tarife auf den Angaben von 609 (arithmetischer Mittelwert) und 584 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) bzw. außerhalb der Grundversorgung auf den Angaben von 569 (arithmetischer Mittelwert) und 512 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert).

Kundenkategorie Dc (Haushaltskunden) 01.04.2008	Allgemeine Preise / Allgemeine Tarife			außerhalb Grundversorgung		
	Arithmetischer Mittelwert  in ct/kWh	Mittelwert (mengengewichtet)  in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis (mengengewichtet) in %	Arithmetischer Mittelwert  in ct/kWh	Mittelwert (mengengewichtet)  in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis (mengengewichtet) in %
Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	6,12	5,92	27,41	6,11	5,83	27,71
Konzessionsabgabe	1,37	1,45	6,71	1,39	1,56	7,41
Umlage nach EEG	1,08	1,16	5,37	1,08	1,13	5,37
Umlage nach KWKG	0,21	0,20	0,93	0,20	0,20	0,95
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	5,42	5,48	25,37	5,31	5,39	25,62
Energiebeschaffung und Vertrieb	7,44	7,39	34,21	6,82	6,93	32,94
<b>Gesamtpreis<sup>81</sup></b>	<b>21,64</b>	<b>21,60</b>	<b>100,00</b>	<b>20,91</b>	<b>21,04</b>	<b>100,00</b>

Tabelle 38: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 01.04.2008 für Eurostat-Kundenkategorie Dc (Haushaltskunden) innerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Für die Kategorie Dc (außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete) hat die Auswertung der eingegangenen Fragebögen zu den in der folgenden Tabelle dargestellten Ergebnissen geführt. Die Auswertung basiert dabei auf den Angaben von 242 (arithmetischer Mittelwert) und 211 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert), die entweder Elektrizität liefern aber kein Grundversorgungsgebiet betreuen oder Unternehmen, die neben ihrem Grundversorgungsgebiet auch in anderen Netzgebieten Elektrizität liefern.

<sup>81</sup> Differenzen zwischen der Summe der einzelnen Preisbestandteile und dem angegebenen Gesamtpreis sowie zwischen der Summe der einzelnen Prozentangaben und 100 Prozent basieren auf den jeweils separaten Rundungen in jeder Kategorie.

Kundenkategorie Dc (Haushaltskunden) 01.04.2008	außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete		
	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Mittelwert (mengengewichtet) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis (mengengewichtet) in %
Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	6,09	5,90	28,28
Konzessionsabgabe	1,35	1,47	7,05
Umlage nach EEG	1,11	1,10	5,27
Umlage nach KWKG	0,20	0,20	0,96
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	5,27	5,39	25,84
Energiebeschaffung und Vertrieb	6,89	6,80	32,60
<b>Gesamtpreis<sup>82</sup></b>	<b>20,91</b>	<b>20,86</b>	<b>100,00</b>

Tabelle 39: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 01.04.2008 für Eurostat-Kundenkategorie Dc (Haushaltskunden) außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Durch einen Vergleich der drei Kategorien für Haushaltskunden wird deutlich, dass die Grundversorgung mit einem mengengewichteten Gesamtpreis von durchschnittlich 21,60 ct/kWh die teuerste Art der Elektrizitätsbelieferung für Haushaltskunden darstellt. Außerhalb der Grundversorgung (Vertragswechsel) reduziert sich der mengengewichtete, durchschnittliche Gesamtpreis auf 21,04 ct/kWh und außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete (Lieferantenwechsel) auf 20,86 ct/kWh.

Der Preisunterschied, der die Grundversorgung teurer als andere Tarifoptionen außerhalb der Grundversorgung macht, ist 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)“ um bis zu 0,59 ct/kWh voneinander ab. Daher fordert die Bundesnetzagentur die Verbraucher und besonders die Haushaltskunden dazu auf, die Wettbewerbsmöglichkeiten im Elektrizitätsmarkt intensiver zu nutzen.

Im Kalenderjahr 2006 lag das mengengewichtete Preisniveau in den Kundenkategorien Ig, Ib und Dc über dem arithmetischen Preisniveau, was darauf hindeutete, dass die kleineren Unternehmen günstigere Elektrizitätsversorgungsstarife angeboten haben als die größeren Unternehmen. Im Kalenderjahr 2007 kehrte sich dieser Sachverhalt in der Kundenkategorie Ig um und in der Kategorie Ib näherten sich die mengengewichteten und arithmetischen Preisniveaus an. Mit Stand 01.04.2008 sind nun in allen Kundenkategorien die mengengewichteten Preise ungefähr auf dem Niveau der arithmetischen Preise.

<sup>82</sup> Dito.

Die folgenden zwei Tabellen zeigen die Entwicklung der mengengewichteten Mittelwerte von Netzentgelten, Steuern, sonstigen staatlich veranlassten Preisbestandteilen, „Energiebeschaffung und Vertrieb“ sowie der Gesamtelektrizitätspreise im Zeitraum 01.04.2007 bis 01.04.2008 in ct/kWh. Darüber hinaus wird die prozentuale Veränderung der jeweiligen Preisbestandteile in Klammern aufgezeigt. Die Konzessionsabgaben sowie die Umlagen nach EEG und KWKG werden aufgrund der besseren Vergleichbarkeit zum Vorjahr zusammengefasst angegeben.

<b>Entwicklung des mengengewichteten Preisniveaus 01.04.2008 zu 01.04.2007 in ct/kWh</b>				
	<b>Ig (Stromsteuer- Regelsatz)</b>	<b>Ig (Produzierendes Gewerbe / ermäßigter Stromsteuersatz)</b>	<b>Ib (Stromsteuer- Regelsatz)</b>	<b>Ib (Produzierendes Gewerbe / ermäßigter Stromsteuersatz)</b>
<b>Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb</b>	-0,08 (-5,23%)	-0,05 (-3,31%)	-0,41 (-7,47%)	-0,42 (-7,65%)
<b>Konzessionsabgabe</b>				
<b>Umlage nach EEG</b>	+0,30 (+30,61%)	+0,29 (+29,29%)	-0,02 (-0,91%)	-0,03 (-1,37%)
<b>Umlage nach KWKG</b>				
<b>Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)</b>	+0,32 (+8,36%)	+0,24 (+8,08%)	-0,05 (-0,96%)	-0,07 (-1,63%)
<b>Energiebeschaffung und Vertrieb</b>	+1,14 (+20,69%)	+1,14 (+20,84%)	+0,49 (+7,16%)	+0,46 (+6,67%)
<b>Gesamtpreis</b>	<b>+1,59 (+13,31%)</b>	<b>+1,62 (+14,80%)</b>	<b>0,00 (0,00%)</b>	<b>-0,04 (-0,21%)</b>

Tabelle 40: Entwicklung des mengengewichteten Preisniveaus der Kundenkategorien Ig und Ib (Elektrizität)

Die Netzentgelte in der Kundenkategorie Ig sind gemittelt um 4,27 Prozent gesunken. Die Steuern stiegen jedoch um ca. acht Prozent, die sonstigen staatlich veranlassten Preisbestandteile um ca. 30 Prozent und „Energiebeschaffung und Vertrieb“ um knapp 21 Prozent. Hierdurch stieg der Gesamtpreis in der Kundenkategorie Ig um durchschnittlich 13,31 Prozent (Stromsteuerregelsatz) bzw. 14,80 Prozent (ermäßigter Stromsteuersatz). In der Kundenkategorie Ib sanken die Netzentgelte ebenfalls. Hier wurde von den am Monitoring 2008 teilnehmenden Unternehmen angegeben, dass auch die Steuern und sonstigen staatlich veranlassten Preisbestandteile um jeweils ca. 0,91 bis 1,63 Prozent gesunken sind. Der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ stieg in dieser Kategorie nach Unternehmensangaben nicht in dem Maße wie in den anderen Kundenkategorien, weshalb in der Kategorie Ib keine mengengewichtete Gesamtpreissteigerung festzustellen ist. Im Vorjahr lagen „Energiebeschaffung und Vertrieb“ in der Kategorie Ib um ca. 0,89 bis 1,43 ct/kWh über den mengengewichteten Werten der anderen Kundenkategorien. Diese haben sich nun, durch die geringere Steigung dieses Preisbestandteils, den Werten der anderen Kundenkategorien angenähert.

<b>Entwicklung des mengengewichteten Preisniveaus 01.04.2008 zu 01.04.2007 in ct/kWh</b>		
	<b>Dc (Allgemeine Preise / Allgemeiner Tarif)</b>	<b>Dc (außerhalb Grundversorgung)</b>
<b>Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb</b>	-0,42 (-6,63%)	-0,45 (-7,17%)
<b>Konzessionsabgabe</b>		
<b>Umlage nach EEG</b>	+0,23 (+8,92%)	+0,23 (+8,65%)
<b>Umlage nach KWKG</b>		
<b>Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)</b>	+0,23 (+4,38%)	+0,17 (+3,26%)
<b>Energiebeschaffung und Vertrieb</b>	+1,44 (+24,20%)	+1,14 (+19,69%)
<b>Gesamtpreis</b>	<b>+1,48</b> <b>(+7,36%)</b>	<b>+1,10</b> <b>(+5,52%)</b>

Tabelle 41: Entwicklung des mengengewichteten Preisniveaus der Kundenkategorie Dc<sup>83</sup> (Elektrizität)

Vergleichbar zu den anderen Kundenkategorien sind die Netzentgelte in der Kategorie Dc gemittelt um 6,9 Prozent gesunken. Die Steuern und sonstigen staatlich veranlassten Preisbestandteile stiegen um jeweils knapp neun bzw. etwa vier Prozent an. Der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb (inklusive Marge)“ weist hingegen einen deutlichen Anstieg von 24,20 Prozent in der Grundversorgung und um 19,69 Prozent außerhalb der Grundversorgung auf. Der Unterschied im Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ zwischen Grundversorgung und außerhalb der Grundversorgung wird im Kalenderjahr 2008 noch deutlicher als im Jahr 2007. So zeigt die Entwicklung einen Anstieg bei „Energiebeschaffung und Vertrieb“ in der Grundversorgung von 1,44 ct/kWh, außerhalb der Grundversorgung stieg „Energiebeschaffung und Vertrieb“ im Vergleich nur um 1,14 ct/kWh.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen, mengengewichteten Elektrizitätsgesamtpreise vom Monitoring 2006 bis zum Monitoring 2008.

<sup>83</sup> In der Kundenkategorie Dc wurde auf die Darstellung des Preises für die Netzgebiete, in denen die antwortenden Lieferanten nicht der Grundversorger sind, verzichtet, da dieser Wert erstmalig erhoben wurde und daher keine Entwicklung aufzeigbar ist.

### Entwicklung der Elektrizitätsgesamtpreise 2006 bis 2008 (mengengewichtete Mittelwerte) in ct/kWh

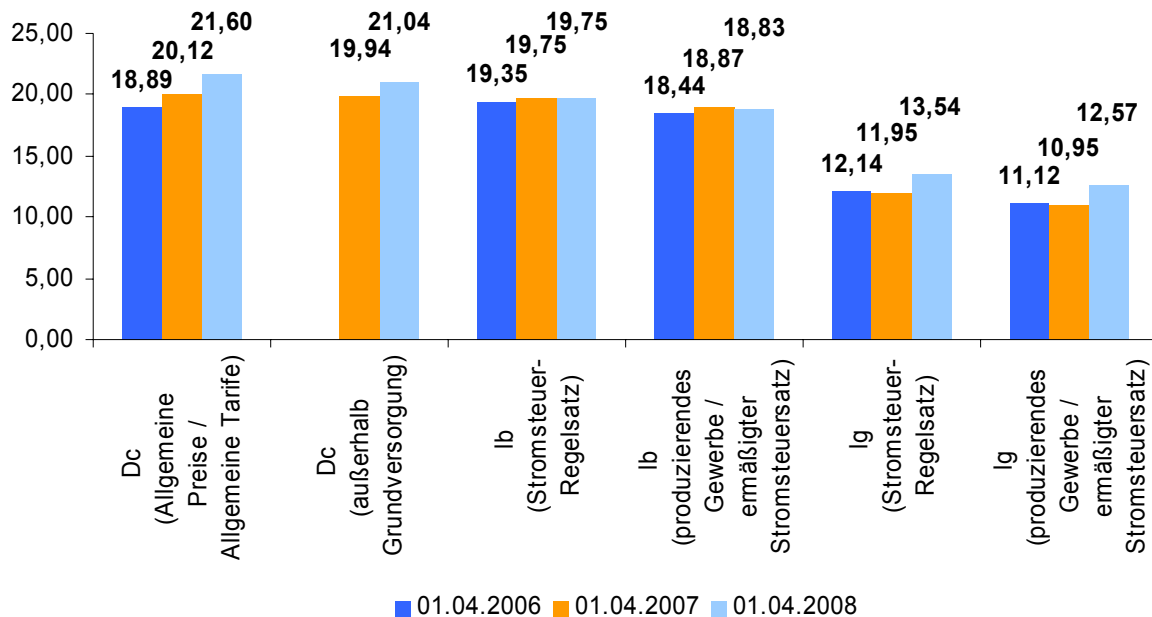


Abbildung 41: Entwicklung der mengengewichteten Elektrizitätsgesamtpreise von 2006 bis 2008<sup>84</sup>

In den letzten zwei Jahren sind die Elektrizitätspreise besonders stark in der Kundenkategorie Dc gestiegen. Für Haushaltskunden in der Grundversorgung beläuft sich die Erhöhung seit 01.04.2006 auf durchschnittlich 2,71 ct/kWh bzw. 14,4 Prozent. Bei gleichbleibenden Netzentgelten, also ohne die durchschnittliche Netzentgeltsenkung um 1,38 ct/kWh, hätte der Preisanstieg 4,09 ct/kWh bzw. 21,7 Prozent betragen. Dabei sind die Steuern um 0,86 ct/kWh und die sonstigen staatlich veranlassten Preisbestandteile (Konzessionsabgabe, EEG- und KWK-Umlage) um 0,33 ct/kWh gestiegen. Bei gleichbleibenden Konzessionsabgaben und einer Senkung der KWK-Umlage um ca. 0,12 ct/kWh ist die EEG-Umlage damit um ca. 0,45 ct/kWh angestiegen. Der Zubau von Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern ist daher bei Haushaltskunden nur zu einem kleineren Teil für den deutlichen Elektrizitätspreisanstieg verantwortlich. Der Großteil des durchschnittlichen Preisanstieges entfällt auf den um 2,9 ct/kWh gestiegenen Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb (inklusive Marge)“.

Bei den stromverbrauchsintensiven Industriekunden der Kategorie Ig (ermäßigter Stromsteuersatz) stieg der Preis seit 01.04.2006 um durchschnittlich 1,45 ct/kWh bzw. rund 13 Prozent an. Der Anstieg des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb (inklusive Marge)“ beträgt 0,68 ct/kWh. Die Steuern und sonstigen staatlich veranlassten Preisbestandteile sind um 0,52 ct/kWh sowie 0,43 ct/kWh gestiegen. Bei gleichbleibenden Netzentgelten, ohne die Netzentgeltsenkung um 0,19 ct/kWh, hätte die Preissteigerung 1,64 ct/kWh bzw. rund 15 Prozent betragen.

Bei den Gewerbekunden der Kundenkategorie Ib (Stromsteuer-Regelsatz) ist nur eine Elektrizitätspreiserhöhung um 0,40 ct/kWh bzw. rund zwei Prozent seit 01.04.2006 zu verzeichnen. Bei gleichbleibenden Netzentgelten, ohne die Netzentgeltsenkung um 1,29 ct/kWh, hätte die Preiserhöhung rund neun Prozent betragen. Der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb (inklusive Marge)“ ist um 1,12 ct/kWh gestiegen, während der Preisanstieg bei Steuern und sonstigen staatlich veranlassten Preisbestandteilen 0,48 ct/kWh sowie 0,11 ct/kWh betragen hat.

<sup>84</sup> Die Netzentgelte der Kundenkategorie Dc (außerhalb der Grundversorgung) wurden in 2006 nicht erhoben.



## **2.2.4 Maßnahmen zur Vermeidung des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung**

Das Bundeskartellamt hat im Berichtszeitraum die RWE AG verpflichtet, in den kommenden vier Jahren bedeutende Stromkapazitäten von insgesamt 6.300 Megawatt in einem transparenten Verfahren an Industriekunden zu verkaufen. Dabei wird RWE den Käufern den Wert der auf die betreffenden Mengen entfallenden unentgeltlich zugeteilten CO<sub>2</sub>-Zertifikate gutschreiben. Damit konnte das Bundeskartellamt zugleich das gegen RWE anhängige Verfahren abschließen, in dem es um den Vorwurf der missbräuchlichen Überwälzung von Opportunitätskosten aus unentgeltlich zugeteilten CO<sub>2</sub>-Zertifikaten auf die Industriestrompreise ging. Im Einzelnen wird RWE in sechzehn Auktionen Strom im Umfang von über 46 TWh durch einen unabhängigen Auktionator anbieten lassen. Dabei soll der Arbeitspreis des jeweiligen Produkts den tatsächlichen Erzeugungskosten der spezifischen Kraftwerke entsprechen. Opportunitätskosten im Hinblick auf unentgeltlich zugeteilte Zertifikate gehören ausweislich der Arbeitspreisformel nicht dazu, sie werden also mit "null" angesetzt.

Die Versteigerung ist auf leistungsgemessene Elektrizitäts-Letzverbraucher begrenzt, vor allem damit eine geschäftsmäßige Arbitrierung mittels Wiederverkauf durch Händler und Finanzinstitute unterbleibt. Die zu steigenden Kapazitäten sollen dabei in 1 MW-Schritten durch den Bieter frei wählbar sein, um dadurch eine Eignung auch für kleinere Industriekunden zu gewährleisten. Die kleinen Clip-Größen ermöglichen kleinen und mittleren Unternehmen zudem, in ein Portfoliomanagement einzusteigen und eine Alternative zur kosten trächtigeren Vollversorgung aufzubauen. In 2008 bis 2011 erfolgt jeweils eine Einzelauktion pro Quartal wobei das Enddatum für die vierte Einzelauktion der 31. Oktober des jeweiligen Jahres ist.

Das Bundeskartellamt hat eine neue Beschlussabteilung für die Missbrauchsaufsicht bei Elektrizität, Gas und Fernwärme eingerichtet, die vor allem die Angemessenheit der Elektrizitäts- und Gaspreise zusammen mit den Landeskartellbehörden wettbewerbsrechtlich überprüfen soll. Hintergrund ist die Preismissbrauchsnovelle, die zum 22.12.2007 in Kraft getreten ist. Sie ist Teil verschiedener Maßnahmen der Bundesregierung zur Verbesserung des Wettbewerbs auf den Elektrizitäts- und Gasmärkten in Deutschland. Die Novelle sieht vor, dem Bundeskartellamt und den Landeskartellbehörden die Verfolgung von überhöhten Preisen in den Elektrizitäts- und Gasmärkten zu vereinfachen. Insbesondere wird das Vergleichsmarktkonzept (Vergleich der Elektrizitäts- und Gaspreise zwischen strukturell vergleichbaren Unternehmen) erleichtert, die Kontrolle der Angemessenheit der Kosten auf eine gesetzliche Grundlage gestellt, die Beweislast für überhöhte Preise in gewissem Umfang den Unternehmen auferlegt und der Sofortvollzug von Entscheidungen der Kartellbehörden festgeschrieben.

## **2.3 Versorgungssicherheit Elektrizität**

### **2.3.1 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. Dieser Bericht umfasst Zeitpunkt, Dauer, Ausmaß und Ursache der Versorgungsunterbrechung. Ebenso sind Maßnahmen des Netzbetreibers zur Vermeidung zukünftiger Versorgungsunterbrechungen darzulegen.

Die Versorgungszuverlässigkeit ist die Fähigkeit eines elektrischen Systems seine Versorgungsaufgaben während einer bestimmten Zeitspanne, z.B. für ein Kalenderjahr, zu erfüllen. Zur Beurteilung des gesamten Netzes eines Netzbetreibers muss ein Mittelwert über die entsprechenden Netzkunden gebildet werden. Verständliche und gleichzeitig kundenorientierte Kenngrößen bilden hierbei die mittlere Ausfallhäufigkeit und die mittlere Ausfalldauer sowie die mittlere Nichtverfügbarkeit der Versorgung je Netzkunde und Jahr. Diese Kenngrößen

beschreiben die Versorgungszuverlässigkeit aus Kundensicht und sind z.B. in der IEEE 1366<sup>85</sup> erläutert:

Unterbrechungshäufigkeit  $H_u$  (SAIFI).<sup>86</sup> Diese Kenngröße ist ein Maß dafür, wie oft ein Kunde im Jahr durchschnittlich von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist.

Unterbrechungsdauer  $T_u$  (CAIDI).<sup>87</sup> Diese Kenngröße ist ein Maß dafür, wie lange die Unterbrechung eines Kunden im Durchschnitt dauert.

Nichtverfügbarkeit  $Q_u$  (SAIDI).<sup>88</sup> Diese Kenngröße ist das Produkt aus Unterbrechungshäufigkeit und Unterbrechungsdauer. Sie ist ein Maß für die Wahrscheinlichkeit, mit der ein Kunde zu einem beliebigen Zeitpunkt von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist, bzw. für die durchschnittliche Dauer in einem Jahr, in der ein Kunde von der Versorgungsunterbrechung betroffen ist.

Die in § 52 EnWG erwähnte „durchschnittliche Versorgungsunterbrechung in Minuten je abgeschlossenem Letztverbraucher“ entspricht der o.g. Nichtverfügbarkeit  $Q_u$  (SAIDI). Dieser Wert wird von den Versorgungsunterbrechungen in der Mittel- und Niederspannung dominiert. Eine Kennziffer für die Hoch- und Höchstspannung muss nicht ermittelt werden, da die Ausfälle in diesen Spannungsebenen über die Ursache „Rückwirkungsstörung“ auch in der Mittelspannung wirksam und dort mitberechnet werden.

Nach einer Plausibilisierung und Bewertung der in 2007 eingegangenen Unternehmensmeldungen für das Jahr 2006 sind die Daten von 781 VNB in die Auswertung übernommen worden. Für alle Berechnungen werden nur die ungeplanten Unterbrechungen mit den Ursachen atmosphärische Einwirkung, Einwirkung Dritter, Zuständigkeit des Netzbetreibers und Rückwirkungsstörung berücksichtigt. Die Nichtverfügbarkeit (SAIDI) wird getrennt nach Nieder- und Mittelspannung berechnet und anschließend zu einem Gesamtwert addiert. Dabei werden nur ungeplante Unterbrechungen betrachtet, deren Dauer länger als drei Minuten beträgt. Als Ergebnis wurde für die Niederspannung ein Wert von 2,86 Minuten und für die Mittelspannung ein Wert von 18,67 Minuten errechnet. Damit ergibt sich eine statistische Nichtverfügbarkeit für das Jahr 2006 von 21,53 Minuten pro Letztverbraucher. Dies bedeutet eine Verfügbarkeit von 99,996 Prozent. Der ermittelte Wert von 21,53 Minuten bestätigt die hohe Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland auch im Vergleich mit seinen Nachbarländern. Der für das Berichtsjahr 2006 von der Bundesnetzagentur erstmalig für ein vollständiges Kalenderjahr erhobene Wert ist mit den ermittelten Werten des BDEW vergleichbar. Für das Berichtsjahr 2006 hat der BDEW eine Nichtverfügbarkeit (SAIDI) von 20,6 Minuten pro Letztverbraucher und Jahr bei ungeplanten Unterbrechungen ermittelt.

## **2.3.2 Schwachstellenanalyse, Netzzustand und -ausbauplanung**

### **2.3.2.1 Übertragungsnetze**

Auch im Jahr 2007 haben die ÜNB der Bundesnetzagentur zum 31. August das jährlich zu erstellende Ergebnis der Schwachstellenanalyse vorgelegt und die darin enthaltenen netz- und marktbezogenen Maßnahmen sowie Anpassungsmaßnahmen dargestellt. Dabei wurde insbesondere auch der von der Bundesnetzagentur geforderten ausführlicheren Dokumentation der Fortschritte nachgekommen. Teilweise sind diese Ergebnisse auch in den im Jahr 2007 in überarbeiteter Fassung vom VDN veröffentlichten TransmissionCode 2007 eingeflossen, der nunmehr auf den Internetseiten des BDEW zu finden ist.

---

<sup>85</sup> Institute of Electrical and Electronics Engineers ist ein weltweiter Berufsverband von Ingenieuren aus den Bereichen Elektrotechnik und Informatik.

<sup>86</sup> SAIFI: System Average Interruption Frequency Index.

<sup>87</sup> CAIDI: Customer Average Interruption Duration Index.

<sup>88</sup> SAIDI: System Average Interruption Duration Index.

Entsprechend ihrer Verpflichtung nach § 12 EnWG – alle zwei Jahre Berichte über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen – haben die ÜNB diese nach Anforderung durch die Bundesnetzagentur im Februar 2008 zum zweiten Male vorgelegt. In den Netzzustandsberichten sind im Wesentlichen statistische Angaben zur Altersstruktur der Betriebsmittel des Übertragungsnetzes, d.h. Leitungen (bzw. Masten), Transformatoren und Schaltgeräte (Leistungsschalter und Trennschalter) enthalten. Darüber hinaus machen die ÜNB dort Angaben zu Störungsquoten bzw. zur Auswertung der Störungsstatistik sowie zu speziellen Erneuerungsprogrammen und Besonderheiten (z.B. Maststahlsanierungsprogramme).

In den Netzausbauberichten werden dagegen in Form von räumlich zusammengefassten Projekten und einem Planungshorizont von 20 Jahren geplante Netzausbaumaßnahmen dargestellt. Die Angaben zu den Planungen erfolgen innerhalb von Fünf-Jahres-Perioden, wobei diese für die folgenden zehn Jahre sehr detailliert sind und für den Zeitraum 2018 bis 2027 entsprechend größerer Unsicherheiten bzgl. der Prämissen nur als Ausbauoptionen dargestellt werden. Damit liegen der Bundesnetzagentur für jedes Projekt sowohl eine netztechnische Begründung, als auch Informationen zum benötigten Mengengerüst und zum zeitlichen Rahmen der Planung und der Umsetzung der Projekte vor.

Aufgrund ihrer Verpflichtung nach § 12 Abs. 3a EnWG, Dritten auf Antrag bei Vorliegen eines berechtigten Interesses Zugang zu den o.g. Berichten zu gewähren, hat die Bundesnetzagentur im Jahr 2008 (Stand: Juni 2008) bereits vier Antragstellern den Zugang zu den Berichten (um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse geschwärzte Fassungen) gewährt.

Auf Basis der seit Dezember 2006 quartalsweise von den ÜNB übermittelten Statusberichten informiert sich die Bundesnetzagentur über den Umsetzungsstand der in den Netzausbauberichten aufgeführten wesentlichen Netzausbauvorhaben. Zum Ende des ersten Quartals 2008 berichten die ÜNB u.a. über insgesamt 38 verzögerte Maßnahmen. Als wesentliche Gründe für die Verzögerungen bei der Umsetzung der Projekte nennen die ÜNB lange Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren, notwendige Änderungen aufgrund des Niedersächsischen Erdkabelgesetzes, den Widerstand der Bevölkerung, Lieferengpässe bei Anlagenherstellern (insbesondere für Großkomponenten und 380-kV-Kabel) sowie Unsicherheiten bzgl. der Realisierung von Offshore-Projekten.

Im Jahr 2007 wurden von den deutschen ÜNB insgesamt ca. 884 Mio. Euro innerhalb der drei Kategorien Neubau/Ausbau/Erweiterung, Erhalt/Erneuerung der Netzinfrasturktur sowie Wartung/Instandhaltung ausgegeben. Im Einzelnen verteilen sich die Ausgaben zu etwa 503 Mio. Euro auf Investitionen in Neubau/Ausbau/Erweiterung und Erhalt/Erneuerung sowie ca. 380 Mio. Euro auf Aufwendungen für alle drei Kategorien. Damit lagen die gesamten Ausgaben für die Netzinfrasturktur nicht nur deutlich unter den Plandaten der ÜNB für das Jahr 2007 aus der Monitoringabfrage 2007 (ca. 1.056 Mio. Euro), sondern auch noch unterhalb des Wertes für das Jahr 2006 (ca. 922 Mio. Euro). Die Gründe hierfür liegen u. a. auch in der o.g. großen Anzahl verzögerter Netzausbauprojekte<sup>89</sup> und dem damit einhergehenden „Investitionsstau“, was durch die deutlich höheren Planwerte für das Jahr 2008 gestützt wird. Die nachfolgende Abbildung zeigt für die Jahre 2007 und 2008 die Aufteilung der gesamten jährlichen Ausgaben für Neubau/Ausbau/Erweiterung, Erhalt/Erneuerung und Wartung/Instandhaltung der Netzinfrasturktur der ÜNB in den Kategorien Investitionen und Aufwendungen. Bei den Angaben zum Jahr 2008 ist zu beachten, dass es sich bei den insgesamt ca. 1.377 Mio. Euro um Planwerte handelt, die im Laufe des Jahres noch Änderungen unterliegen können. Entsprechend der obigen Aufteilung sind davon etwa 1.063 Mio. Euro geplante Investitionen und ca. 314 Mio. Euro geplante Aufwendungen. Die

---

<sup>89</sup> Allerdings wurde von der Bundesnetzagentur die Definition für Investitionen gegenüber der Monitoringabfrage 2007 angepasst.

Angaben für beide Jahre enthalten jeweils auch Investitionen und Aufwendungen für grenzüberschreitende Verbindungen.

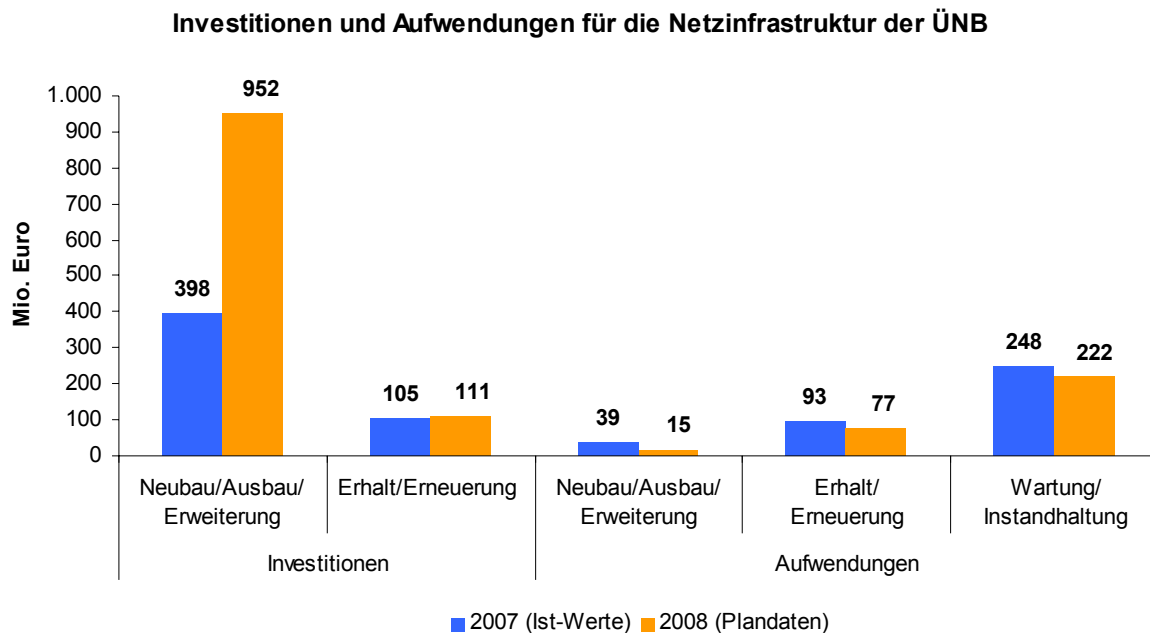


Abbildung 42: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB (aufgrund einer Definitionsänderung bezüglich Investitionen werden nur die Jahre 2007 und 2008 dargestellt)

Die weiteren von den ÜNB geplanten Investitionen für Neubau/Ausbau/Erweiterung und Erhalt/Erneuerung der Netzinfrastruktur betragen für den Prognosezeitraum 2009 bis 2017 insgesamt ca. 5.405 Mio. Euro. Diese Zahl deutet weiterhin Investitionen auf einem vergleichsweise hohen Niveau an, das zumindest über dem des Jahres 2007 liegen dürfte. Der deutlich abnehmende Anteil der Erneuerungsmaßnahmen beträgt dabei ca. 900 Mio. Euro und der für Ausbaumaßnahmen ca. 4.505 Mio. Euro. Im Referenzzeitraum 2008 bis 2016 der Monitoringabfrage 2007 planten die ÜNB noch mit insgesamt ca. 6.282 Mio. Euro für Ausbau/Erweiterung und Erneuerung der Netzinfrastruktur.

In den o.g. Zahlen der geplanten Investitionen für Neubau/Ausbau/Erweiterung und Erhalt/Erneuerung der Netzinfrastruktur in Höhe von ca. 5.405 Mio. Euro sind Investitionen in grenzüberschreitende Verbindungen in Höhe von ca. 100 Mio. Euro enthalten. Ein ÜNB geht innerhalb des Prognosezeitraums von vier weiteren grenzüberschreitenden Projekten aus, die in Betrieb genommen bzw. begonnen werden könnten. Da dieser ÜNB die jeweiligen Investitionssummen aber noch nicht identifizieren kann, ist zu erwarten, dass die o.g. Summe von rund 100 Mio. Euro übertroffen wird.

### 2.3.2.2 Verteilernetze

Im Zuge der Monitoringerhebung für das Berichtsjahr 2007 sind die VNB erstmals nach Daten zu den Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur gefragt worden. Von den antwortenden VNB wurden in 2007 insgesamt ca. 2.127 Mio. Euro in die Netzinfrastruktur investiert. Dieser Betrag setzt sich aus 1.179 Mio. Euro für Neubau/Ausbau/Erweiterung und 948 Mio. Euro für Erhalt/Erneuerung zusammen. Des Weiteren wurden in 2007 durch die VNB Aufwendungen für die Netzinfrastruktur in Höhe von 1.303 Mio. Euro getätigt, welche sich aus 202 Mio. Euro für Neubau/Ausbau/Erweiterung und 1.101 Mio. Euro für Erhalt/Erneuerung zusammensetzen. Für Wartung/Instandhaltung sind Aufwendungen in Höhe von 1.678 Mio. Euro in 2007 angefallen.

### Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der VNB "Elektrizität"

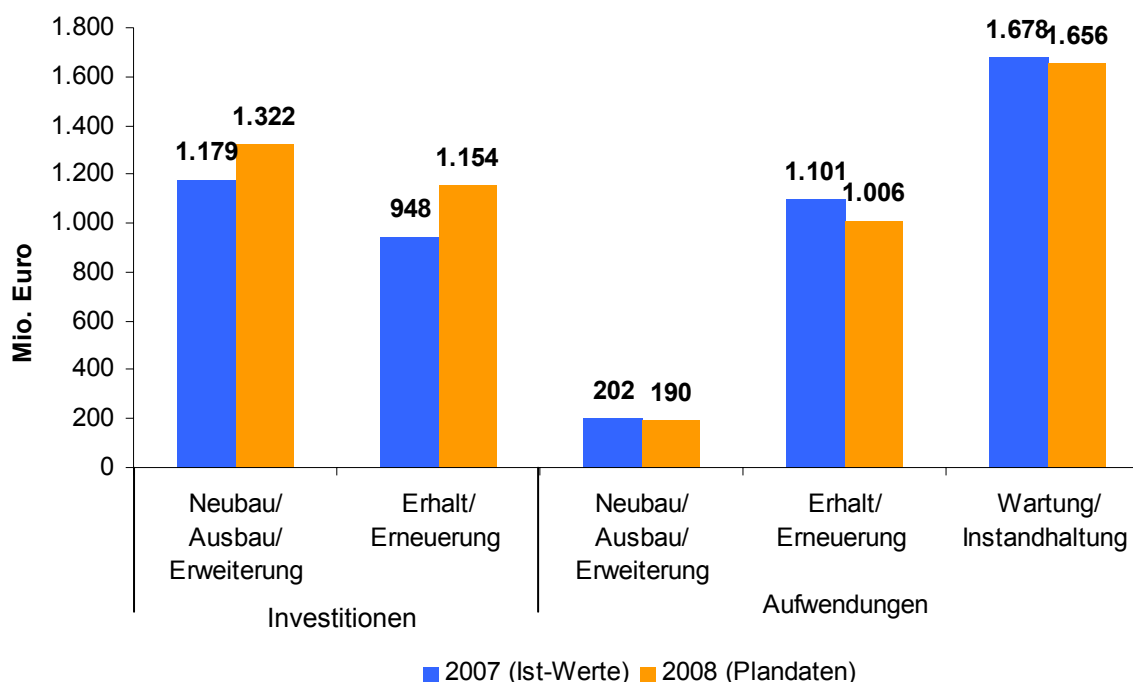


Abbildung 43: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der VNB

Die Planwerte der VNB für die zu erwartenden Investitionen für Neubau/Ausbau/Erweiterung und Erhalt/Erneuerung in 2008 liegen mit 2.476 Mio. Euro um 16 Prozent über den Istwerten von 2007. Dagegen sind die Planwerte für die zu erwartenden Aufwendungen für Neubau/Ausbau/Erweiterung und Erhalt/Erneuerung in 2008 mit etwa 1.196 Mio. Euro um acht Prozent geringer als die Istwerte von 2007. Die Planwerte der zu erwartenden Aufwendungen für Wartung/Instandhaltung bleiben mit 1.656 Mio. Euro im Vergleich zu den Istwerten aus 2007 bei einer Minderung um 1,3 Prozent relativ konstant.

### 2.3.3 Erzeugungskapazitäten und Jahreshöchstlast

Aus Gründen der Versorgungssicherheit sollte gewährleistet sein, dass zu jedem Zeitpunkt die Elektrizitätsnachfrage mit hinreichender Sicherheit aus inländischen Elektrizitätserzeugungskapazitäten abgedeckt werden kann. Zur Versorgungssicherheit gehört daher das Bestreben, auch in Starklastzeiten von Stromimporten weitgehend unabhängig zu sein. Dabei ist nicht so sehr die gesamte im Inland installierte Kraftwerksleistung entscheidend als vielmehr die gesicherte Leistung. Diese sollte ausreichend hoch sein, um den innerhalb eines Jahres auftretenden maximalen Bedarf an elektrischer Leistung, die Jahreshöchstlast, abzudecken.<sup>90</sup>

Entsprechend der Leistungsbilanz der Allgemeinen Elektrizitätsversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2007 lag die gesamte inländische Kraftwerksleistung bei 129,2 GW.<sup>91</sup> Die gesamte inländische Kraftwerksleistung stieg von 124,3 GW zum Zeitpunkt

<sup>90</sup> 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).

<sup>91</sup> Der Unterschied der installierten Kraftwerksleistung in den Gesamtzahlen gemäß Tabelle 19 und im Rahmen der Leistungsbilanz liegt in den unterschiedlichen Zielstellungen der Gesamtstatistik und der Leistungsbilanz

der Jahreshöchstlast 2006 um 4,9 GW auf 129,2 GW zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2007. Die Jahreshöchstlast 2007 trat am Montag, dem 03. Dezember um 18.00 Uhr auf und war mit 78,5 GW um 0,9 Prozent bzw. 0,7 GW höher als die Jahreshöchstlast 2006 in Höhe von 77,8 GW vom 11. Dezember um 17.30 Uhr. Die nach BDEW- und UCTE-Leistungsbilanzsystematik zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2007 verfügbare Kraftwerksleistung betrug 89,3 GW. In den kommenden drei Jahren rechnet der BDEW mit einem Lastzuwachs von ca. 0,5 Prozent pro Jahr.

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

Tabelle 42: Leistungsbilanz der Allgemeinen Elektrizitätsversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2005 bis 2007<sup>92</sup>

begründet. Während die Gesamtstatistik alle in Deutschland physisch existenten Erzeugungskapazitäten abbildet, berücksichtigt die Leistungsbilanz nur aus Sicht der Netzbetreiber für die Systemstabilität relevante Leistungen.

<sup>92</sup> Quelle: BDEW (VDN). Zur Methodologie vgl. VDN: Leistungsbilanzen in Deutschland – Rahmen, Zielsetzung und Systematik, Berlin, Januar 2000.

Mit 89,3 GW lag damit die gesicherte Kraftwerksleistung um 10,8 GW über der inländischen Jahreshöchstlast 2007. Ein Vergleich der Leistungsbilanzen zeigt im Zeitraum 2005 bis 2007 einen Anstieg der verbleibenden Leistung (ohne grenzüberschreitende Austausch) um 4,8 GW, von 6,0 GW auf 10,8 GW, an. Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2007 wurden fünf GW 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 8,4 Prozent (2007) angestiegen.

Die Höhe der nicht einsetzbaren Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast wird im wesentlichen durch folgende Faktoren bestimmt: Fehlendes Winddargebot, geringe Wasserführung der Flüsse, begrenztes Tagesarbeitsvermögen der Speicherkraftwerke, leistungsmindernde Fernwärmeauskopplungen, behördliche Auflagen, langzeitige Konservierungen von Anlagen und genehmigungsbedingt nicht einsetzbare Leistung. Die nicht einsetzbare Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast erreichte in den Jahren 2005 bis 2007 gut 19 Prozent der gesamten im Rahmen der Leistungsbilanzsystematik ausgewiesenen Kraftwerksleistung.

Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2007 ergaben sich im Rahmen der Leistungsbilanzsystematik folgende prozentuale Anteile der installierten Leistung der Kraftwerkstypen an der gesamten installierten Kraftwerksleistung:

Wasserkraft:	ca. 7 Prozent
Kernkraft:	ca. 16 Prozent
Konventionelle Wärmekraft:	ca. 55 Prozent
Erneuerbare Energieträger: (ohne Wasserkraft)	ca. 22 Prozent

Im Rahmen der Erhebungen für die Leistungsbilanz-Vorschau 2008 bis 2020 wurden folgende Werte ermittelt:

<b>Angaben in %</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>
Wasserkraft	7	6	6
Kernkraft	13	8	3
Konventionelle Wärmekraft	54	55	54
Erneuerbare Energieträger (ohne Wasserkraft)	26	31	37

Tabelle 43: Leistungsbilanz-Vorschau bis 2020 (Angaben in Prozent)<sup>93</sup>

Da den Angaben die installierte Leistung zugrunde liegt, ergibt sich nach 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 Wind-

<sup>93</sup> Quelle: BDEW.

energie muss ein hoher Prozentsatz der installierten Leistung der so genannten "Nicht verfügbaren Leistung" zugerechnet werden, steht also zur Lastdeckung nicht zur Verfügung.

#### **2.3.4 Investitionen und Außerdienststellungen von Erzeugungskapazitäten**

Im Erzeugungsbereich richtete sich die Monitoringabfrage 2008 der Bundesnetzagentur an Erzeuger, die über Kraftwerke der „Allgemeinen Versorgung“, industriellen Erzeugung und privaten Erzeugung mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens 5 MW verfügen bzw. Investitionen in solche Kraftwerke planen und / oder derzeit durchführen.

Insgesamt haben sich 164 Erzeuger an der Abfrage beteiligt. Durch diese Erzeuger wurde in 2007 eine Netto-Elektrizitätserzeugungsmenge von insgesamt 513,5 TWh in das Netz der „Allgemeinen Versorgung“ eingespeist. Nach vorläufigen BDEW-Angaben lag die Netto-Elektrizitätserzeugung der Kraftwerke der „Allgemeinen Versorgung“ bei 492,1 TWh in 2007. Zusätzlich betrug die Einspeisung aus Anlagen der Industrie in das Netz der „Allgemeinen Versorgung“ 28,3 TWh. Bezogen auf die Summe dieser beiden Werte von 520,4 TWh liegt der Anteil der erfassten Erzeugungsmenge bei 98,7 Prozent.

Die antwortenden Erzeuger verfügten über eine gesamte Netto-Engpassleistung von 101 GW am 31.12.2007, die für das Netz der „Allgemeinen Versorgung“ genutzt werden konnte. Gemäß vorläufiger Angaben des BDEW belief sich die gesamte Netto-Engpassleistung der Kraftwerke der „Allgemeinen Versorgung“ auf 104,4 GW (2007) und die gesamte Netto-Engpassleistung der Kraftwerke der Industrie lag bei 9,1 GW (2007).

Die deutlich gestiegene Anzahl von 164 Erzeugern gegenüber 99 Erzeugern, die sich am Monitoring 2007 beteiligt haben, lässt sich auf die Erweiterung der Abfrage um Kraftwerke der industriellen und privaten Erzeugung sowie die Senkung der Abfragegrenze von 20 MW auf 5 MW zurückführen. Zudem kann die höhere Zahl der Antworten mit der gestiegenen Anzahl von Marktteilnehmern im Erzeugungsbereich erklärt werden. So haben sich am Monitoring 2008 auch Unternehmen beteiligt, die bislang nicht über Erzeugungskapazitäten in Deutschland verfügen.

Von den Erzeugern wurden geplante bzw. durchgeführte Investitionen für den Zeitraum von 2008 bis 2016 gemeldet. Hierbei erfolgte jedoch keine Prüfung auf die Realisierungswahrscheinlichkeit der gemeldeten Investitionsvorhaben. Die Daten zu den Investitionsvorhaben (inkl. teilweiser Anlagenerweiterungen) umfassen sowohl Ersatz- als auch Neuinvestitionen. Dabei sind deutliche Steigerungen gegenüber den im Monitoring 2007 gemeldeten Werten festzustellen. So ist die erhobene Summe der insgesamt geplanten bzw. durchgeführten Investitionen um 10,4 GW von 29,3 GW auf 39,7 GW angestiegen. Bei etwa der Hälfte (20,2 GW) der Investitionsvorhaben ist als Energieträger Steinkohle geplant. Weitere größere Anteile an den gesamten Investitionsvorhaben weisen die Energieträger Erdgas (8,2 GW) und Braunkohle (5,5 GW) auf. Die drei Energieträger Steinkohle, Erdgas und Braunkohle haben damit zusammen einen Anteil von rund 85 Prozent an den insgesamt geplanten bzw. durchgeführten Investitionen. Von den gemeldeten Investitionsvorhaben in Windenergie (1,95 GW) betreffen 1,71 GW bzw. 88 Prozent Investitionen in Offshore-Windparks. Die gemeldeten Investitionsplanungen für Offshore-Windenergieanlagen liegen allerdings deutlich unter den im KraftNAV-Register erfassten Anschlussbegehren für Offshore-Windenergieanlagen.



Voraus- sichtlicher Zeitpunkt der Inbetrieb- nahme	Eingesetzter Energieträger	Geplante bzw. durch- geführte Investitionen in MW	Unternehmens- intern genehmigte Investitionen in MW	Unternehmens- extern (behördlich) genehmigte Investitionen in MW	Tatsächlich im Bau befindliche Projekte in MW
<b>2008-2012</b>	<b>Summe aller Energieträger</b>	<b>23.243,74</b>	<b>15.763,04</b>	<b>10.269,09</b>	<b>12.324,59</b>
<b>2008-2016</b>	Kernenergie	16	16	0	0
	Braunkohle	5.512	2.830	2.830	2.830
	Steinkohle	20.194,6	10.951,6	4.034	5.554
	Erdgas	8.180,5	3.407,7	2.552,7	3.304,1
	Mineralölprodukte	86	60	60	60
	Pumpspeicher	70	70	0	70
	Lauf- und Speicherwasser	134	134	34	100
	Windenergie	1.946,6	631,6	449	72,6
	Biomasse (einschl. Klär-, Deponie- und Biogas)	38,6	13,1	5	5
	Solare Strahlungsenergie	0	0	0	0
	Sonstige Erneuerbare Energien	83,04	83,04	83,04	83,04
	Sonstiges	189,35	189,35	177,85	187,35
	Energieträger noch nicht bestimmt	328	0	0	0
	Mehrere Energieträger	2.900,65	1.860,65	88,5	58,5
<b>2008-2016</b>	<b>Summe aller Energieträger</b>	<b>39.679,34</b>	<b>20.247,04</b>	<b>10.269,09</b>	<b>12.324,59</b>
<b>2008-2016</b>	Kraft-Wärme- Kopplung (von Summe aller Energieträger)	14.834,44	9.323,34	2.387,49	3.809,89

Tabelle 44: Geplante bzw. durchgeführte Investitionen in Elektrizitätserzeugungskapazitäten  
(Netto-Engpassleistungen) 2008 bis 2016

Die Unterschiede bei den Gesamtwerten für die Investitionsvorhaben zwischen der Monitoringabfrage 2008 der Bundesnetzagentur und den in Kapitel 2.3.5 dargestellten Werten gem. des BMWi-Monitoringberichtes zur Versorgungssicherheit beruhen im wesentlichen auf Unterschieden in der Erhebung (Energieträger, Zeitraum, Abfragegrenze) und in der Berücksichtigung einzelner Kraftwerksprojekte.

In den Einzelkategorien ist der größte Anstieg gegenüber 2007 bei den unternehmensintern genehmigten Investitionen festzustellen. So stieg der Gesamtwert für unternehmensintern genehmigte Investitionen von 9,7 GW in 2007 auf aktuell 20,2 GW. Die unternehmensextern (behördlich) genehmigten Investitionen sind von 7,8 GW auf 10,3 GW und die tatsächlich im Bau befindlichen Projekte von 7,1 GW auf 12,3 GW angestiegen. Alle gemeldeten unternehmensextern (behördlich) genehmigten bzw. im Bau befindlichen Projekte beziehen sich auf den Zeitraum bis 2012.

Bei den erfassten Investitionsvorhaben, die für den Zeitraum 2008 bis 2012 bereits im Bau sind, liegen für 2,7 GW nur Teilgenehmigungen vor. Allerdings sind ebenso Investitionsvorhaben in Höhe von 0,6 GW bislang nicht im Bau, obwohl die behördlichen Genehmigungen erteilt sind.<sup>94</sup>

Von den insgesamt geplanten bzw. durchgeführten Investitionen (39,7 GW) ist Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bei Kraftwerken mit einer Gesamtleistung von 14,8 GW vorgesehen. Kraftwerke mit KWK weisen durch die gekoppelte Erzeugung von Elektrizität und Wärme eine höhere Brennstoffausnutzung als Kraftwerke ohne KWK auf.

Die von den Unternehmen gemeldeten Daten zu den geplanten Außerdienststellungen beinhalten Schätzwerte und sind von daher nur als Anhaltswert anzusehen. Eine präzise Beantwortung dieser Frage ist den Unternehmen nur eingeschränkt möglich, da die Stilllegungen konventioneller Kraftwerke im Zeitraum bis 2020 von einer Reihe von Faktoren abhängen, die derzeit noch nicht sicher abgeschätzt werden können. Zu diesen Faktoren zählen unter anderem der tatsächliche Zubau von Kraftwerken sowie die Ausgestaltung des CO<sub>2</sub>-Emissionshandelssystems ab 2013. Durch Änderungen der Marktbedingungen oder der gesetzlichen Rahmenbedingungen sind Veränderungen bei den gemeldeten Daten zu erwarten. Zudem können sich durch die Übertragung von Reststrommengen zwischen den Kernkraftwerken die gemeldeten Stilllegungstermine der Kernkraftwerke noch verändern.

Die geplanten Außerdienststellungen (inkl. teilweiser Außerdienststellungen von Kraftwerken) über alle Energieträger betragen für den Zeitraum 2008 bis 2012 insgesamt 10,9 GW. Dabei wurden für das Kalenderjahr 2008 von den Unternehmen keine geplanten Außerdienststellungen gemeldet. Für den Zeitraum 2008 bis 2012 entsprechen damit die bislang extern (behördlich) genehmigten Investitionsvorhaben bzw. die im Bau befindlichen Projekte ungefähr den geplanten Außerdienststellungen. Im Folgezeitraum 2013 bis 2020 sind Stilllegungen in Höhe von 19,6 GW geplant. Die geplanten Außerdienststellungen summieren sich für den Zeitraum 2008 bis 2020 auf 30,5 GW.

---

<sup>94</sup> Alle extern genehmigten bzw. im Bau befindlichen Projekte sind intern genehmigt.

Eingesetzter Energieträger	Geplante Außerdienststellungen 2008-2012 in MW	Geplante Außerdienststellungen 2013-2020 in MW	Geplante Außerdienststellungen 2008-2020 in MW
Kernenergie	7.000	12.000	19.000
Braunkohle	2.020	3.404	5.424
Steinkohle	1.530	802	2.332
Erdgas	113,3	432	545,3
Mineralölprodukte	0	0	0
Pumpspeicher	0	0	0
Lauf- und Speicherwasser	25	0	25
Windenergie	0	0	0
Biomasse (einschl. Klär-, Deponie- und Biogas)	0	0	0
Solare Strahlungsenergie	0	0	0
Sonstige Erneuerbare Energien	2,55	0	2,55
Sonstiges	118	0	118
Energieträger noch nicht bestimmt	0	3.000	3.000
Mehrere Energieträger	58	0	58
<b>Summe aller Energieträger</b>	<b>10.866,85</b>	<b>19.638</b>	<b>30.504,85</b>
Kraft-Wärme-Kopplung (von Summe aller Energieträger)	815,85	848	1.663,85

Tabelle 45: Bevorstehende Außerdienststellungen von Elektrizitätserzeugungskapazitäten (Netto-Engpassleistungen) 2008 bis 2020

Den größten Anteil an den bis 2020 geplanten Außerdienststellungen weist die Kernenergie mit 19 GW bzw. rund 62 Prozent auf. Die zu erwartenden Stilllegungen konventioneller Kraftwerkskapazitäten belaufen sich dementsprechend auf 11,5 GW für den Zeitraum 2008 bis 2020. Dagegen betrug der im Monitoring 2007 erfasste Wert für die geplanten Stilllegungen konventioneller Kraftwerkskapazitäten nur 2,4 GW. Während im Monitoring 2007 nur von vier Unternehmen geplante Stilllegungen konventioneller Kraftwerkskapazitäten gemeldet

wurden, haben im Zuge des Monitoring 2008 insgesamt elf Unternehmen geplante Außerdienststellungen benannt.

Beauftragt wurden in 2007 Kraftwerksinvestitionen in Höhe von 5 GW. Gegenüber dem Investitionsniveau von 2006 bedeutet dies einen Rückgang um 3,6 GW. Den größten Anteil an den in 2007 beauftragten Investitionen weist der Energieträger Steinkohle mit 3,8 GW bzw. 76 Prozent auf.<sup>95</sup>

In 2007 sind gemäß der Monitoringerhebung Kraftwerksleistungen in Höhe von insgesamt 1,4 GW fertig gestellt und an das Netz gegangen. Dies betrifft Kraftwerke mit einer Netto-Engpassleistung von jeweils mindestens 5 MW, wobei auch teilweise Anlagenerweiterungen berücksichtigt worden sind. Von den fertig gestellten Kraftwerksleistungen entfallen rund 87 Prozent bzw. 1,2 GW auf den Energieträger Erdgas. Da die Außerdienststellungen<sup>96</sup> lediglich 0,05 GW umfassten, betrug der Zuwachs an Kraftwerksleistung in 2007 insgesamt 1,3 GW.<sup>97</sup> Damit ist in 2007 wie auch in den Jahren 2005 (+ 1,7 GW) und 2006 (+ 0,6 GW) gemäß der Monitoringerhebungen ein Zuwachs an Kraftwerksleistung festzustellen.

---

<sup>95</sup> Die Werte für die beauftragten Investitionen in der Tabelle 45 sind in den Werten für die geplanten bzw. durchgeführten Investitionen der Tabelle 43 bereits enthalten, sofern die Investitionen in 2007 nicht fertiggestellt worden sind. Von den in 2007 beauftragten Investitionen (5 GW) sind in 2007 bereits 0,2 GW fertiggestellt worden, demnach sind 4,8 GW in den Daten von Tabelle 43 enthalten.

<sup>96</sup> Kraftwerke mit einer Netto-Engpassleistung von jeweils mindestens 5 MW inkl. teilweiser Außerdienststellungen von Kraftwerken.

<sup>97</sup> Der gegenüber den vorläufigen Angaben des BDEW (vgl. Tabelle 19) geringere Wert für den Zuwachs an Kraftwerksleistung in 2007 beruht für den Bereich der Allgemeinen Versorgung im wesentlichen auf abweichenden Inbetriebnahmezeitpunkten (2006 bzw. 2008) einzelner Kraftwerke gemäß Unternehmensangaben.

<b>Eingesetzter Energieträger</b>	<b>Investitionen in 2007 beauftragt in MW</b>	<b>Kraftwerksleistungen in 2007 fertiggestellt und ans Netz gegangen in MW</b>	<b>Kraftwerksleistungen in 2007 außer Dienst gestellt in MW</b>
Kernenergie	0	0	0
Braunkohle	0	0	0
Steinkohle	3.800	0	0
Erdgas	911,5	1.206	41
Mineralölprodukte	60	0	0
Pumpspeicher	0	0	0
Lauf- und Speicherwasser	0	0	0
Windenergie	103,9	103,9	0
Biomasse (einschl. Klär-, Deponie- und Biogas)	5	3	0
Solare Strahlungsenergie	0	0	0
Sonstige Erneuerbare Energien	35,49	16,25	0
Sonstiges	82,6	64,9	0
Energieträger noch nicht bestimmt	0	0	0
Mehrere Energieträger	10,5	0	5
<b>Summe aller Energieträger</b>	<b>5.008,99</b>	<b>1.394,05</b>	<b>46</b>
Kraft-Wärme-Kopplung (von Gesamtsumme)	1.710,09	67,9	46

Tabelle 46: Beauftragte Investitionen in Elektrizitätserzeugungskapazitäten sowie fertig gestellte und außer Dienst gestellte Kraftwerksleistungen in 2007 (Netto-Engpassleistungen)

### 2.3.5 Bewertung Versorgungssicherheit Elektrizität

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) führt gemäß § 51 Abs. 1 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Erdgas durch. Die kürzlich im Rahmen dieses Monitorings durchgeführten Untersuchungen haben gezeigt, dass das Niveau der Versorgungssicherheit im Bereich der Elektrizitätsversorgung in Deutschland als hoch einzustufen ist.<sup>98</sup> Kurz- und mittelfristig kann davon ausgegangen werden, dass die Versorgung mit Elektrizität stets im erforderlichen Umfang gesichert werden kann. Es stehen derzeit national ausreichende Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung, um den Bedarf zu decken. Das hohe Maß an Versorgungssicherheit in Deutschland wird auch daran deutlich, dass innerhalb Europas die mit Abstand kürzesten Stromausfallzeiten zu verzeichnen sind. Die inländische Kraftwerksleistung ist in den letzten Jahren insbesondere aufgrund des Zubaus von Windkraft- und Photovoltaikanlagen sowie Biomassekraftwerken stetig angestiegen. Die Windenergie- und Photovoltaikanlagen tragen zwar lediglich zu einem geringen Teil zur gesicherten Leistung bei, doch lag diese auch in den vergangenen Jahren immer deutlich über der Jahreshöchstlast, so dass die Qualität der Versorgungssicherheit durch den Einbezug dieser volatilen Erzeugungskapazitäten nicht beeinträchtigt wurde.

#### Kraftwerks- und Investitionsentwicklung

Bei der Abschätzung der bis 2020 benötigten konventionellen Kraftwerkskapazitäten werden der beabsichtigte ehrgeizige Ausbau der Erneuerbaren Energien und der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie zugrunde gelegt. Obgleich die in dieser Untersuchung von der Bundesnetzagentur erhobenen Planungsdaten nicht vollständig mit denen des BMWi-Monitoringberichts übereinstimmen, legen sie sehr ähnliche Schlussfolgerungen für die Versorgungssicherheit nahe. Während etwa die für den vorliegenden Bericht von den Unternehmen abgefragten Daten eine geplante Außerdienststellung von 30,5 GW für den Zeitraum zwischen 2008 und 2020 ausweisen, geht die dem o.g. Bericht des BMWi zur Versorgungssicherheit zugrunde liegende Studie von Stilllegungen in Höhe von 35 GW zwischen 2006 und 2020 aus. Unter Berücksichtigung der altersbedingten Stilllegungen von konventionellen Kraftwerken und unter der Annahme eines moderaten Rückgangs des Elektrizitätsverbrauches ergibt sich dem BMWi-Bericht zufolge daraus ein Zubaubedarf konventioneller Kraftwerkskapazitäten in Höhe von 15 GW bis 2015 und um weitere 5 GW bis 2020.

Auch die für den vorliegenden Bericht in Erfahrung gebrachten geplanten bzw. durchgeführten Investitionen bis 2016 bewegen sich in einer vergleichbaren Größenordnung wie die Planungsdaten, die dem BMWi-Bericht zugrunde gelegt wurden. Dort wird von bekannten konventionellen Kraftwerksplanungen in Höhe von gut 30 GW bis 2015 ausgegangen. Die dem BMWi-Bericht zugrunde liegende Studie nimmt zusätzlich noch eine Gewichtung dieser Planungsdaten anhand ihrer Realisierungswahrscheinlichkeiten vor. Nach sehr konservativer Vorgehensweise wird danach ein Zubau von rd. 11 GW bis 2015 bereits heute als gesichert angesehen. Angesichts der bekannten Investitionsvorhaben sollte es grundsätzlich keine Probleme bereiten, dass die Lücke zwischen gesichertem und erforderlichem Zubau an Kraftwerkskapazitäten auch unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Planungsphasen von vier bis sieben Jahren geschlossen werden kann. Entscheidende Voraussetzung dafür ist allerdings, dass bei der Umsetzung der Investitionsvorhaben keine signifikanten Verzögerungen entstehen.

Verzögerungen bzw. Einfrieren von Investitionsplanungen sind jedoch möglich, wie gerade die jüngste Vergangenheit gezeigt hat. Gründe hierfür dürften die rasant gestiegenen Inves-

<sup>98</sup> 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.

tionskosten für neue Kraftwerke und deren Komponenten sowie die Unsicherheiten über die Ausgestaltung des Emissionshandels insbesondere im Zusammenhang mit der geplanten Vollversteigerung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate gewesen sein. Vor allem aber können Akzeptanzprobleme bei der Bevölkerung vor Ort solche Verzögerungen verursachen. Trotzdem besteht keine Veranlassung, die grundsätzliche Einschätzung zum erwarteten Kraftwerkszubau zu revidieren, da sich vor dem beschriebenen Hintergrund u.a. die Realisierungswahrscheinlichkeit anderer bereits geplanter Investitionsprojekte, welche sich noch in einer früheren Entwicklungsphase befinden, erhöhen könnte.

Generell ist daher festzuhalten, dass bei massiven und dauerhaft anhaltenden Akzeptanzproblemen beim Zubau konventioneller Kraftwerke Versorgungsengpässe am Elektrizitätsmarkt nicht grundsätzlich auszuschließen sind. Auf jeden Fall wirken Verzögerungen beim erforderlichen Kraftwerkszubau elektrizitätspreistreibend, da sie den Zubau neuer Kraftwerke mit höheren Wirkungsgraden hemmen und somit die Stilllegung veralteter, unrentabler Anlagen verzögern. Ein Ausgleich über eine Beschleunigung des Ausbaus Erneuerbarer Energien erscheint angesichts des ohnehin höchst ambitionierten Ausbauprogramms nicht möglich.

#### Brennstoffbereitstellung

Die Abhängigkeit von Brennstoffimporten für die Elektrizitätserzeugung wird weiter zunehmen. Während diese Abhängigkeit bei Steinkohle als unbedenklich eingestuft werden kann, da die Steinkohleimporte im Wesentlichen aus politisch stabilen Regionen bezogen werden und Diversifizierungsmöglichkeiten bestehen, ist die hohe Importabhängigkeit bei Erdgas dagegen kritisch zu betrachten, da zukünftig ähnliche Abhängigkeiten wie beim Erdöl entstehen können. Der Importanteil aus den Ländern der GUS, Nordafrika und dem Nahen Osten wird weiter steigen. Zudem wird die Bedeutung von Erdgas bei der Elektrizitätserzeugung weiter zunehmen. Dieser Effekt wird sich insbesondere durch strengere Vorgaben beim Klimaschutz im Rahmen des CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandels noch verstärken. Darüber hinaus ist zu beachten, dass sich durch die geplante Vollversteigerung der Emissionshandelszertifikate die Rentabilität von CO<sub>2</sub>-armen Gaskraftwerken gegenüber CO<sub>2</sub>-intensiven Kohlekraftwerken deutlich erhöht. Die Tendenz zur Erdgasabhängigkeit kann dadurch längerfristig noch verstärkt werden.

#### Übertragungsnetz

Im innerdeutschen Übertragungsnetz treten heute keine strukturellen Engpässe auf. Allerdings führt die kontinuierlich ansteigende Netzbelastung bereits punktuell und situationsbezogen zu Überlastungen, die den Einsatz netz- und marktbezogener Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber erfordern. Ein Netzausbau ist aufgrund der absehbaren Entwicklungen im Erzeugungssektor kurz- bis mittelfristig unabdingbar. Um – gerade vor dem Hintergrund genehmigungsbedingter Verzögerungen – Gefährdungen für die Versorgungssicherheit auszuschließen, ist eine zeitnahe Umsetzung geplanter Netzausbaumaßnahmen sicherzustellen. Dazu hat die Bundesregierung einen Maßnahmenkatalog mit dem Schwerpunkt des Energieleitungsausbaugesetzes auf den Weg gebracht. Es gibt derzeit keine Anzeichen dafür, dass die deutschen Übertragungsnetze nicht in einem funktionsgerechten Zustand sind. Kraftwerksreserven zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten werden von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern im Allgemeinen in ausreichender Höhe vorgehalten.

Insgesamt bleibt festzuhalten: Für den Zeitraum bis 2020 dürften in Deutschland ausreichende Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen, um eine bedarfsgerechte und sichere Versorgung im Bereich der Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten. Allerdings ist nicht auszuschließen, dass es aufgrund der Akzeptanzprobleme bei Kohlekraftwerksinvestitionsvorhaben und der damit verbundenen Verhinderung des Baus neuer effizienter Kraftwerke zu höheren Elektrizitätspreisen kommen kann - mit entsprechenden Auswirkungen auf die Volkswirtschaft. Sollten sich die Akzeptanzprobleme als dauerhaft erweisen, wären Versor-

gungsempässe im Zeitraum 2015 bis 2020 nicht auszuschließen. Die Abhängigkeit von Brennstoffimporten ist bei Gas zunehmend als kritisch anzusehen. Der Bau neuer und zusätzlicher Netze bzw. Übertragungskapazitäten ist unbedingt erforderlich, da tendenziell von einer zunehmenden räumlichen Trennung von Elektrizitätserzeugungs- und Elektrizitätsbedarfsschwerpunkten auszugehen ist.



### **3 Regulierung und Entwicklung auf dem Gasmarkt**

#### **3.1 Regulierungsbezogene Themen**

##### **3.1.1 Allgemeines**

Bei der Bundesnetzagentur waren im Berichtszeitraum 717<sup>99</sup> Gasnetzbetreiber registriert. Die Anzahl der Gasnetzbetreiber hat sich durch die Bildung gemeinsamer Netzbetreiber-gesellschaften gegenüber 2006 leicht verringert (2006: 737 Gasnetzbetreiber). Im Zuge der Monitoringabfrage haben 19 von 20 Fernleitungsnetzbetreibern (FNB), darunter befinden sich 16 marktgebietsaufspannende FNB, geantwortet. Von den Verteilernetzbetreibern Gas (VNB) haben 608 Unternehmen geantwortet.

Die Gesamtlänge des von den FNB betriebenen Fernleitungsnetzes beträgt 56.476 km.<sup>100</sup> Insgesamt beläuft sich die Anzahl der Zählpunkte in den Netzgebieten der FNB auf 7.184 Stück (Stand 31.12.2007). Davon weisen 6.205 Zählpunkte eine registrierende Last-gangmessung auf. Die gesamte für das Berichtsjahr 2007 erfasste Ausspeisemenge der an den Netzen der FNB unmittelbar angeschlossenen 1.216 Letzt-verbraucher betrug 262,12 TWh (Stand 31.12.2007).

Über die Ferngastransportleitungen, die in das internationale Pipelinenetz integriert sind, wird das Gas in die nachgelagerten Verteilernetze eingespeist. Die Gesamtlänge des von den VNB betriebenen Gasverteilernetzes beträgt 341.324 km.<sup>101</sup> Insgesamt beläuft sich die Anzahl der Zählpunkte in den Netzgebieten der VNB auf 13.314.933 Zählpunkte (Stand 31.12.2007). Davon weisen 44.712 Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung auf und 10.356.158 Zählpunkte gehören zu Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG. Die ge-samte für das Berichtsjahr 2007 erfasste Ausspeisemenge der 13.156.464 an den Netzen der VNB angeschlossenen Letztverbraucher betrug 614 TWh (Stand 31.12.2007). Dies ent-spricht einem Anteil von 71 Prozent an der gesamten erfassten Gassausspeisemenge an Letztverbraucher in Höhe von 876 TWh im Berichtsjahr 2007.

##### **3.1.1.1 Umstellung auf das Zweivertragsmodell**

Mit der Entscheidung der Bundesnetzagentur vom 17.11.2006 wurde die Anwendung des Einzelbuchungsmodells, welches im ersten Kooperationsvertrag der Gaswirtschaft vom 19.07.2006 als Option zur Organisation von Gastransporten vorgesehen war, untersagt, da es nicht mit Gesetz und Verordnung vereinbar war. Aufgrund dieser Entscheidung mussten während des Berichtszeitraumes alle Neuverträge nach dem Zweivertragsmodell geschlos-sen und Altverträge zum Stichtag 01.10.2007 umgestellt werden. Der Berichtszeitraum des Monitoring 2008 bezieht sich auf das gesamte Kalenderjahr 2007. Daher beziehen sich ei-nige Antworten im Berichtszeitraum sowohl auf das Einzelbuchungs- als auch auf das Zwei-vertragsmodell. Erst der nächste Monitoringbericht wird ausschließlich die Situation unter dem neuen Zugangsregime abbilden.

Bei 566 VNB konnten während des Berichtszeitraumes Transporte nach dem Zweivertrags-modell abgewickelt werden. Bemerkenswert ist, dass 37 VNB diese Frage aktiv verneinten. Die restlichen fünf antwortenden VNB machten zu dieser Frage keine Angaben.

---

<sup>99</sup> Stichtag 12.06.2008.

<sup>100</sup> Angabe laut BDEW-Gasstatistik, Stand 31.12.2005 (neuere Daten liegen nicht vor).

<sup>101</sup> Dito.

### 3.1.1.2 Leitungssituation

#### Leitungssituation FNB

Daten für die Leitungssituation Gas wurden bei den FNB dieses Jahr nicht abgefragt.

#### Leitungssituation VNB

In der Monitoringerhebung 2008 zur Leitungssituation bei VNB haben die teilnehmenden Unternehmen ca. 5.900 Einspeisepunkte in ihre Netze gemeldet. 40,9 Prozent dieser Gasnetzbetreiber haben einen oder zwei Einspeisepunkte in ihr Netz, 45,5 Prozent haben zwischen drei und zehn Einspeisepunkte und lediglich 13,6 Prozent weisen über 10 Einspeisepunkte auf. Die VNB geben an, dass 3,3 Prozent der Einspeisepunkte nur als Noteinspeisemöglichkeit genutzt werden.

Bezüglich der Ausspeisepunkte ergibt sich aus der Monitoringabfrage folgende Situation: Auf Verteilerebene wurden ca. 9,5 Mio. Ausspeisepunkte an Letztverbraucher erfasst. Dabei schwankt die Anzahl der Ausspeisepunkte an Letztverbraucher zwischen vier und über 500.000 Ausspeisepunkten. Aus der folgenden Abbildung ist ersichtlich, dass die überwiegende Anzahl der VNB zwischen 1.000 und 10.000 Ausspeisepunkte hat.

**Ausspeisepunkte an Letztverbraucher**

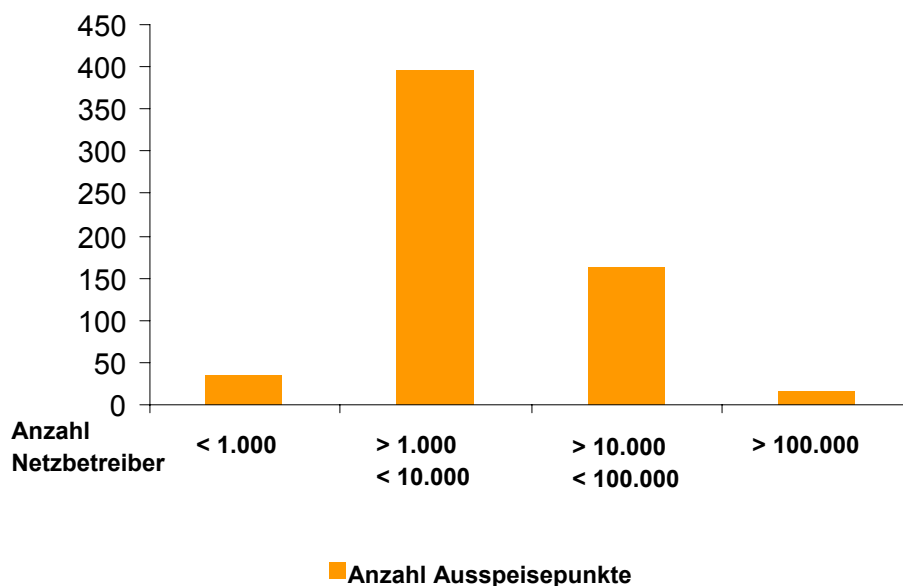


Abbildung 44 : Ausspeisepunkte an Letztverbraucher

Sowohl bei den Einspeise- als auch bei den Ausspeisepunkten an Letztverbraucher hat sich im Ergebnis kein signifikanter Unterschied zu den Angaben des Jahres 2006 herausgestellt.

In der diesjährigen Monitoringabfrage wurden durch die VNB 2.990 Ausspeisepunkte zu anderen Netzen gemeldet. An diesen Netzkopplungspunkten ist den Fernleitungsnetzen bereits nachgelagerten Verteilernetzen also noch ein weiteres Netz nachgelagert oder mit diesen vermascht. Dies führt innerhalb Deutschlands zu einer komplexen Struktur des Gasversorgungsnetzes. Überdies gibt es in dieser komplexen Struktur noch 941 sonstige Ausspeisepunkte, z.B. zu Speichern.

Nach § 8 Nr. 2 der Kooperationsvereinbarung<sup>102</sup> II (25.04.2007) sind mehrere Netzkopplungspunkte eines nachgelagerten Netzbetreibers zu einem vorgelagerten Netzbetreiber zu Ausspeisezonen zusammenzufassen, soweit dies technisch sinnvoll und wirtschaftlich zumutbar ist. Ausspeisezonen vereinfachen die Buchung und Nominierung im internen Verhältnis der Netzbetreiber. Bei der jährlichen internen Bestellung wird dann die maximale zeitgleiche Kapazität der zusammengefassten Netzkopplungspunkte bestellt. Einzelheiten zu den Ausspeisezonen werden im Netzkopplungsvertrag geregelt. Im Monitoring 2008 gaben 462 VNB an, mehrere Netzkopplungspunkte zu einem vorgelagerten Netzbetreiber zu haben. Die Frage, ob diese Netzkopplungspunkte zu einer Ausspeisezone im Sinne von § 8 Ziffer 2 Kooperationsvereinbarung II zusammengefasst wurden, beantworteten 86,6 Prozent dieser VNB mit „ja“ und 12,8 Prozent mit „nein“. 0,6 Prozent machten keine Angaben. In den Fällen, in denen keine Ausspeisezone gebildet wurde, gaben die VNB nahezu gleichwertig die Gründe „netzhydraulische Trennung des Netzes“ (20 Nennungen), „fehlende Zustimmung des vorgelagerten Netzbetreibers“ (28 Nennungen) und „Sonstige“ (26 Nennungen) an. Der Grund „sonstige Restriktionen im eigenen Netz“ wurde von keinem der VNB ausgewählt.

### 3.1.1.3 Entwicklung Transportkundenanzahl

Zur Analyse der Wettbewerbssituation im Gashandelsmarkt wurden den Netzbetreibern verschiedene Fragen zur Anzahl der Transportkunden, der Anfragen auf Netzzugang und der daraufhin abgeschlossenen Verträge gestellt. Ein erster Indikator für zunehmenden Wettbewerb im Gashandel ist die steigende Anzahl der Transportkunden eines Netzbetreibers. Auf der Ebene der FNB ist weiterhin eine deutlich steigende Tendenz der Transportkundenanzahl festzustellen. Während 2005 noch durchschnittlich 6,8 Transportkunden das Netz eines FNB nutzten, stieg die Zahl 2006 auf durchschnittlich 9,8 Transportkunden. Für das Berichtsjahr 2007 geben die FNB an, durchschnittlich 21,5 Transportkunden in ihrem Netz betreut zu haben. Dabei ist die Anzahl der Transportkunden sehr heterogen auf die einzelnen FNB verteilt. Es gibt noch fünf marktgebietsaufspannende FNB, bei denen weniger als fünf Transportkunden im Jahre 2007 das Netz nutzten. Die Spitzenwerte liegen deutlich höher.

Auf der Ebene der VNB ist gegenüber dem Berichtsjahr 2006 eine Verdopplung der Transportkundenanzahl festzustellen. Die durchschnittliche Transportkundenanzahl liegt pro Netzbetreiber bei 2,8. Im Vergleich dazu lag dieser Durchschnittswert in 2005 bei 1,3 und in 2006 bei 1,4. Insgesamt sind die Verhältnisse bei den VNB stark heterogen: Nur zwölf VNB bedienen zehn oder mehr Transportkunden in ihrem Netz. Je fünf bis neun Transportkunden nutzen das Netz von insgesamt 51 weiteren VNB. 165 VNB bedienen drei oder vier Transportkunden, bei insgesamt 292 VNB nutzen zwei Transportkunden das entsprechende Netz. Immer noch 91 VNB weisen nur einen Transportkunden in ihrem Netz aus. In diesen Netzgebieten ist demnach die Gasversorgung immer noch ein Monopol.

### 3.1.1.4 Netznutzungsanteil verbundener Unternehmen

Insgesamt wurden im Berichtsjahr 2007 bei den FNB 573 Mio. kWh/h an Einspeisekapazitäten und 585 Mio. kWh/h an Ausspeisekapazitäten gebucht.<sup>103</sup> 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 verbundenen Transportkunden gebucht wur-

<sup>102</sup> KoV: Vereinbarung über die Kooperation zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen.

<sup>103</sup> Die Summen der Kapazitätswerte beinhalten sowohl Kapazitätsbuchungen nach dem Einzelbuchungsmodell als auch nach dem Zweivertragsmodell von allen FNB. Dies erklärt sich dadurch, dass die völlige Systemumstellung – auch für Altverträge – mitten im Berichtsjahr 2007 zum 01.10.2007 erfolgte. Die Werte beinhalten nicht die Kapazitätswerte aus der internen Bestellung.

den. In 2007 wurden demnach die Einspeisekapazitäten zu 78 Prozent, die Ausspeisekapazitäten zu 65 Prozent von verbundenen Unternehmen gebucht.

Des Weiteren wurden die marktgebietsaufspannenden FNB nach dem Anteil der Nominierung durch das verbundene Unternehmen gefragt. Insgesamt wurden 2007 an den Einspeisepunkten dieser FNB 1.828 TWh Erdgas von Transportkunden nominiert und durch die FNB transportiert. An den Ausspeisepunkten der jeweiligen Netze meldeten die marktgebietsaufspannenden FNB 1.659 TWh Nominierungen durch Transportkunden bzw. transportiertes Erdgas.<sup>104</sup> Der Anteil der Nominierungen von im Sinne des § 3 Nr. 38 EnWG verbundenen Unternehmen betrug einspeise- wie ausspeiseseitig 77 Prozent. Dies spiegelt in etwa auch die Verteilung auf der Kapazitätsseite an den durch Transportkunden buchbaren Ein- und Ausspeisepunkten wider.

### 3.1.2 Netzentgelte

In der im Jahre 2007 abgeschlossenen ersten Netzentgeltgenehmigungsrunde für die im Verantwortungsbereich der Bundesnetzagentur liegenden Netzbetreiber (originäre Zuständigkeit und durch Organleihe) wurden insgesamt 225 Anträge auf Entgeltgenehmigung im Gasbereich gestellt. Die erteilten Genehmigungen erstreckten sich auf die netzscharfen Kosten, d.h. ohne die Kosten des vorgelagerten Netzes. Die Netzentgelte inklusive der vorgelagerten Netzkosten waren der Bundesnetzagentur in einem gesondert anzuzeigenden Preisblatt mitzuteilen und durch die Netzbetreiber zu veröffentlichen. Im Ergebnis betrug die durchschnittliche Kürzung 12,1 Prozent; die geringste Kürzung 0,1 Prozent und die höchste Kürzung 32,4 Prozent. Das Kürzungsvolumen betrug insgesamt ca. 450 Mio. Euro.

In der zweiten Netzentgeltgenehmigungsrunde sind im Gasbereich 227 Anträge auf Genehmigung eingegangen. Diese mussten bis zum 01.10.2007 gestellt werden, da die ersten Genehmigungen in der Regel bis 31.03.2008 befristet waren und die Netzbetreiber sechs Monate vor dem Ende der Befristung einen erneuten Antrag auf Genehmigung ihrer Entgelte für den Netzzugang zu stellen hatten. Von den 227 zu beantragenden Entgelten wurde 129 kleineren Netzbetreibern mit im Wesentlichen unveränderten Kosten die Genehmigung antragsgemäß bis zum 31.12.2008 verlängert. Die in der Kostenprüfung befindlichen 98 weiteren Anträge auf Entgeltgenehmigung werden ebenso bis zum 31.12.2008 beschieden. Die auf diese Weise festgestellten Kostendaten bilden die Basis für die am 01.01.2009 startende Anreizregulierung.

Die nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen mengengewichteten Nettonetzentgelte inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb nach Kundenkategorien in ct/kWh zu dem Stichtag 01.04. von 2006 bis 2008.

---

<sup>104</sup> Alle 16 marktgebietsaufspannenden FNB haben diese Fragen beantwortet, allerdings musste eine Antwort aufgrund unplausibler Daten gestrichen werden.

## Entwicklung der mengengewichteten Netzentgelte in ct/kWh

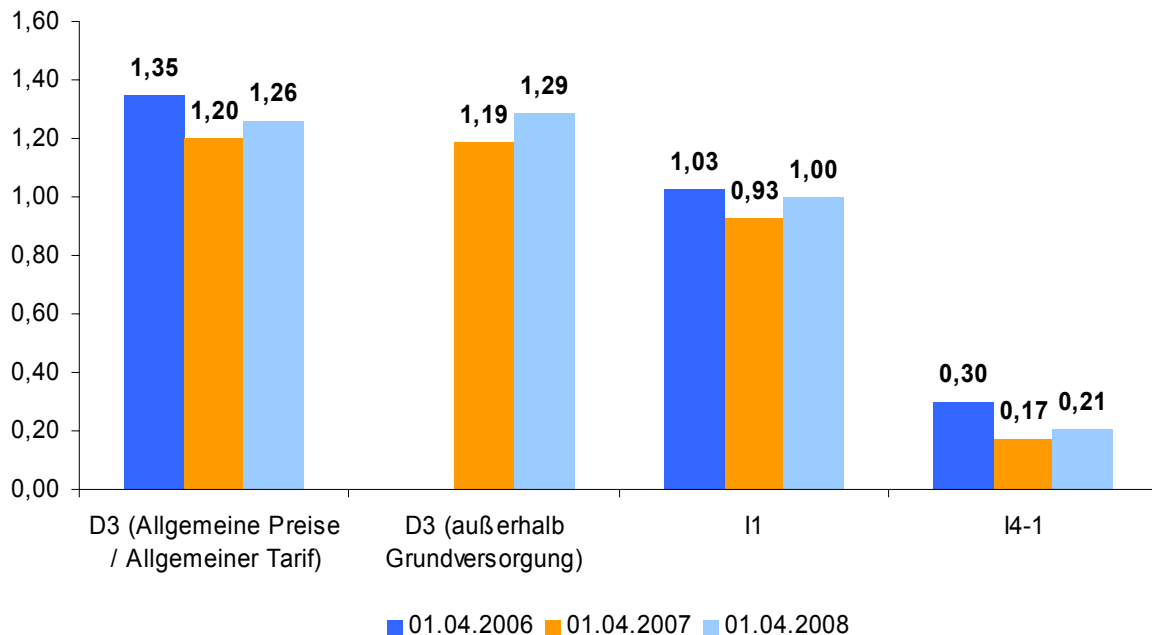


Abbildung 45: Entwicklung der mengengewichteten Netzentgelte in ct/kWh vom 01.04.2006 bis zum 01.04.2008 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten<sup>105</sup>

Das von der Bundesnetzagentur gekürzte Kostenvolumen (450 Mio. Euro bis 2007) hat im Stichtagsvergleich (01.04.2006 zu 01.04.2007) zu einem Absinken der durchschnittlichen Netzentgelte geführt. Insgesamt lassen sich zum Stichtag 01.04.2008 über alle Kundenkategorien hinweg leicht höhere Netzentgelte feststellen. Zu dieser Entwicklung trägt insbesondere der in den letzten beiden Jahren gesunkene inländische Erdgasverbrauch bei. Das größtenteils fixe Kostenvolumen für den Netzerhalt (Anlagevermögen) verteilt sich entsprechend auf eine niedrigere Gasauspeisemenge – die auf eine ausgespeiste Kilowattstunde Gas bezogenen Kosten (Netzentgelte) erhöhen sich in der Folge.

Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht die Entwicklung des Anteils der mengengewichteten Netzentgelte am Gesamtgaspreis.

<sup>105</sup> Die Netzentgelte der Kundenkategorie D3 (außerhalb Grundversorgung) wurden in 2006 nicht erhoben.

## Entwicklung der Netzentgeltanteile am Gesamtgaspreis (mengengewichtet) in Prozent

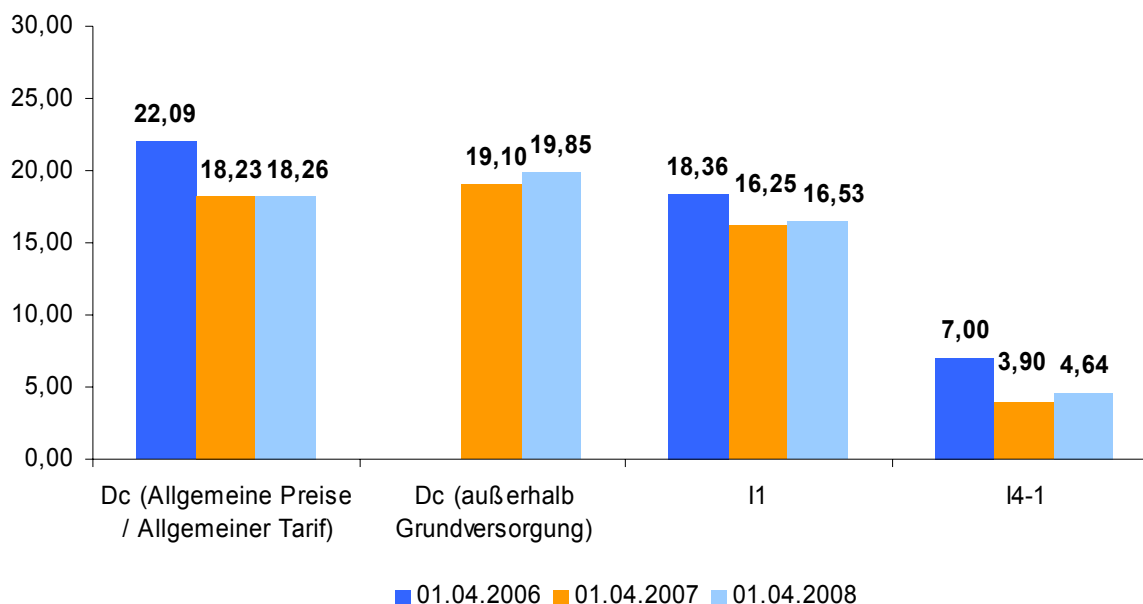


Abbildung 46: Entwicklung der Anteile der mengengewichteten Netzentgelte vom 01.04.2006 bis zum 01.04.2008 am Gesamtgaspreis gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten<sup>106</sup>

Die im Vergleich zu den Elektrizitätsnetzen deutlich niedrigeren Netzentgeltanteile sind u.a. auf einen fehlenden Ausweis von Netzentgelten überregionaler Gasfernleitungsnetze<sup>107</sup> zurückzuführen.

### 3.1.3 Marktgebiete

Ein Marktgebiet ist die Zusammenfassung von Netzen bzw. Netzbereichen verschiedener vertikal oder horizontal netztechnisch miteinander verbundener Netzbetreiber, innerhalb dessen ein Transportkunde gebuchte Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten flexibel nutzen kann. Innerhalb eines Marktgebietes existieren definitionsgemäß also keine Kapazitätsbeschränkungen, die den Transport von Gas zwischen Ein- und Ausspeisepunkten und den Handel von Gas am virtuellen Punkt einschränken würden. Das Marktgebiet entspricht der Bilanzzone.

Die Marktgebiete weisen teils erhebliche geographische Überlappungsbereiche auf, in denen die Verteilernetze bis zu vier Marktgebieten gleichzeitig zugeordnet sind. Die ursprünglich in der Kooperationsvereinbarung I (19.07.2006) angegebene Anzahl von 19 Marktgebieten zum Beginn des Gaswirtschaftsjahres (GWJ) 2006/2007 wurde zum 01.04.2007 auf 18 reduziert, indem RWE Transportnetz Gas zwei H-Gas-Gebiete zu einem zusammengefasst hat. Zum 01.10.2007 wurde eine weitere Reduzierung der Marktgebiete durch die Zusammenlegung von jeweils drei H-Gas-Gebieten zu jeweils einem bei der Wingas Transport und der E.ON Gastransport erreicht. Damit reduzierte sich die Anzahl der Marktgebiete in Deutschland zu Beginn des GWJ 2007/2008 auf 14. Die Anzahl der marktgebietsaufspannenden FNB ist allerdings größer, da in einigen Fällen mehrere Fernleitungsnetzbetreiber gemeinsam ein Marktgebiet aufspannen. So bilden BEB Transport, Dong Energy Pipelines, Norsk Hydro und

<sup>106</sup> Dito.

<sup>107</sup> Vgl. § 3 Abs. 2 GasNEV.

Statoil gemeinsam das Marktgebiet H-Gas Norddeutschland, ENI Gas Transport Deutschland und Gasversorgung Süddeutschland das Marktgebiet GVS/ENI D sowie BEB Transport und Exxon Mobil das Marktgebiet L-Gas Norddeutschland.

## 9 benannte Marktgebiete H-Gas

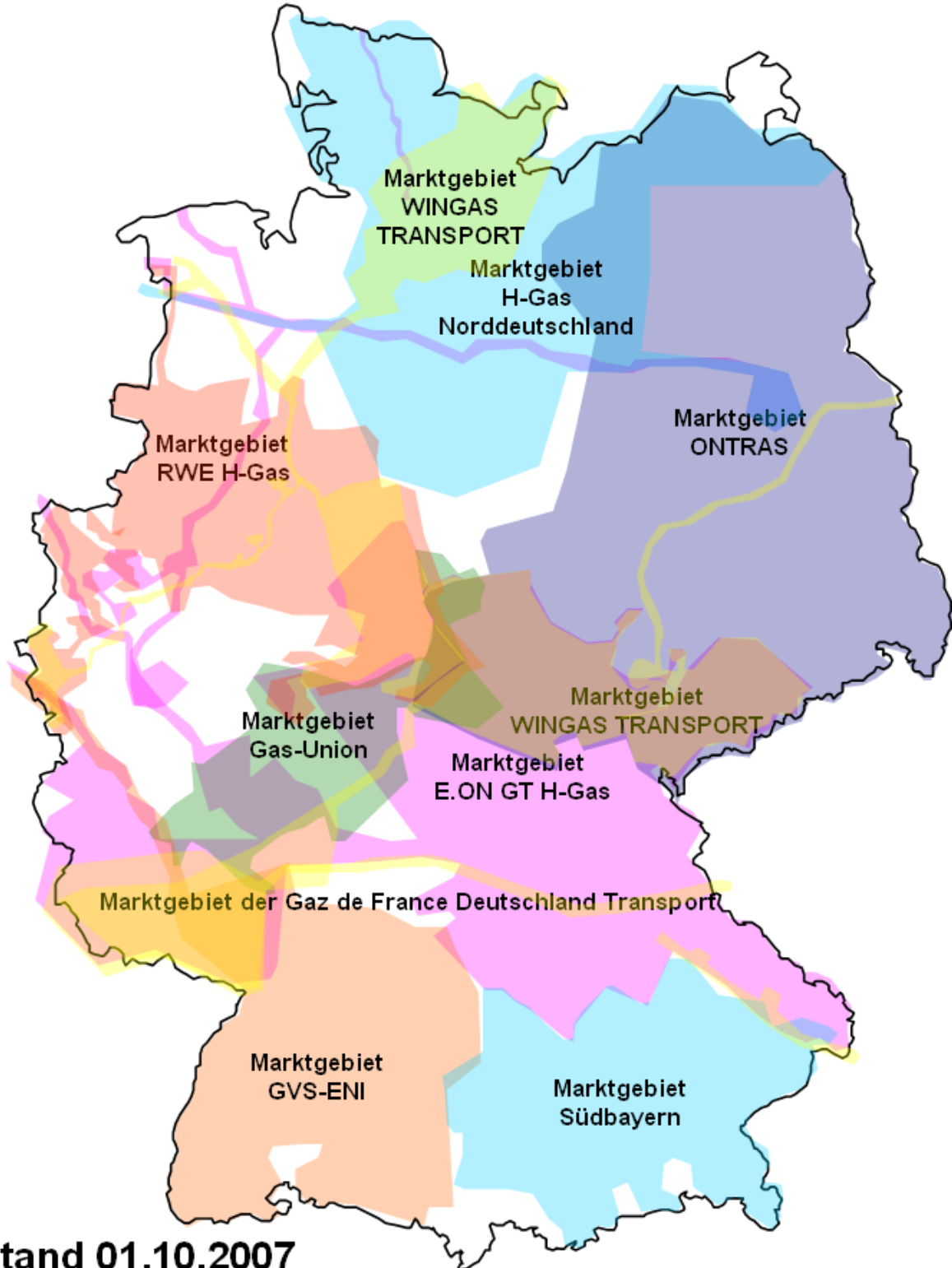


Abbildung 47: Vereinfachte Darstellung der H-Gas Marktgebiete in Deutschland<sup>108</sup> Quelle: Bundesnetzagentur

<sup>108</sup> Zusätzlich gibt es noch fünf L-Gas-Marktgebiete, die hier der besseren Übersicht halber nicht abgebildet wurden. Diese liegen im Nordwesten Deutschlands und überlappen die H-Gas-Marktgebiete in ihrer Ausdehnung, nicht jedoch netzhydraulisch.

Die Monitoringerhebung hat ergeben, dass die marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber zum 01.10.2008 weitere Marktgebietszusammenlegungen planten. Aus den Antworten ergibt sich deutlich, dass es nur durch konzernübergreifende Maßnahmen zu der von der Bundesnetzagentur geforderten weiteren Reduzierung der Marktgebiete kommen kann.

### **3.1.3.1 Einfluss der Marktgebiete auf die Verteilerebene**

Die Kooperationsvereinbarung II sieht vor, dass jeder Ausspeisepunkt zu Letztverbrauchern genau einem Marktgebiet angehört (§ 5 Kooperationsvereinbarung II). Liegt ein Netz oder Netzbereich in zwei oder mehr Marktgebieten, muss jeder Ausspeisepunkt eindeutig einem Marktgebiet zugeordnet sein.

Laut Monitoringerhebung sind nach wie vor knapp 20 Prozent der Verteilernetze ganz oder mit einzelnen Netzbereichen über mehrere Marktgebiete zu erreichen. Im Rahmen der Zuordnung zu Marktgebieten hat gut die Hälfte der Betreiber dieser Verteilernetze eine Unterteilung ihres Netzes vorgenommen. Durch die Zusammenlegungen im Berichtszeitraum hat sich für 37 VNB die Anzahl der Marktgebiete, denen ihr Netz bzw. ihre Netzbereiche zugeordnet sind, reduziert. Von den 121 VNB in den Überlappungsbereichen bieten nur knapp über 50 Prozent die Möglichkeit der Übertragung von Gas zwischen Bilanzkreisen unterschiedlicher Marktgebiete (Mini-MÜT) an. Im Kalenderjahr 2007 ist es nur bei sieben Unternehmen zu einer tatsächlichen Nominierung eines Mini-MÜT durch Transportkunden gekommen. Abgesehen von einem Fall wurden diese Nominierungen auch durchgeführt. Aus diesen Zahlen lässt sich jedoch entnehmen, dass Mini-MÜT, obwohl in vielen Dokumenten<sup>109</sup> umfangreich erläutert, bisher in der Gaswirtschaft keine große Rolle spielt.

Gemäß § 8 Abs. 3 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) können Betreiber von örtlichen Gasverteilernetzen Zuordnungsaufgaben für bestimmte Ein- und Ausspeisepunkte sowie deren zeitliche oder leistungsmäßige Beschränkung festlegen, sofern eine vollständige Erreichbarkeit aller Ausspeisepunkte von jedem Einspeisepunkt nicht gegeben ist. Diese Zuordnungsaufgaben wirken im Zweivertragsmodell im Innenverhältnis der Netzbetreiber und sind im Rahmen der internen Bestellung zu berücksichtigen. Laut Monitoringerhebung bestehen zusätzlich zur Verteilernetzunterteilung im Rahmen der Marktgebietszuordnung in gut einem Viertel der in Überlappungsbereichen gelegenen Verteilernetze Zuordnungsaufgaben.

In 2007 haben bis auf wenige Ausnahmen alle befragten VNB für das GWJ 2007/2008 beim vorgelagerten Netzbetreiber eine interne Bestellung nach § 8 Kooperationsvereinbarung I aufgegeben. Diese interne Bestellung wurde im Winter 2007/2008 nur in knapp sieben Prozent der Fälle überschritten, so dass von einer guten Prognosequalität und Planungssicherheit im Rahmen der internen Bestellungen gesprochen werden kann.

### **3.1.3.2 Einfluss der Überlappungsbereiche auf den Kundenwechsel**

Kapazitäts- und Gaslieferverträge innerhalb eines Marktgebietes machen eine Kundenbelieferung in diesem Marktgebiet erheblich leichter als eine Belieferung neuer Kunden in einem anderen Marktgebiet, in dem der Lieferant noch keine Kapazitäts- und Gaslieferverträge geschlossen hat. Um den Einfluss des Marktgebietszuschnitts auf Kundenakquisition und Wechselprozesse, insbesondere bei Kunden in Überlappungsbereichen zweier oder mehr Marktgebiete, in der Praxis zu analysieren, wurden im Rahmen der Monitoringerhebung hierzu Großhändler und Lieferanten befragt. Dabei zeigte sich, dass die Akquisition in Marktgebieten, in denen vorher durch den betroffenen Lieferanten noch keine Letztverbraucher

---

<sup>109</sup> Kooperationsvereinbarung vom 25.04.2008, BGW/VKU-Leitfaden, Prozessbeschreibung zum BGW/VKU-Leitfaden.



beliefert wurden, eher die Ausnahme ist. Nur fünf Prozent der Lieferanten gaben an, in 2007 Letztverbraucher in einem Marktgebiet, in dem die Händler vorher keine Letztverbraucher versorgt haben, beliefert zu haben. Bei sechs von 13 Lieferanten, die versucht hatten für ihre Neukunden, die in Überlappungsbereichen liegen, einen Wechsel der Marktgebietszuordnung durchzuführen, zeigt sich, dass sie vielfach mit diesem Unterfangen gescheitert sind. Die folgende Abbildung zeigt den erheblichen Anteil erfolglos gebliebener Versuche des Wechsels der Marktgebietszuordnung.<sup>110</sup>

### Wechsel der Marktgebietszuordnung bei Neukunden in Überlappungsbereichen

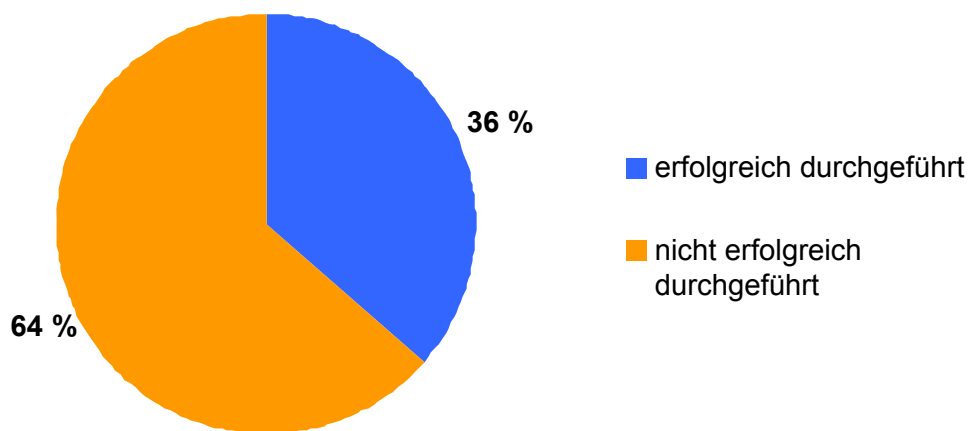


Abbildung 48: Wechsel der Marktgebietszuordnung bei Neukunden in Überlappungsbereichen

Eine weitere Reduzierung der Marktgebiete und insbesondere der zahlreichen Überlappungsflächen ist daher dringend erforderlich. Die Bundesnetzagentur wird ihre diesbezüglichen Bemühungen aufrechterhalten.

#### 3.1.4 Kapazitätssituation

##### 3.1.4.1 Kapazitätsangebot

Die 19 antwortenden FNB haben für den Berichtszeitraum angegeben, frei zuordenbare, feste Ein- und Ausspeisekapazitäten für Transportkunden auszuweisen. Dies gilt unabhängig davon, ob es sich um einen marktgebietsaufspannenden FNB handelt oder nicht, da Altverträge erst innerhalb des Berichtszeitraumes zum 01.10.2007 vom Einzelbuchungsmodell auf das neue Zweivertragsmodell umgestellt werden mussten. Seit diesem Stichtag weisen i.d.R. nur noch marktgebietsaufspannende FNB durch Transportkunden buchbare feste Kapazitäten aus.

<sup>110</sup> Die Grafik bezieht sich auf insgesamt 3.235 Fälle.

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. Solche Angebote weisen zehn FNB aus, wobei ein FNB dies ausschließlich bei Einspeisekapazitäten und ein anderer FNB dies ausschließlich bei Ausspeisekapazitäten anbietet. Bei zwei FNB ist die Buchung von beschränkt zuordenbaren Kapazitäten nur auf Anfrage und Prüfung im Einzelfall online möglich. Dieses Angebot wurde im Kalenderjahr 2007 durch die Transportkunden nicht genutzt. Bei allen übrigen FNB wurden im Berichtszeitraum beschränkt zuordenbare Kapazitäten gebucht. Der durchschnittliche Anteil der beschränkt zuordenbaren festen Einspeisekapazität – bezogen auf die Summe der frei und beschränkt zuordenbaren festen Einspeisekapazitäten – liegt bei 18 Prozent. Auf der Ausspeiseseite liegt der durchschnittliche Anteil der beschränkten zuordenbaren festen Kapazitäten – bezogen auf die Gesamtsumme – bei 14 Prozent.

Eine weitere Möglichkeit, die Verfügbarkeit frei zuordenbarer Kapazitäten zu erhöhen, sind Lastflusszusagen gemäß § 6 Abs. 3 Satz 2 Nr. 1 GasNZV. Insgesamt nutzen acht FNB Lastflusszusagen, wobei nur ein Netzbetreiber die Lastflusszusagen allen vier nachfolgend genannten Wirkungsmechanismen zugeordnet hat, während die übrigen Netzbetreiber die Lastflusszusagen nur einem Wirkungsmechanismus zuordneten. Um die Größenordnung des Einsatzes von Lastflusszusagen bewerten zu können, wird die Höhe der jeweiligen Lastflusszusage nachfolgend zu den von Transportkunden im Kalenderjahr 2007 bei den jeweiligen FNB gebuchten festen Einspeisekapazitäten rechnerisch ins Verhältnis gesetzt.

Sechs Netzbetreibern setzten knapp 24 Mio. kWh/h Lastflusszusagen als Regelenergie<sup>111</sup> ein, dies entspricht im gewichteten Mittel acht Prozent. Ein Netzbetreiber setzte gut 2 Mio. kWh/h Lastflusszusagen als Zuordnungsbeschränkung<sup>112</sup> ein. Dies entspricht einem Prozent bezogen auf seine an Transportkunden vermarktete Einspeisekapazität. Ca. 8 Mio. kWh/h Lastflusszusagen wurden von zwei Netzbetreibern als Zuordnungsaufgabe<sup>113</sup> eingesetzt, dies entspricht knapp fünf Prozent. Der größte Anteil der Lastflusszusagen von 135 Mio. kWh/h, im gewichteten Mittel entsprechend 53 Prozent der vermarkteten Einspeisekapazität, wurde von zwei Netzbetreibern den „sonstigen“ Wirkungsmechanismen zugeordnet.

Über alle Einspeisepunkte von FNB in Deutschland waren am 01.10.2007 insgesamt noch 48 Mio. kWh/h an freier fester Einspeisekapazität für das GWJ 2007/2008 durchgehend (als Band) buchbar. Bezogen auf die deutschlandweite im Kalenderjahr 2007 durch Transportkunden gebuchte Einspeisekapazität von 573 Mio. kWh/h (jeweils die aufsummierten Maximalwerte an den jeweiligen Netzkoppelpunkten (NKP)) betragen die noch durchgehend freien Einspeisekapazitäten gut acht Prozent. Auf der Ausspeiseseite waren am 01.10.2007 für das GWJ 2007/2008 deutschlandweit durchgehend noch 35 Mio. kWh/h freier fester Ausspeisekapazität buchbar, was bezogen auf die gebuchte Ausspeisekapazität (585 Mio. kWh/h) sechs Prozent entspricht.

### **3.1.4.2 Gebuchte Kapazitäten in Langzeitverträgen**

Die FNB wurden gefragt, wie hoch die maximal technische feste Ein- und Ausspeisekapazität ihrer Netze zu den angrenzenden Nachbarstaaten ist und wie viel von dieser Kapazität

---

<sup>111</sup> Die Lastflusszusage als Regelenergie gibt dem Netzbetreiber das Recht, einen bestimmten Lastfluss an einem Netzkoppelpunkt oder Netzanschlusspunkt von seinem Vertragspartner zu verlangen.

<sup>112</sup> Die Lastflusszusage als Zuordnungsbeschränkung bewirkt eine dauerhafte Verminderung der freien Zuordenbarkeit durch Ausschluss bestimmter Netzkoppel- oder Netzanschlusspunkte. Die hierbei transportierten Gasmengen sind nur eingeschränkt am „Virtuellen Punkt“ handelbar.

<sup>113</sup> Die Lastflusszusage als Zuordnungsaufgabe legt eine eindeutige Beziehung zwischen einem Einspeisepunkt zu einem Ausspeisepunkt fest. Es handelt sich hierbei um eine Punkt-zu-Punkt Kapazität, wodurch die transportierten Gasmengen völlig vom uneingeschränkten Handel am „Virtuellen Punkt“ ausgeschlossen sind.

in Verträgen mit einer Laufzeit von einem oder mehr Jahren gebucht ist. Nachfolgend werden die Ergebnisse aufsummiert über alle FNB tabellarisch dargestellt.

	Max. technische feste Einspeisekapazität in kWh/h	Anteil gebuchter Einspeisekapazität in Verträgen $\geq$ 1 Jahr Laufzeit in %	Max. technische feste Ausspeisekapazität in kWh/h	Anteil gebuchter Ausspeisekapazität in Verträgen $\geq$ 1 Jahr Laufzeit in %
Norwegen	53.660.545	99	nicht vorhanden	--
Niederlande	78.832.251	83	19.355.609	99
Belgien	10.239.868	73	19.358.730	95
Luxemburg	nicht vorhanden	--	43.428.077	99
Frankreich				
Schweiz				
Österreich	12.600.327	76	6.291.169	94
Tschechien	97.783.612	94	19.435.170	94
Polen				
Dänemark	2.765.685	100	nicht vorhanden	--

Tabelle 47: Maximal technisch feste Kapazitäten an den Grenzkoppelpunkten und der Anteil an gebuchter Kapazität in Verträgen über ein Jahr<sup>114</sup>

Im Monitoring wurden die Großhändler und Lieferanten befragt, wie hoch die gebuchten festen Kapazitäten in Verträgen mit Laufzeiten von drei oder mehr Jahren zum Stichtag 01.10.2007<sup>115</sup> waren. 56 Großhändler und Lieferanten haben in Summe 220 Mio. kWh/h an Einspeisekapazität und 58 Großhändler und Lieferanten in Summe 118 Mio. kWh/h an Ausspeisekapazität langfristig gebucht.

Deutschland ist überwiegend ein Erdgas-Import-Land. Lediglich zu 15 Prozent wird der Gasbedarf durch die inländische Produktion gedeckt. Daher ist die Summe der maximal technisch festen Einspeisekapazitäten wesentlich höher als die entsprechende Summe der festen Ausspeisekapazitäten an den jeweiligen Landesgrenzen.

### 3.1.4.3 Reduzierung der Kapazität nach der Buchung

Gemäß § 11 GasNZV haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Möglichkeit, Kapazitäten nach der Buchung zu reduzieren, sofern sich die Kapazität aus technischen Gründen reduziert. Drei von 538 antwortenden Netznutzern (Großhändler und Lieferanten) gaben an, dass eine solche Reduzierung in jeweils einem Fall nach Abschluss der Buchung aufgetreten ist (2006: zwei Fälle).

### 3.1.4.4 Netzzugangsverweigerungen

Die Bundesnetzagentur führt eine Datenbank zur Erfassung der gemäß § 20 Abs. 2 EnWG von den Netzbetreibern eingehenden Mitteilungen über Netzzugangsverweigerungen,<sup>116</sup> um

<sup>114</sup> Zur Wahrung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen wurden die Länder Luxemburg, Frankreich und Schweiz sowie Tschechien und Polen in eine Ländergruppe zusammengefasst.

<sup>115</sup> Völlige Umstellung auf das Zweivertragsmodell zum Beginn des GWJ 2007/08.

<sup>116</sup> <http://www.bundesnetzagentur.de> (Sachgebiete „Elektrizität/Gas“, „Anzeigen / Mitteilungen“, „Mitteilung Verweigerung Gasnetzzugang gem. § 20 Abs. 2 EnWG“).

unter anderem die Kapazitätssituation prüfen zu können. Im Kalenderjahr 2007 sind bei der Bundesnetzagentur 173 Netzzugangsverweigerungen von insgesamt sieben marktgebietsaufspannenden FNB gemeldet worden. Viele Transportkunden sehen allerdings von einer Anfrage an den jeweiligen Netzbetreiber ab, weil sie durch die Veröffentlichungen über die Kapazitätssituation der Netzbetreiber bereits darüber informiert sind, dass keine freien Kapazitäten zur Verfügung stehen. Im Vergleich zum Berichtsjahr 2006 (530 Netzzugangsverweigerungen) ist in 2007 ein deutlicher Rückgang der Anzahl von Netzzugangsverweigerungen zu bemerken. Allerdings hat sich die Anzahl der durch Transportkunden buchbaren Netzkoppelpunkte deutlich reduziert. Dies lässt sich auch mit dem Systemwechsel (Zweivertragsmodell) zum Beginn des GWJ 2006/2007 begründen. Seit der Einführung des Zweivertragsmodells müssen Transportkunden an wesentlich weniger Punkten Kapazitäten buchen, was sich dann auch in weniger Netzzugangsverweigerungen widerspiegelt.

Weiterhin mangelt es an den wichtigen Netzkoppelpunkten an freien Kapazitäten. Dies zeigt sich insbesondere daran, dass schon im Berichtszeitraum 2007 jeweils mindestens 30 Netzzugangsverweigerungen für die folgenden Gaswirtschaftsjahre bis zum Gaswirtschaftsjahr 2011/2012 vorlagen. Betroffen waren in den einzelnen Gaswirtschaftsjahren mindestens sieben unterschiedliche Transportkunden. Diese Transportkunden haben – je nach GWJ – bei zwei bis vier unterschiedlichen marktgebietsaufspannenden FNB Anfragen gestellt.

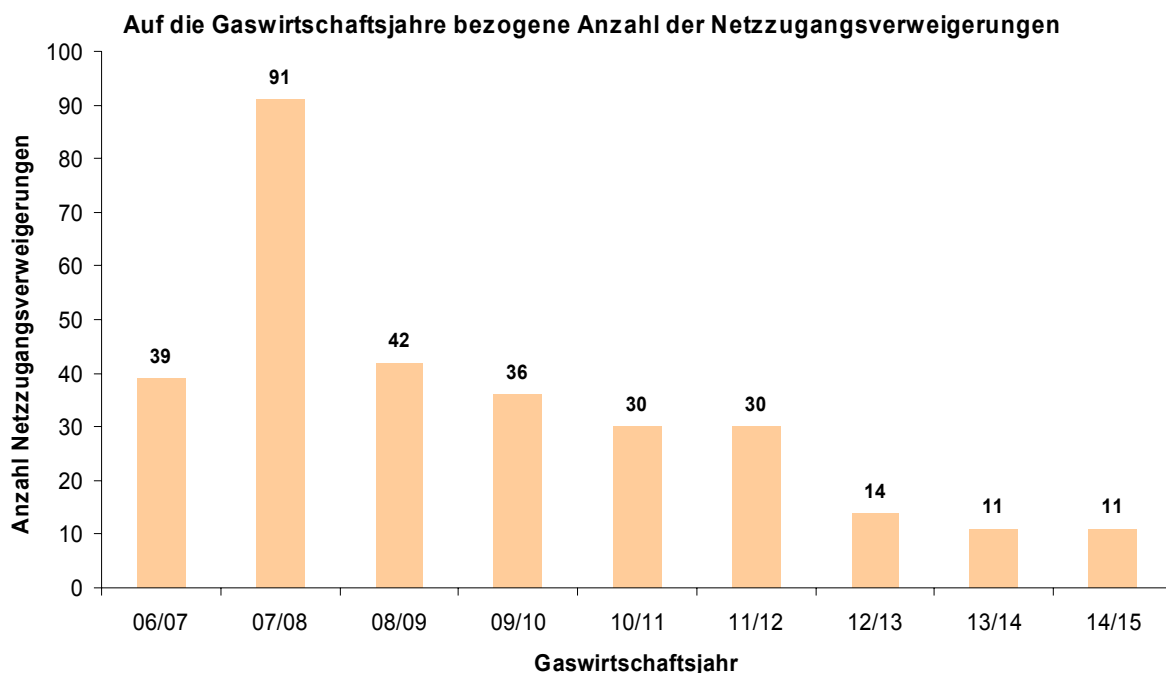


Abbildung 49: Auf die einzelnen GWJ bezogene Anzahl der Netzzugangsverweigerungen von FNB, die im Jahr 2007 an die Bundesnetzagentur gemeldet wurden<sup>117</sup>

Die Auswertung der Daten ergab, dass im Bereich der FNB in erheblichem Umfang vertragliche Engpässe als Begründung für die Netzzugangsverweigerung angeführt werden. Häufig wurde angegeben, dass die vorhandenen Kapazitäten von (anderen) Transportkunden bereits ausgebucht waren. In rund 70 Prozent der Fälle wurden daraufhin Transportverträge auf unterbrechbarer Basis abgeschlossen.

<sup>117</sup>Die Anzahl der Netzzugangsverweigerungen ist im dargestellten Diagramm höher als die im Text (173) genannte Anzahl, da sich einige Netzzugangsverweigerungen über einen Zeitraum von mehreren GWJ erstrecken.

Im Rahmen der Monitoringerhebung haben elf VNB angegeben, in 289 Fällen den Zugang zu Ihren Gasversorgungsnetzen verweigert zu haben. Im Vergleich dazu wurde in 2006 nur in einem einzigen Fall der Zugang zum Gasversorgungsnetz auf VNB-Ebene verweigert. Zwei VNB meldeten im Monitoring besonders viele Verweigerungsfälle mit jeweils deutlich über 100 Netzzugangsverweigerungen. Bei allen neun weiteren VNB lagen die Netzzugangsverweigerungen unter zehn.

Als Hauptgrund für die Verweigerung des Netzzugangs nannten die VNB gescheiterte Lieferantenwechsel (z.B. aufgrund von Lieferantenkonkurrenzsituationen und daraus resultierender Probleme bei der Anwendung des „Rucksackprinzips“) oder sonstige vertragliche Hinderungsgründe. Allerdings sind diese Fälle nicht als Netzzugangsverweigerungen im engeren Sinne zu betrachten, da es sich insbesondere bezüglich der Lieferantenkonkurrenz nicht um dauerhaft betriebsbedingte und kapazitätsbegründete Verweigerungen des Netzzugangs nach § 20 Abs. 2 EnWG, sondern vielmehr um vertraglich bedingte Probleme des Lieferantenwechsels handelt, die in der Regel durch eine Klärung der Lieferbeziehungen gelöst werden können.

„Die Ausspeisestelle soll einem anderen Marktgebiet zugeordnet werden“ wurde im Erhebungszeitraum nicht als Grund für die Verweigerung des Netzzugangs auf der Ebene der VNB angegeben. Dies kann in Netzen oder Netzbereichen vorkommen, die in Überlappungsbereichen von zwei oder mehreren Marktgebieten liegen. Dort kann im eigenen und/oder vorgelagerten Netz ein Kapazitätsengpass vorliegen, weswegen die Zuordnung (und damit verbunden der Zugang zum gewünschten neuen Marktgebiet) vom Netzbetreiber abgelehnt werden muss. In diesem Fall müsste der zuständige Netzbetreiber eine Netzzugangsverweigerung an die Bundesnetzagentur übermitteln.<sup>118</sup> Im Berichtsjahr 2007 sind keine Meldungen von VNB eingegangen.

### **3.1.4.5 Unterbrechbare Kapazitäten**

Wie im Kapitel 3.1.4.4 erläutert, wurden aus Mangel an festen Kapazitäten viele Anfragen der Transportkunden auf unterbrechbarer Basis realisiert. Großhändler und Lieferanten gaben an, zum Stichtag 01.10.2007 insgesamt 44 Mio. kWh/h an Einspeisekapazität auf unterbrechbarer Basis gebucht zu haben. Bei 84 Prozent wurde die Einspeisekapazität aus Mangel an fester Kapazität gebucht. Ausspeiseseitig wurden zum Stichtag 01.10.2007 insgesamt 59 Mio. kWh/h an unterbrechbarer Kapazität gebucht, 88 Prozent aus Mangel an fester Kapazität. Sowohl ein- als auch ausspeiseseitig wurden weniger als vier Prozent der gebuchten unterbrechbaren Kapazitäten in feste Kapazitäten umgewandelt.

21 Großhändler und Lieferanten nutzen auch unterbrechbare Buchungen zur Erfüllung fester Lieferverpflichtungen, obwohl 62 Prozent dieser Großhändler und Lieferanten bei der Buchung keine angemessenen Informationen zur Unterbrechungswahrscheinlichkeit erhalten hatten. 386 Großhändler und Lieferanten gaben an, dass in 2007 keine Nominierung einer unterbrechbaren Kapazität unterbrochen wurde. Zehn Großhändler und Lieferanten wurden tatsächlich in 2007 unterbrochen. Hierbei wurden die Lieferungen bei der Nominierung von unterbrechbaren Kapazitäten tatsächlich für insgesamt 2.021 Stunden unterbrochen. In nur einem Fall konnte ein Teil des nominierten Erdgases (1,4 GWh von den unterbrechbar nominierten 2,2 GWh) nicht eingespeist werden, da nicht auf alternative Netzkoppelpunkte ausgewichen werden konnte.

Die Anzahl und die Dauer der Unterbrechungen (in Summe der Stunden übers Kalenderjahr) sind sehr heterogen über die betroffenen zehn Großhändler und Lieferanten verteilt. Die

---

<sup>118</sup> Formular mit der Internetseite der Bundesnetzagentur unter: Sachgebiet „Elektrizität/Gas“, „Anzeigen/Mitteilungen“, „Mitteilung Verweigerung Gasnetzzugang gem. 20 Abs. 2 EnWG“.

nachfolgende Grafik zeigt die durchschnittliche Unterbrechungsdauer und die Anzahl der Unterbrechungen der jeweiligen Großhändler oder Lieferanten.

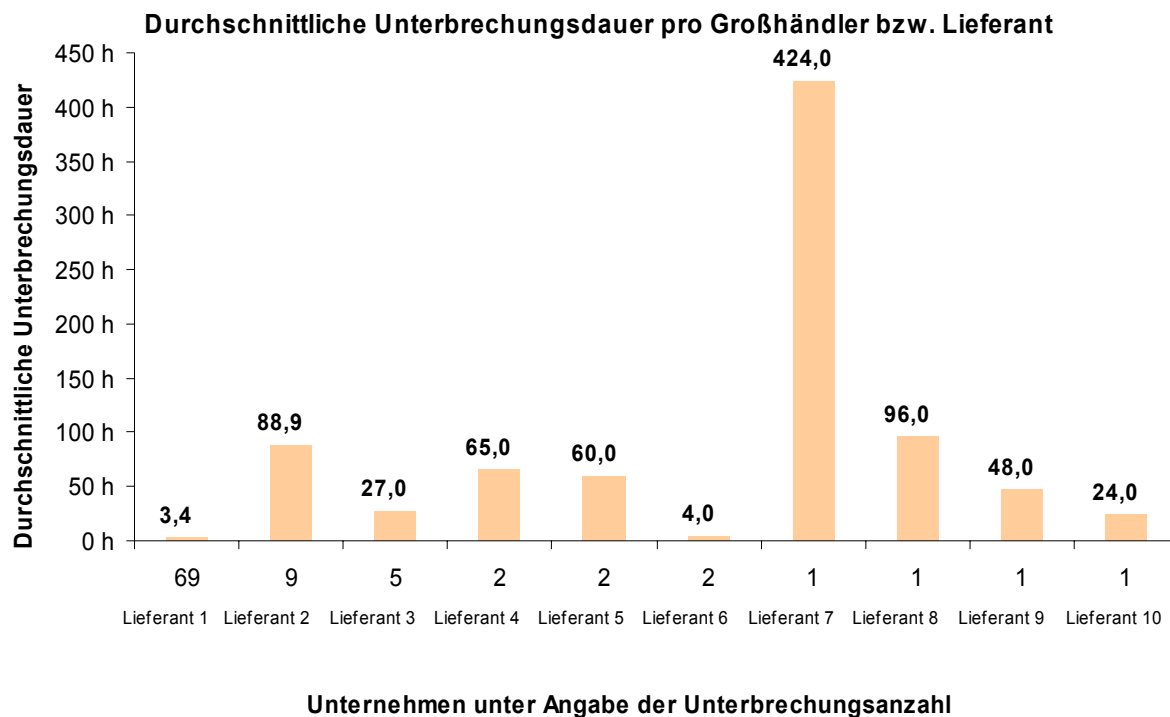


Abbildung 50: Nominierung Unterbrechbarer Kapazität: Anzahl und durchschnittliche Unterbrechungsdauer von Unterbrechungen pro Großhändler bzw. Lieferant

Die Frage, wie viel Gas von Transportkunden in 2007 mit unterbrechbaren Verträgen nominert wurde, wurde von den marktgebietsaufspannenden FNB i.d.R. nicht beantwortet. Als Grund führten die FNB an, dass die Nominierung von Kapazitäten auf Grundlage des Bilanzkreisvertrages als Summennominierung über alle unterbrechbaren und festen Kapazitäten erfolgt und dabei eine Aufschlüsselung der Nominierung zu den zwei Kapazitätsarten automatisch nicht möglich sei.<sup>119</sup> Drei marktgebietsaufspannende FNB lieferten einen Wert, aufsummiert beträgt bei diesen drei FNB die Nominierungsmenge 29 TWh, welche nicht unterbrochen, sondern komplett transportiert wurde. Die Frage, wie viel Gas aufgrund von einer Unterbrechung bei unterbrechbaren Kapazitätsverträgen nicht transportiert werden konnte, beantworteten 14 der 16 marktgebietsaufspannenden FNB. Danach mussten nur zwei FNB in 2007 insgesamt 0,8 TWh tatsächlich unterbrechen. Auch die Großhändler und Lieferanten bestätigen die Größenordnung dieses Wertes.

### 3.1.4.6 Auslastungsgrade an Netzkoppelpunkten

Im Monitoringbericht 2007 wurden eine mittlere technische Auslastung von rund 35 Prozent der Fernleitungsnetze anhand der beiden Größen *verfügbare Kapazitäten* und *tatsächlich transportierte Gasmengen* berechnet. Zusätzlich ergab die rein rechnerische Spitzenauslastung der ausgewiesenen Ausspeisekapazitäten in den Fernleitungsnetzen im gewichteten Mittel über alle Netzbetreiber ca. 60 Prozent. Aufgrund dieses Ergebnisses wurden für den aktuellen Monitoringbericht zusätzliche und konkretere Fragen bzgl. der Auslastung der einzelnen Netze an die marktgebietsaufspannenden FNB gestellt. Dadurch ist ein Vergleich der

<sup>119</sup> Vier FNB beantworteten die Frage gar nicht, ein FNB lieferte unplausible Werte.

Spitzenauslastung der Netze gegenüber 2006 nicht mehr möglich, allerdings kann die mittlere technische Auslastung über alle marktgebietsaufspannenden FNB von 36 Prozent bestätigt werden.

Bei der Betrachtung der Auslastungsgrade auf der Ein- und Ausspeiseseite ergeben sich an den Grenzen zu den Nachbarstaaten folgende Werte:

	<b>Auslastungsgrade bei Volllast der Max. Tech. Einspeisekapazität in %</b>	<b>Auslastungsgrade bei Volllast der Max. Tech. Ausspeisekapazität in %</b>
<b>Norwegen</b>	72,6	Ausspeisekap. = 0
<b>Niederlande</b>	55,7	28,3
<b>Belgien</b>	9,5	25,1
<b>Luxemburg</b>	Einspeisekap. = 0	76,5
<b>Frankreich</b>	Einspeisekap. = 0	95,3
<b>Schweiz</b>	Einspeisekap. = 0	98,6
<b>Österreich</b>	36,9	57,3
<b>Tschechien</b>	71,2	45,8
<b>Polen</b>	84,2	42,8
<b>Dänemark</b>	94,0	Ausspeisekap. = 0

Tabelle 48: Ein- und Ausspeiseseitige Auslastungsgrade an den Grenzübergangspunkten

Zur Berechnung der Auslastungsgrade an den Grenzübergangspunkten wird die Summe der ein- bzw. ausgespeisten Gasmengen an den jeweiligen Landesgrenzen ins Verhältnis zu den jeweiligen maximal technischen Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten bei Vollausspeisung (d.h. maximale Nominierung bei einer Benutzungsdauer von 8.760 Stunden im Jahr) gesetzt. Bei den Ergebnissen handelt es sich um aufs Jahr bezogene Durchschnittswerte. Spitzenauslastungen, vornehmlich im Winter, können durchaus höher liegen.

Zusätzlich untersuchte die Bundesnetzagentur, inwieweit die gebuchten Kapazitäten auch tatsächlich nominiert wurden. Daher wurden die marktgebietsaufspannenden FNB zusätzlich gebeten, für die entsprechenden Netzkoppelpunkte (NKP) die Höchstausspeisungsgrade im Jahr 2007 durch Quotientenbildung von Höchstlaststunde durch gebuchte Kapazität zu bilden. Diese sollten dann entsprechend der fünf Kategorien von Nutzungsgradspannen der folgenden Tabelle zugeordnet werden. Dargestellt wird in der Tabelle jeweils die Anzahl sowie die Gesamtsumme der gebuchten Kapazität pro Kategorie, damit zusätzlich eine Abschätzung über die Bedeutung der entsprechenden NKP ermöglicht werden kann.

	Nutzungsgrade ≤ 40 %		Nutzungsgrade > 40 ≤ 60 %		Nutzungsgrade > 60 ≤ 80 %	
	Anzahl NKP	Gesamtsumme gebuchte Kap. in kWh/h	Anzahl NKP	Gesamtsumme gebuchte Kap. in kWh/h	Anzahl NKP	Gesamtsumme gebuchte Kap. in kWh/h
<b>Grenz. NKP Entry</b>	4	2.054.897	2	1.751.147	8	61.608.344
<b>MüT-NKP Entry</b>	7	2.638.969	4	5.718.970	9	14.371.957
<b>Grenz. NKP Exit</b>	0	0	0	0	9	49.756.295
<b>Summe NKP</b>	11		6		26	

	Nutzungsgrade > 80 ≤ 90 %		Nutzungsgrade > 90 %		Gesamtsumme gebuchte Kap. in kWh/h
	Anzahl NKP	Gesamtsumme gebuchte Kap. in kWh/h	Anzahl NKP	Gesamtsumme gebuchte Kap. in kWh/h	pro NKP-Kategorie
<b>Grenz. NKP Entry</b>	7	40.083.080	19	152.806.705	258.304.173
<b>MüT-NKP Entry</b>	10	36.066.131	41	83.587.090	142.383.117
<b>Grenz. NKP Exit</b>	5	24.477.999	13	17.252.454	91.486.748
<b>Summe NKP</b>	22		73		

Tabelle 49: Höchstauslastungsgrade an den Netzkoppelpunkten

Die aufgezeigten Nutzungsgrade können im Extremfall in nur einer Stunde des Jahres 2007 an dem entsprechenden NKP aufgetreten sein. Die Höchstlaststunde über alle NKP ist dabei zeitungleich. An der überwiegenden Anzahl der NKP (95 von 138 NKP) beträgt der Nutzungsgrad<sup>120</sup> durch die Transportkunden über 80 Prozent. Wie die Gesamtsumme der gebuchten Kapazitäten zeigt, handelt es sich bei den überwiegenden NKP um große (bedeutende) Buchungspunkte. Grundsätzlich sind die Einspeisekapazitäten an den Grenzkoppelpunkten höher als an den innerdeutschen marktgebietsüberschreitenden Netzkoppelpunkten.

### 3.1.4.7 Sekundärhandel mit Kapazitätsrechten (Trac-x)

Im Berichtszeitraum haben sich die Unternehmen Thyssengas GmbH, E.ON Gastransport AG & Co. KG und die EWE AG an der trac-x Transport Capacity Exchange GmbH, einer Tochtergesellschaft der VNG AG, beteiligt. Unternehmensgegenstand der trac-x ist insbe-

<sup>120</sup> Über alle Transportkunden an diesem NKP ermittelt.



sondere die Errichtung und der Betrieb einer elektronischen Handelsplattform für den Sekundärhandel mit Kapazitätsrechten im Gasfernleitungs- und Gasverteilernetz.

Der Zusammenschluss betrifft unmittelbar den sachlich relevanten Markt für den Betrieb von Handelsplattformen für den Handel mit Sekundärtransportkapazitätsrechten im deutschen Gasfernleitungsnetz. Die sachliche Marktabgrenzung basiert auf der Feststellung, dass der Handel mit Sekundärkapazitäten einen eigenständigen Markt darstellt, der von dem Markt für den Handel mit Primärkapazitäten abzugrenzen ist. Sekundärkapazitäten werden bilateral zwischen Transportkunden gehandelt. Um den Sekundärhandel zu vereinfachen und um eine höhere Liquidität im Sekundärhandel zu ermöglichen, sind die Netzbetreiber nach § 14 GasNZV verpflichtet, eine gemeinsame elektronische Plattform für den Handel mit Sekundärkapazitätsrechten einzurichten, die alle Angebote gleichartiger Kapazität und Nachfragen nach Kapazität für dieselben Netze oder Teilnetze für die Nutzer der Plattform transparent machen muss. Transportkunden sollen erworbene Kapazitätsrechte unter Nutzung dieser Plattform an Dritte weiterveräußern oder zur Nutzung überlassen können.

Das Bundeskartellamt hat festgestellt, dass das Zusammenschlussvorhaben die marktbeherrschende Stellung der trac-x auf dem relevanten Markt verstärkt. Insbesondere ist der Zusammenschluss geeignet, den Markteintritt von weiteren Betreibern von Handelsplattformen zu erschweren. Dennoch kommt man im Rahmen einer Gesamtwürdigung zu dem Ergebnis, dass die positiven Auswirkungen des Zusammenschlusses auf den mittelbar betroffenen Märkten überwiegen. Diese Feststellung basiert vor allem auf der Tatsache, dass Handelsplattformen, auf denen spezifische Produkte gehandelt werden, die nur für einen beschränkten Anbieter- und Nachfragerkreis von Interesse sind, durch starke Netzwerkeffekte geprägt sind. Märkte, die derart starken Netzwerkeffekten unterliegen, haben eine ausgeprägte Tendenz zur Monopolisierung, da bei derartigen Märkten der Stellenwert der Liquidität hoch ist und Konzentrationstendenzen entsprechend die Liquidität auf der Handelsplattform vergrößern. Dieser die Marktbeherrschung auf dem Markt für Handelsplattformen verstärkende Zusammenhang führt aber gleichzeitig zu überwiegenden Vorteilen auf den nachgelagerten Handelsmärkten. Aus diesem Grund hat das Bundeskartellamt den angemeldeten Zusammenschluss freigegeben.

### 3.1.4.8 Fazit

Eine Möglichkeit, das Angebot fester Kapazitäten zu erhöhen, besteht darin, beschränkt zuordenbare Kapazität anzubieten. Bezogen auf die vermarktete Gesamtkapazität beträgt dieser Anteil bei den FNB rund 15 Prozent. Eine andere Möglichkeit, die Verfügbarkeit frei zuordenbarer Kapazitäten zu erhöhen sind Lastflusszusagen, deren Größenordnung im rechnerischen Verhältnis zu den von Transportkunden in 2007 bei den jeweiligen FNB gebuchten festen Einspeisekapazitäten 43 Prozent beträgt. Im Jahr 2007 sind einspeiseseitig durchschnittlich 90 Prozent und ausspeiseseitig über 97 Prozent der Kapazität an den für den Gas-zu-Gas Wettbewerb wichtigen Grenzübergangspunkten in Verträgen von einem Jahr und mehr gebucht.

Die freien Kapazitäten betragen deutschlandweit rund sieben Prozent. Zugleich zeigen die Netzzugangsverweigerungen eine hohe Nachfrage nach festen Kapazitäten an wettbewerblich relevanteren Netzkoppelpunkten, die nicht befriedigt werden konnte. Im Berichtszeitraum 2007 lagen für die kommenden Gaswirtschaftsjahre bis zum GWJ 2011/2012 jeweils mindestens 30 Netzzugangsverweigerungen vor. In der Regel handelt es sich um vertragliche Engpässe, die dadurch entstehen, dass die vorhandenen festen Kapazitäten in Verträgen frühzeitig und langfristig an Transportkunden gebunden sind. Dementsprechend nutzen Großhändler und Lieferanten unterbrechbare Kapazitäten<sup>121</sup> überwiegend aus Mangel

---

<sup>121</sup> In rund 70 Prozent der Fälle wurden unterbrechbare Verträge abgeschlossen, wenn feste Kapazitäten aufgrund von Netzzugangsverweigerungen nicht zur Verfügung standen.

an verfügbaren festen Kapazitäten. Das Monitoring zeigt zum einen, dass nur zwei Fernleitungsnetzbetreiber unterbrechbare Kapazitätsverträge tatsächlich im Jahr 2007 unterbrechen mussten. Zum anderen nutzen Großhändler und Lieferanten eine Kombination von festen und unterbrechbaren Kapazitäten zur Erfüllung fester Lieferverpflichtungen, obwohl nach ihrer Meinung i.d.R. keine angemessenen Informationen zur Unterbrechungswahrscheinlichkeit vorliegen. In nur einem Fall konnte ein Teil des auf unterbrechbarer Basis nominierten Erdgases nicht eingespeist werden, da der betroffene Transportkunde für einen Teil der ursprünglichen Nominierung nicht auf alternative Netzkoppelpunkte ausweichen konnte. Rückblickend auf 2007 hat sich gezeigt, dass die unterbrechbaren Kapazitäten nahezu so verlässlich wie feste Kapazitäten waren. Ob sich ein vergleichbar gutes Ergebnis auch unter anderen Rahmenbedingungen (z.B. hinsichtlich Temperaturbedingungen oder veränderten Handelsaktivitäten) einstellen würde, darf jedoch in Frage gestellt werden.

Mit Blick auf die Auslastungsgrade der Netze wird ersichtlich, dass bei einer deutschlandweiten durchschnittlichen jährlichen Betrachtung und einer rein technischen Sichtweise, d.h. ohne Berücksichtigung der vertraglichen Situation, noch Kapazitäten in den Fernleitungsnetzen vorhanden sind (deutschlandweite Auslastung rund 35 Prozent, an den Grenzübergangspunkten knapp 65 Prozent). Zusätzlich könnte sich durch Einführung von GABi Gas und die damit verbundene Umstellung von Stunden- auf Tagesbilanzierung eine Absenkung der Spitzenauslastungen an den einzelnen Netzkoppelpunkten ergeben. Diese physikalisch ungenutzte Kapazität sollte durch verbesserte Engpassmanagementmethoden zunächst dem Markt zur Verfügung gestellt werden, bevor Netze mit überwiegend vertraglichen Engpässen durch Ausbaumaßnahmen erweitert werden. Die Bundesnetzagentur hat ein Gutachten in Auftrag gegeben, welches Ansatzpunkte für eine grundlegende Verbesserung der Kapazitätsallokation und des Engpassmanagements erarbeiten soll. Daneben ist die Bundesnetzagentur in der ERGEG-Taskforce „Gas Capacity“ aktiv und arbeitet hier an einem Konzept für verbesserte Regelungen zur Kapazitätsallokation und zum Engpassmanagement.

### **3.1.5 Bilanzierung / Erbringung und Einsatz von Ausgleichsleistungen**

Die Verfahren, nach denen Gashändler ihre Ein- und Ausspeisungen aufeinander abstimmen und für Differenzen aufkommen müssen, sind nur teilweise in den §§ 26 und 30 GasNZV sowie §§ 22 und 23 EnWG geregelt. Sie bedürfen der Konkretisierung. Dies ist teilweise durch die Kooperationsvereinbarung der Netzbetreiber erfolgt.

Die Wirkung der im Berichtszeitraum geltenden Regelungen wurde durch Marktteilnehmer und die Bundesnetzagentur als nicht unproblematisch eingeschätzt, weshalb die Bundesnetzagentur am 28.05.2008 durch Festlegungsentscheidung Regelungen zur Erbringung und zum Einsatz von Ausgleichsdienstleistungen vorgegeben hat, die zum 01.10.2008 umzusetzen sind.

Die nachfolgende Darstellung in Kapitel 3.1.5.1 bis 3.1.5.6 bezieht sich auf die zur Thematik erhobenen Daten und damit auf den vorherigen Regelungsrahmen.

### 3.1.5.1 Bilanzausgleich / Basisbilanzausgleich

Gemäß Kooperationsvereinbarung II wird der Bilanzausgleich von den marktgebietsaufspannenden Netzbetreibern durchgeführt, da die Marktgebiete zugleich Bilanzzonen darstellen. In § 30 Abs. 1 S. 1 GasNZV wird der Bilanzausgleich dahingehend konkretisiert, dass dem Transportkunden für die ihm auf Grund seiner Buchung zur Verfügung stehenden Kapazitäten mindestens ein Basisbilanzausgleich (BBA) innerhalb einer stündlichen Toleranzgrenze von zehn Prozent und einer kumulierten Toleranzgrenze von mindestens einer Stundenmenge jeweils bezogen auf den niedrigeren Wert von gebuchter Ein- oder Ausspeiseleistung anzubieten ist. Die darin enthaltene Vorgabe, dass der „kleinere Wert“ für die Bemessung des Basisbilanzausgleichs heranzuziehen sei, ist im Zweivertragsmodell schwer anwendbar, weil es zum Beispiel dazu führen kann, dass ein Händler, der Gas am Virtuellen Handlungspunkt des Marktgebietes erwirbt und darum eine Einspeisekapazität von Null hat, auch dann keinen Basisbilanzausgleich erhält, wenn er Letztverbraucher beliefert und damit dem Risiko von Bilanzabweichungen unterliegt. Um dieses Problem zu lösen, haben die Netzbetreiber einen „BBA-Faktor“ eingeführt, der in generalisierter Form das Verhältnis von Einspeisungen und Ausspeisungen in dem jeweiligen Marktgebiet berücksichtigt. Daraus ergeben sich bezogen auf die Ausspeisung unterschiedliche Effektivwerte für die Toleranzen.

Mit Ausnahme eines Netzbetreibers haben die marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber eine stündliche Toleranzgrenze von zehn Prozent angewendet, die aber durch die Multiplikation mit dem BBA-Faktor faktisch teilweise wieder erheblich reduziert wurde. Die nachfolgende Grafik zeigt den auf die Ausspeisung bezogenen Effektivwert in elf Marktgebieten, zu denen die Unternehmen die entsprechenden Werte angegeben haben. Zu erkennen ist, dass in keinem Marktgebiet die vorgegebenen zehn Prozent überschritten werden, dass aber in machen Marktgebieten effektiv ein deutlich kleinerer Wert gilt. (Aus den Veröffentlichungen der fehlenden Marktgebiete ist bekannt, dass auch diese Effektivwerte des Basisbilanzausgleichs zwischen fünf und zehn Prozent anwenden).

### Stündliche Toleranzgrenze in verschiedenen Marktgebieten

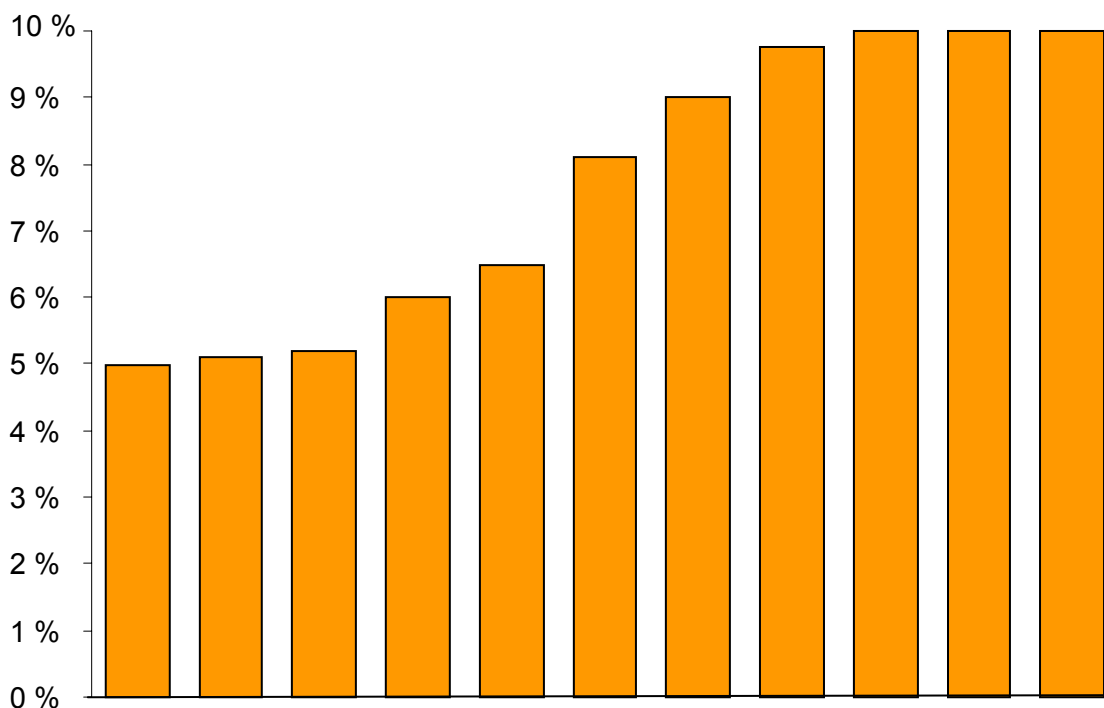


Abbildung 51: Stündliche Toleranzgrenze, die für die Buchung oder Vorhalteleistung an den Ausspeisepunkten gewährt wurde, in den elf Marktgebieten, für die Daten geliefert wurden

Gesonderte Vorschriften galten gemäß § 34 Abs. 1 GasNZV für die Biogas-Bilanzierung. Entsprechende Verträge wurden im Berichtsjahr 2007 nur in fünf Marktgebieten angeboten.

Damit Netznutzer Differenzen, die den kostenlosen Basisbilanzausgleich überschreiten, zu kalkulierbaren Kosten ausgleichen können, ist ihnen gemäß § 5 Abs. 3 Nr. 3 und § 26 Abs. 2 GasNZV ein erweiterter Bilanzausgleich anzubieten. Nicht alle marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber bieten jedoch im Berichtszeitraum einen erweiterten Basisbilanzausgleich an.

Eine Methode, für die Vermeidung von Differenzen zu sorgen, besteht in der Anwendung einer Online-Absteuerung, bei der ein Messwert für die Steuerung einer Aufkommensquelle herangezogen wird. Rund 30 Händler (ca. fünf Prozent der antwortenden Händler) gaben an, von dieser Möglichkeit Gebrauch zu machen. Bis auf einen Händler handelte es sich dabei ausschließlich um Händler, die unmittelbar mit einem Netzbetreiber im Konzernverbund stehen. Die Leistung der Online-Absteuerung beträgt nach diesen Angaben rund ein Prozent der transportierten Leistung.

Im Rahmen der Monitoringabfrage 2008 haben über 600 Großhändler und Lieferanten (Händler) Angaben gemacht. Diese verfügen über Bilanzkreise, in denen die Ein- und Ausspeisungen zusammengefasst und saldiert werden. Soweit sich in den Bilanzkreisen Differenzen außerhalb der Toleranzen ergeben, werden diese von den Netzbetreibern ausgeglichen. Viele Händler führen allerdings keinen eigenen, selbständigen Bilanzkreis, sondern führen ihre Bilanz als Unterbilanzkreis gem. § 31 Abs. 2 GasNZV (Subbilanzkreis) eines anderen Händlers oder führen einen so genannten verbundenen Bilanzkreis, in dem wie im Subbilanzkreis das Differenzrisiko auf einen anderen Bilanzkreis übertragen wird. Über einen wirklich unabhängigen Bilanzkreis verfügen nur Händler mit einer in deren Bilanzkreisen bilanzierten Gasmenge von rund drei Prozent.

## Mengenanteile von Händlerbilanzkreisen

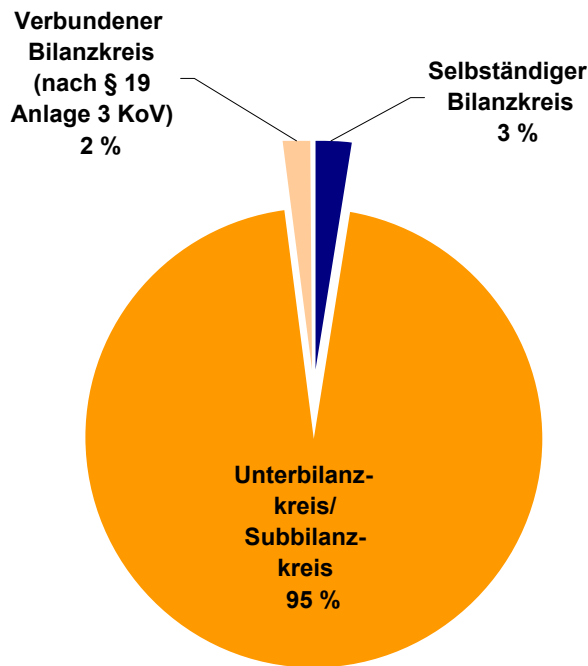


Abbildung 52: Mengenanteile von Händlerbilanzkreisen

Zu erkennen ist, dass im Berichtszeitraum fast alle Gasmengen in unselbständigen Bilanzkreisen transportiert werden. Selbständige Bilanzkreise werden vor allem von den etablierten Vorlieferanten geführt. Nur 14 Prozent der in selbständigen Bilanzkreisen transportierten Mengen gehörten zu Händlern, die auch von den etablierten Vorlieferanten unabhängig sind. Dies waren weniger als 0,5 Prozent der Gesamtmengen. Von den Möglichkeiten, Bilanzkreise auch in mehreren Marktgebieten zu führen, machen 40 Händler Gebrauch, neun Händler nutzen die Möglichkeit, ihre Differenzen gemäß § 21 Ziff. 4 Kooperationsvereinbarung über Marktgebiete hinweg zu übertragen.

Im Monitoring 2008 wurden die stündlichen Abweichungen der Bilanzkreise insgesamt für einen zufällig gewählten Gastag im November 2007 abgefragt. Dabei sollte zwischen Überspeisungen und Unterspeisungen differenziert werden. Exemplarisch sollen für einen Netzbetreiber die Daten grafisch aufbereitet werden, um die Größe der Differenzen und damit die Aufgabe, die der Netzbetreiber zu erfüllen hat, zu veranschaulichen. Die Abweichungen der Bilanzkreise liegen am dargestellten Gastag fast ausschließlich innerhalb von fünf Prozent der durchschnittlichen Tagesmenge. Die saldierten Differenzen liegen meist noch deutlich darunter bei zwei Prozent der durchschnittlichen Tagesmenge. Auffällig ist, dass die kumulierten Differenzen fast stetig ansteigen und sich schon innerhalb eines Tages auf eine Menge von über 25 Prozent der Stundenmenge und damit auf rund ein Prozent der Tagesmenge addieren.

## Stündliche Abweichungen der Bilanzkreise an einem Tag im November 2007

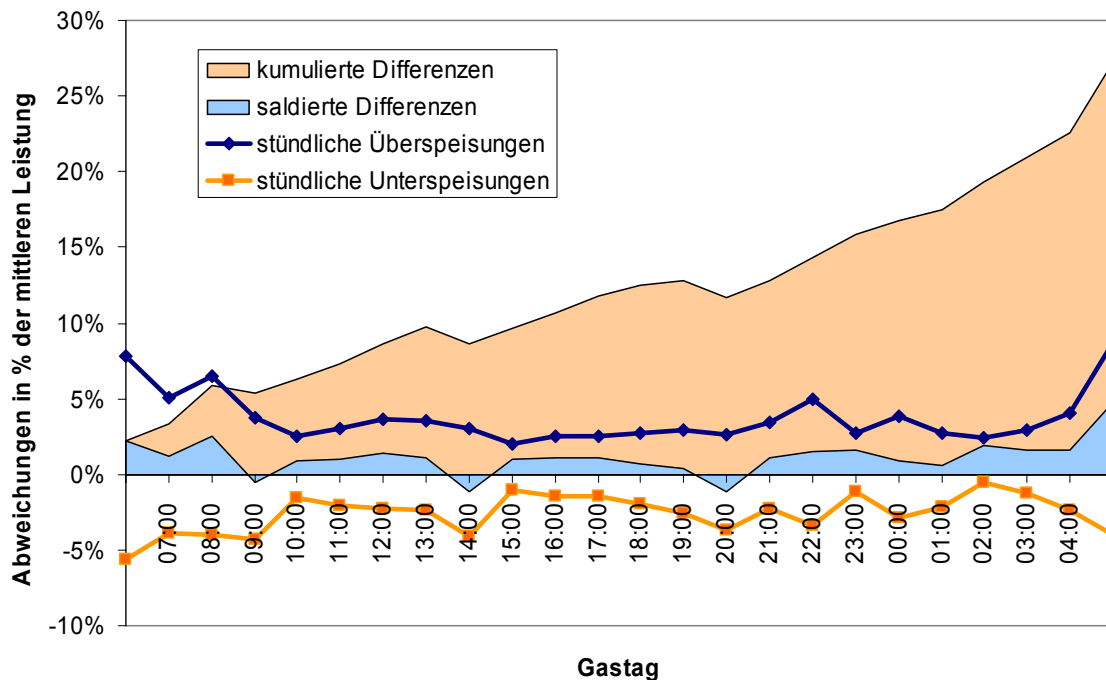


Abbildung 53: Stündliche Abweichungen der Bilanzkreise an einem Tag im November 2007

Darin zeigt sich für den Beispieltag eine Tendenz der Netznutzer, ihre Bilanzkreise systematisch zu überspeisen, die auch aus den abgefragten Daten der Händler deutlich wurde. Dieses Verhalten der Händler ist geeignet, einen erheblichen Regelenergiebedarf auszulösen, denn das überschüssige Gas muss von den Netzbetreibern wieder veräußert werden. Im dargestellten Beispiel beträgt die kumulierte Tagesdifferenz immerhin rund 15 Prozent des von diesem Netzbetreiber gemeldeten maximalen Betriebsvolumens seines Netzes, von dem der verfügbare Netzpuffer nur einen kleinen Teil darstellt. Aus gewonnenen Erkenntnissen ergibt sich, dass die systematische Überspeisung ein häufig auftretendes Problem sein dürfte, das ebenfalls aus dem Elektrizitätsbereich bekannt ist.

### 3.1.5.2 Bereitstellung der bilanzrelevanten Daten

Für eine effiziente und vollständige Bilanzierung ist die zeitnahe Übermittlung der Bilanzierungsdaten von großer Bedeutung. Insbesondere zur Vermeidung großer kumulativer Differenzen benötigen die Transportkunden möglichst rasch die von den Netzbetreibern erhobenen Daten. Diese Datenbereitstellung ist gemäß § 33 GasNZV eine Pflicht der Netzbetreiber. Im Rahmen des Monitoring 2008 wurde erhoben, wie viele Netzbetreiber eine entsprechende Datenübermittlung an die marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber im Berichtszeitraum sicherstellten. Hierzu ergab sich ein heterogenes Bild.

Die VNB gaben zu über 90 Prozent an, die Datenübermittlung sichergestellt zu haben. Die Fernleitungsnetzbetreiber selbst geben teilweise an, keine Datenbereitstellung sicherzustellen. Einige marktgebietsaufspannende FNB haben die Aussage der VNB teilweise bestätigt und angegeben, von allen nachgelagerten Netzen Daten empfangen zu haben. Andere marktgebietsaufspannende FNB gaben allerdings an, nur von einigen, teilweise sogar von keinem nachgelagerten Netzbetreiber Daten erhalten zu haben. In einer groben Mengengewichtung ergibt sich aus den Angaben der marktgebietsaufspannenden FNB, dass im Berichtszeitraum nur für rund 20 Prozent der Ausspeisemengen auch die entsprechenden

Daten übermittelt wurden. Dies deckt sich mit den Erkenntnissen der Bundesnetzagentur. Im Hinblick auf eine effiziente Bilanzierung ist eine unvollständige Datenübermittlung als sehr kritisch zu bewerten und macht deutlich, wie wichtig die Umsetzung der neuen Bilanzierungsregelungen zum 01.10.2008 ist.

Als Probleme der Datenbereitstellung wurden vor allem computertechnische Probleme und fehlende Klarheit hinsichtlich der Datenformate und der Übermittlungswege angegeben. Von zwischengelagerten Netzbetreibern wurde darauf verwiesen, dass die Datenweitergabe nur erfolgreich verlaufen könne, wenn „von unten“ vollständige Daten aller nachgelagerten Netzbetreiber vorliegen, was im Berichtszeitraum nicht der Fall gewesen sei.

### **3.1.5.3 Regelenergie**

Unter dem Begriff „Regelenergie“ wird diejenige Energie verstanden, die der Netzbetreiber benötigt, um sein System im Gleichgewicht zu halten. Darunter sollen hier auch die Gas-mengen gefasst werden, die zur Steigerung des Angebotes von frei zuordenbaren Kapazitäten eingesetzt werden. Im Unterschied zu dieser „Regelenergie“, die die Netztechnik betrifft, wird von „Ausgleichsenergie“ gesprochen, wenn die Differenzen zwischen der Einspeisung und der Ausspeisung einzelner Transportkunden gemeint sind. Im Berichtszeitraum gab es für die Behandlung der Differenzen der Transportkunden, also für die Bereitstellung von Ausgleichsenergie, ebenso wenig einheitliche Regeln und Verfahren wie für Einsatz und Beschaffung von Regelenergie.

### **3.1.5.4 Netzpuffer als Regelenergiequelle**

Eine zentrale Rolle hinsichtlich der Frage der Beschaffung von Regelenergie besteht in der Fähigkeit der Netze, Lastschwankungen durch vorübergehende Druckerhöhungen und Druckminderungen abzufangen, also durch den aktiven oder passiven Einsatz des sogenannten Netzpuffers. Die große Bedeutung auch für die Zukunft ergibt sich daraus, dass die Netzbetreiber nach dem neuen Bilanzierungsregime (ab 01.10.2008) für den Großteil der Strukturierungen innerhalb des Tages zuständig sein werden. Netzbetreiber sollten zunächst die Fähigkeiten ihrer Infrastruktur ausschöpfen, bevor sie externe Regelenergie zum Beispiel bei Transportkunden oder Speicherbetreibern einkaufen.

Die nachfolgenden Ausführungen sind eine kompakte Bewertung der Angaben der Netzbetreiber, die von der Bundesnetzagentur einer Plausibilitätsbewertung<sup>122</sup> unterworfen wurden. Bei der Auswertung ging es darum, den Umfang und die Fähigkeiten der gegebenen Infrastruktur einzuschätzen.

Zunächst wurden Angaben gem. des Leitfadens im 1. Beiblatt zum DVGW<sup>123</sup>-Arbeitsblatt G 2000 zur Ermittlung des Netzpuffers der Netzbetreiber abgefragt. Um unabhängig von den Angaben der Netzbetreiber eine eigene Abschätzung des verfügbaren Netzpuffers ermitteln zu können, wurde in der Monitoringabfrage das geometrische Netzvolumen erfragt und der maximale sowie der minimale betriebliche Füllstand des Netzes. Daraus lässt sich unter stark vereinfachenden Annahmen eine Größenordnung für den verfügbaren Netzpuffer ableiten, indem abgeschätzt wird, wie groß der „Druckbereich“<sup>124</sup> ist, innerhalb derer die Netzbetreiber ihre Netze fahren.

---

<sup>122</sup> Diese Bewertung ist notwendigerweise fehlerbehaftet, führt aber in Größenordnungen zu brauchbaren Ergebnissen. Als eine Fehlerquelle sei hier angeführt, dass nicht zwischen Druck- und mengengeregelten Netzen unterschieden wurde.

<sup>123</sup> DVGW: Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.

<sup>124</sup> Um deutlich zu machen, dass es sich bei dem Druckbereich um abgeschätzte Werte handelt, wurde der Begriff in Anführungszeichen gesetzt. Hier galt folgende Annahme: Maximaldruck = Maximalbefüllung / geometrisches Volumen.

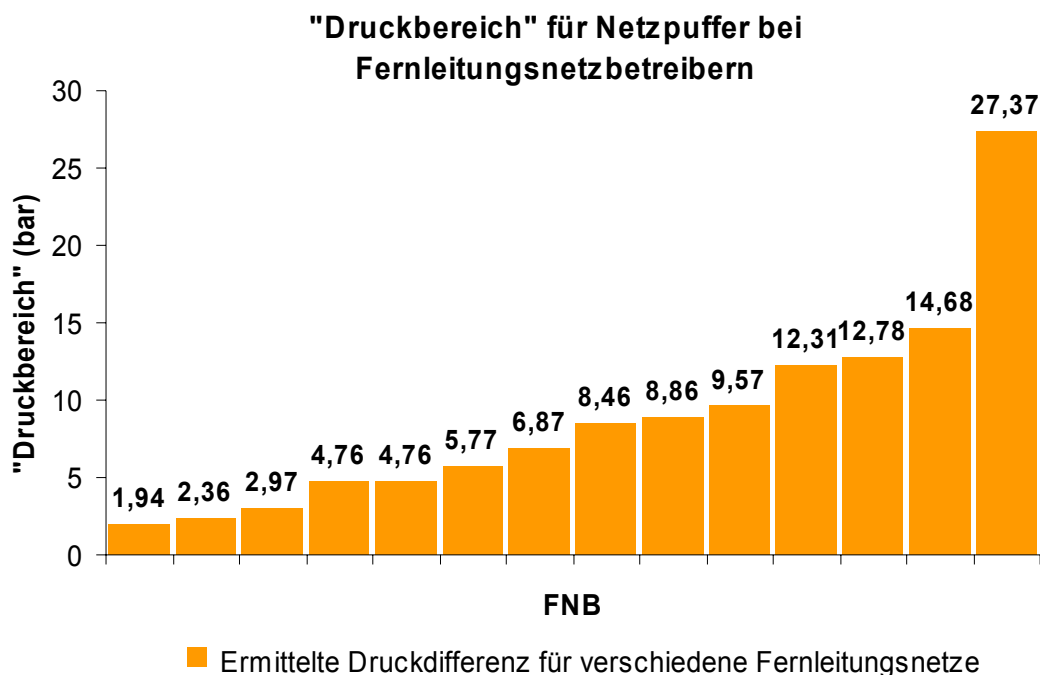


Abbildung 54: „Druckbereiche“ für Netzpuffer bei Fernleitungsnetzbetreibern (Abschätzung)

Die Abbildung verdeutlicht, dass zwischen den verfügbaren „Druckbereichen“ erhebliche Unterschiede bei den Fernleitungsnetzbetreibern bestehen. Während ein Netzbetreiber nur weniger als zwei bar Druckschwankung zulässt, toleriert ein anderes Netz den Angaben zufolge über 25 bar Druckdifferenz. Ähnliche Ergebnisse sind auch bei den 330 Verteilernetzbetreibern festzustellen, die dazu die erforderlichen Angaben gemacht haben. In vereinzelt Verteilernetzen kann eine Druckdifferenz von bis zu 25 bar für den Netzpuffer eingesetzt werden, während in anderen deutlich weniger als ein bar dafür zur Verfügung steht.

Es lässt sich feststellen, dass für viele Netze im Monitoring bemerkenswert kleine Differenzen zwischen maximaler und minimaler Befüllung angegeben wurden. Daraus ergibt sich ein relativ kleiner Gesamt-Netzpuffer, was den Eindruck erweckt, dass hier in vielen Fällen mit einfachen Mitteln deutliche Steigerungen möglich sein könnten. Mittels der vereinfachten Abschätzung ergibt sich alleine aus den vorliegenden Zahlen ein Puffervolumen von rund 50 Millionen Nm<sup>3</sup> in der Fernleitung und 25 Millionen Nm<sup>3</sup> in den Verteilernetzen. Die Spitzenleistung des exemplarisch genauer abgefragten Tages im November 2007 hätte für rund 2,5 Stunden allein aus dem Netzpuffer erbracht werden können. Als netzzugehörige Speicher haben die Netzbetreiber weitere 40 Millionen Nm<sup>3</sup> angegeben, wodurch die Netzbetreiber insgesamt fast vier Stunden der Spitzenlast des Beispieltages aus der Netzinfrastruktur hätten erbringen können. Würden sich die oben ausgeführten sehr deutlichen Steigerungspotenziale heben lassen und würden auch die Netzbetreiber einbezogen, deren Zahlen nicht vorlagen, könnte schon der Netzpuffer ohne Einbeziehung der netzzugehörigen Speicher eine ganze Tagesbelieferung sicherstellen.

Wie dargelegt, handelt es sich bei diesen Überlegungen um erhebliche Vereinfachungen, die allenfalls geeignet sind, grobe Größenordnungen einzuschätzen. Insbesondere soll damit nicht einer gründlichen Analyse vorgegriffen werden, in welchem Umfang der Netzpuffer geeignet oder ausreichend ist, die Lastschwankungen in den Netzen ganzjährig auszugleichen. Gleichwohl ergibt sich, dass das deutsche Gasnetz insgesamt mit einem erheblichen Netzpuffer ausgestattet sein dürfte. Lastschwankungen, die sich aus ungeplanten Differenzen der Transportkunden ergeben, sollten von diesem Netzpuffer in vielen Fällen ohne Einsatz zusätzlicher externer Regelenergie ausgeglichen werden können. Für den in Abbildung 54 dar-



gestellten Fall, dass alle Transportkunden anhaltend zuviel (oder zuwenig) Gas einspeisen, gilt dies natürlich nicht.

### 3.1.5.5 Interne und externe Regelenergie

Interne Regelenergie wird von angrenzenden Netzbetreibern innerhalb und außerhalb der Marktgebiete bereitgestellt. Als externe Regelenergie soll nachfolgend diejenige Regelenergie verstanden werden, die von Transportkunden und Speicherbetreibern bereitgestellt werden kann. Dies ist die kostenintensivste Form der Regelenergiebeschaffung.

Vor der Liberalisierung des Gasmarktes wurden der Gashandel und der Netzbetrieb gemeinsam optimiert; ein Unterschied zwischen interner und externer Regelenergie bestand nicht. Auch im Berichtszeitraum war diese Trennung noch nicht vollständig realisiert. Dies zeigt sich auch in den Antworten auf die Fragen des Monitoring 2008. Viele Fragen bleiben unbeantwortet, regelmäßig wurden uneinheitliche und widersprüchliche Antworten gegeben. Zum Beispiel geben 376 VNB an, dass sie ihren Netzbetreiberbilanzkreis aus dem vorgelagerten Netz ausgleichen. 277 von diesen verneinen aber zugleich die Frage, ob sie (interne) Regelenergie aus einem angrenzenden Netz beziehen. Auch auf Fernleitungsebene finden sich solche Ungereimtheiten.

Es wurde abgefragt, ob (interne) Regelenergie aus angrenzenden Netzen beschafft wurde und ob die in § 25 Absatz 5 GasNZV vorgeschriebenen Bilanzkonten an Netzkoppelpunkten eingerichtet wurden. Beide Fragen wurden dahingehend differenziert, ob dies innerhalb des Marktgebietes erfolgt sei oder auch über die Marktgebietsgrenze hinweg. Die Antworten der FNB ergeben allerdings ein völlig uneinheitliches, teilweise unplausibles Bild.<sup>125</sup> So gibt es Fernleitungsnetzbetreiber, die zwar Bilanzkonten mit ihren Nachbarn haben, aber keine Regelenergie mit ihnen austauschen, die zwar mit Netzbetreibern außerhalb ihres Marktgebietes Regelenergie austauschen, nicht aber innerhalb, die außerhalb des Marktgebietes Regelenergie austauschen und Bilanzkonten eingerichtet haben, innerhalb des Marktgebietes aber keine Regelenergie austauschen, wohl aber Bilanzkonten haben und solche, die angeben, nichts von alledem zu tun.

Insgesamt bestätigt sich der Eindruck, dass der Austausch von interner Regelenergie zwischen den Netzbetreibern im Berichtszeitraum noch nicht optimiert war. Ähnliches gilt für den Einsatz externer Regelenergie.

In diesem Bereich waren im Monitoring 2008 mehrere detaillierte Fragen gestellt worden. Differenzierte Aussagen zur Herkunft der vorgehaltenen (externen) Regelenergie haben nur vier marktgebietsaufspannende Fernleitungsnetzbetreiber gemacht, deren Aussagen nachfolgend grafisch dargestellt sind.

---

<sup>125</sup> Der Vollständigkeit halber sei darauf hingewiesen, dass unter den Verteilernetzen nur rund 20 Prozent die in § 25 Absatz 5 GasNZV vorgeschriebenen Bilanzkonten eingerichtet haben.

## Herkunft und Einsatz externer Regelernergie

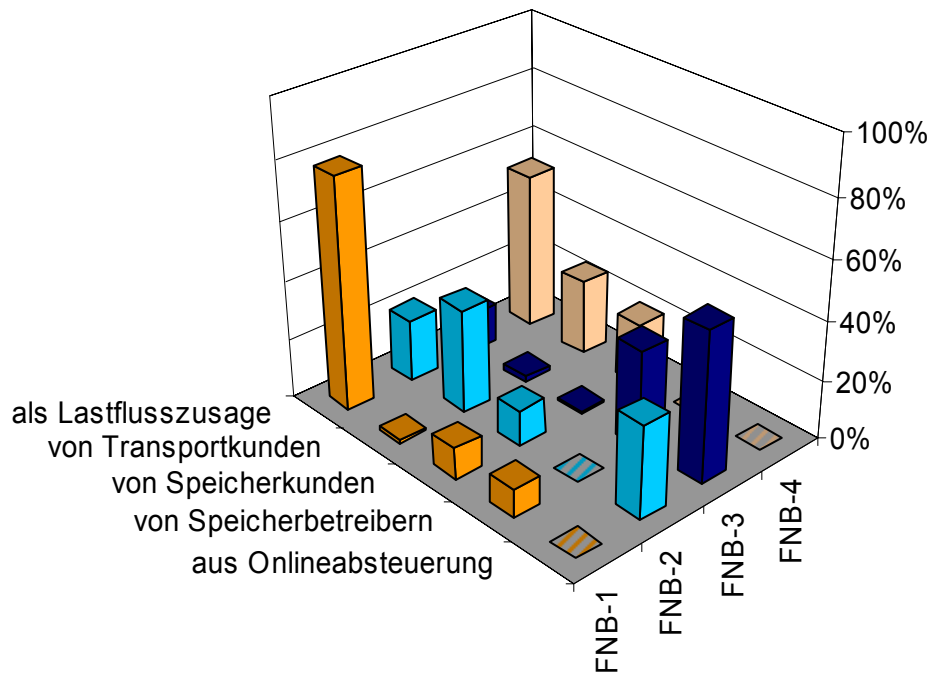


Abbildung 55: Herkunft und Einsatz externer Regelernergie

Die Abbildung zeigt, dass diese vier Netzbetreiber die unterschiedlichen Quellen von Regelernergie in völlig unterschiedlichen Anteilen vorgehalten haben; ein Muster oder eine Tendenz lässt sich nicht erkennen.

Zum tatsächlichen Einsatz der vorgehaltenen Regelernergie liegen nur wenige Antworten vor. Damit ist eine Auswertung nicht möglich. Dies gilt sowohl für die allgemeinen Fragen als auch für die Fragen, die sich auf den Beispieltag im November beziehen.

### 3.1.5.6 Netzbetreiberbilanzkreise

Im Berichtszeitraum benötigten Netzbetreiber einen Netzbetreiberbilanzkreis, in dem die im Netz auftretenden Differenzen abgerechnet und ausgeglichen werden. Dieser Netzbetreiberbilanzkreis wird wie ein Händlerbilanzkreis geführt.

Die folgende Grafik zeigt den Anteil der Netzbetreiber, die solche Bilanzkreise eingerichtet haben.

### "Haben Sie einen Netzbetreiberbilanzkreis eingerichtet?"

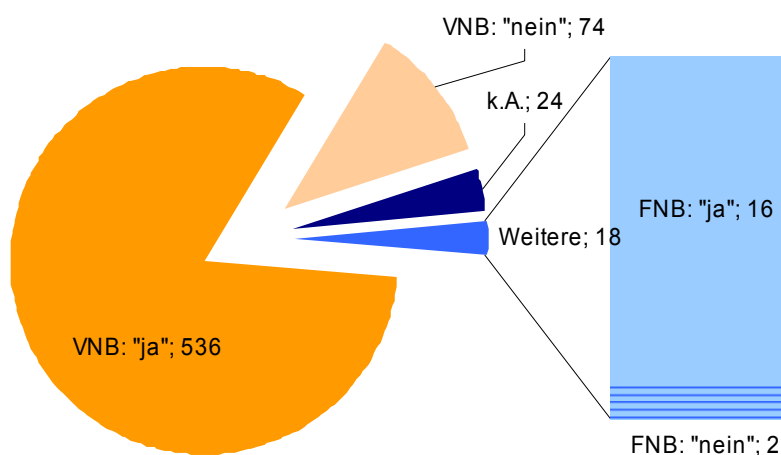


Abbildung 56: Netzbetreiberbilanzkreise (Angaben in absoluten Zahlen)

#### 3.1.5.7 Standardlastprofile

Nach § 29 GasNZV haben Netzbetreiber grundsätzlich für die Abwicklung von Gaslieferungen an Letztverbraucher, die eine maximale stündliche Ausspeiseleistung von 500 KW und eine jährliche Entnahme von 1,5 Millionen KWh nicht überschreiten, vereinfachte Methoden (Standardlastprofile) zur Versorgung dieser Abnahmegruppe anzuwenden. Hierbei müssen sich die Standardlastprofile am typischen Abnahmeprofil verschiedener Gruppen von Letztverbrauchern, insbesondere Gewerbe und Haushalt, orientieren (§ 29 Abs. 3 GasNZV).

Die Belieferung von Standardlastprofilkunden hat im Berichtszeitraum 2007 vor dem Hintergrund des zunehmenden Wettbewerbs nach Angaben von Großhändlern und Lieferanten eine größere Bedeutung eingenommen.

Versorgung Standlastprofilkunden	Anteil 2005 In %	Anteil 2006 In %	Anteil 2007 In %
ja	62,7	59,2	81,4
nein	26,5	32,2	6,6
k. A.	10,8	8,5	12,0
Antworten insgesamt	520	579	635

Tabelle 50: Versorgung von Standardlastprofilkunden nach Angaben der Großhändler und Lieferanten

Insgesamt konnten nach im Vergleich zu den Vorjahren deutlich verbesserter Datenqualität im aktuellen Monitoring die Angaben von 514 Großhändlern und Lieferanten zu Kundenzahlen, Mengen und den entsprechenden Anteilen an der gesamten Versorgung ausgewertet werden. Diese Unternehmen versorgten zusammen rund 11,6 Millionen Standardlast-

profilkunden mit einem Gesamtabsatz von rund 314 Mio. MWh Erdgas. Der durchschnittliche Jahresverbrauch eines Standardlastprofilkunden liegt für diese Unternehmen bei rund 27.000 kWh Erdgas, wobei der niedrigste durchschnittliche Jahresverbrauch pro versorgtem Kunden 5.900 kWh betrug. Im Durchschnitt wurden im Erhebungszeitraum 2007 rund 65 Prozent (2006: 65 Prozent) der transportierten Menge für die Versorgung von Standardlastprofilkunden aufgewendet, die insgesamt im Mittel 98,4 Prozent aller Kunden umfassten.

Im Gegensatz zum Berichtszeitraum 2006 ist die Anwendung von Standardlastprofilen zur Abwicklung der Belieferung erheblich gestiegen. Gaben 2006 lediglich 24,8 Prozent aller VNB an, für die Belieferung von Letztverbrauchern Standardlastprofile zu verwenden, so sind es im Jahr 2007 bereits 93,8 Prozent. Bei 5,1 Prozent fanden diese noch keine Verwendung. 1,1 Prozent machten hierzu keine Angabe. Hierbei bevorzugen die VNB, die Angaben zum verwendeten Verfahren abgegeben haben (2007: 522), zu mehr als 82 Prozent das synthetische Lastprofilverfahren. Bei der Anwendung der Standardlastprofile dominiert bei den VNB nach wie vor das in seiner derzeit neuesten Version Ende des Jahres 2005 vorgestellte Verfahren der Technischen Universität München. Fast 92 Prozent der VNB, die bereits Lastprofile für die Belieferung von Letztverbrauchern einsetzten, setzten dieses Verfahren ein.

	Anteil 2006 in %	Anteil 2007 in %
Eigene Daten	0,56	0,84
TU München Version 2002	2,79	3,88
TU München Version 2005	91,62	91,57
HTWK Leipzig <sup>126</sup>	2,23	0,84
Sonstige Verfahren	2,79	2,87

Tabelle 51: Entwicklungsgrundlage der verwendeten Standardlastprofile nach Angaben der VNB

Andere Verfahren, sowie netzbetreibereigene Entwicklungen von Lastprofilen, spielten nur eine untergeordnete Rolle.

Bei der Verwendung von Standardlastprofilen nach dem Verfahren der TU München wurde von rund 92,1 Prozent der diese Lastprofile nutzenden VNB angegeben, dass auf die im Gutachten vorgegebenen Lastprofilausprägungen zurückgegriffen wurde. Eine unternehmensindividuelle Anpassung zur Darstellung netzbetreiberspezifischer Besonderheiten von Verbrauchsausprägungen einzelner Kundengruppen wurde lediglich von 7,2 Prozent der VNB vorgenommen. Allerdings schränken rund 48,6 Prozent der Unternehmen im Rahmen der Verwendung der Standardlastprofile 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. Während für den Haushaltskundenbereich bei rund 87 Prozent der betreffenden VNB nur zwei Lastprofile Verwendung finden, zeigt sich im Bereich Gewerbe/Handel/Dienstleistungen gegenüber dem letzten Erhebungszeitraum in der Berücksichtigung der Anzahl der Lastprofile ein verändertes Bild. Gegenüber 2006 mit 62 Prozent, gaben in 2007 lediglich rund 29 Prozent der entsprechenden Unternehmen an, die Verbrauchsdarstellung dieser Kundengruppe mit zehn bzw. elf unterschiedlichen Lastprofilen abzudecken, während rund 40 Prozent hierfür ein bis drei Lastprofile für ausreichend halten (2006: 25 Prozent). Der Anteil der Unternehmen, die diese Verbrauchsgruppe sehr detailliert in mehr als zwölf Lastprofile unterteilt, hat sich dage-

<sup>126</sup> HTWK - Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig (FH).

gen auf 2,6 Prozent reduziert (2006: 5,1 Prozent). Im Regelfall gelten die ausgewählten Lastprofile hierbei einheitlich für das gesamte Netzgebiet, nur wenige VNB (2,2 Prozent) gaben an, unterschiedliche Lastprofilprägungen in einem Netzgebiet anzuwenden.

Neben dem eigentlichen Verfahren kommt insbesondere für die Abschätzung der Belieferungsmengen bei Standardlastprofilkunden den verwendeten Wetterdaten eine besondere Bedeutung zu. Diese für eine Temperaturprognose im Lastprofilverfahren erforderlichen Wetterdaten werden, wie auch 2006, von den VNB fast ausschließlich (97 Prozent) von kommerziellen Anbietern bezogen. Überwiegend (ca. 88 Prozent) repräsentiert eine Messstation dabei die Wetterdaten des gesamte Netzgebiets eines VNB. Die infolge der Temperaturabhängigkeit des Gasverbrauchs auftretenden Mehr-/Mindermengen werden nach Angaben der Großhändler und Lieferanten nur vereinzelt (2,7 Prozent) unterjährlich abgerechnet. Wenn eine Abrechnung durchgeführt wird, erfolgt diese mehrheitlich monatlich (rund 53 Prozent). Bei der Ermittlung des Differenzmengensaldos ist für rund 53 Prozent der Großhändler und Lieferanten eine Stundenbetrachtung, für 40 Prozent eine monatliche Bilanzierungsperiode abrechnungsrelevant.

Bei Verwendung des synthetischen Lastprofilverfahrens entstehen darüber hinaus durch Profilungenauigkeiten nach Abzug der temperaturbedingten Mehr-/Mindermengen und der durch Ablesung ermittelten Jahresverbräuche der Kunden systembedingte Differenzmengen. Diese verbleibenden Restmengen wurden lediglich von rund 22 Prozent der VNB gesondert für ihr Netzgebiet erhoben, während 70 Prozent der Unternehmen angaben, auf eine solche Ermittlung zu verzichten.

Die Detailbetrachtung der Anwendung von Standardlastprofilen bestätigt auch auf der Grundlage einer breiten Datenbasis den bereits für den Berichtszeitraum 2006 dargelegten Trend zur mehrheitlichen Verwendung des Verfahrens der TU München in der Version des Jahres 2005 durch die VNB. Unter Berücksichtigung der derzeitigen hohen (relativen) Anwendungsquote von über 90 Prozent ist davon auszugehen, dass dieses Lastprofilverfahren eindeutig zum marktbeherrschenden Standardverfahren avancieren wird und somit zumindest in seiner Massenanwendung Effizienzvorteile beim Kundenwechselprozess generieren wird.

Allerdings wird die Nutzung weiterer Skaleneffekte auch von der Detailumsetzung des Verfahrens abhängen. Der bisherige Trend des Großteils der VNB, auf die vorgegebenen Lastprofilprägungen zurückzugreifen, scheint dahingehend von Vorteil. Die vorliegenden Daten über die Anwendung zeigen ferner, dass sich im Rahmen der Verwendung der von der TU München für die einzelnen Kundengruppen vorgeschlagenen Lastprofile eine Entwicklung zu einer vereinfachenden Vorgehensweise etabliert. Neben den Haushaltskunden zeichnet sich nun auch im Bereich Gewerbe/Handel/Dienstleistung ein Trend zur Verringerung der verwendeten Anzahl der Lastprofile ab. Die Anwender, die bis zu drei Profiltypen für die Abbildung der Verbrauchssituation dieser Kundengruppe als ausreichend erachten, hat sich deutlich erhöht. Hinsichtlich der Umsetzung eines effizienten Lieferantenwechselprozesses ist dieser deutlich werdende Strategieansatz der Verwendung einer möglichst geringen Anzahl von Lastprofilen zu begrüßen.

Insbesondere der gegenüber der letzten Erhebung stark angestiegene Umsetzungsgrad der Anwendung von Standardlastprofilen bei den VNB gemäß § 29 GasNZV zeigt deutlich, dass die Mehrheit der Unternehmen eine wesentliche Grundbedingung für die Gewährleistung einer massengeschäftstauglichen Abwicklung von Lieferantenwechseln im Laufe des Jahres 2007 umgesetzt haben. Gleichzeitig ist aber ausdrücklich darauf hinzuweisen, dass dem vom Gesetzgeber geforderten Einsatz von Standardlastprofilverfahren noch nicht von sämtlichen VNB Rechnung getragen wurde, welches im Ergebnis nach wie vor als unzureichend zu bewerten ist.

Vor dem Hintergrund der Einführung eines neuen Bilanzierungssystems erhält der Einsatz von Lastprofilverfahren zudem zusätzliche Bedeutung, die eine sofortige branchenweite Umsetzung von den VNB erfordert. Die Bundesnetzagentur behält sich ausdrücklich die Ergreifung geeigneter Maßnahmen zur Durchsetzung der gesetzlichen Anforderungen vor.

### 3.1.6 Netzzugang Biogas

Das Interesse von Unternehmen an der Einspeisung von Biogas in das Netz ist in den letzten Jahren stetig gestiegen. Dies zeigt sich insbesondere in der steigenden Anzahl von Anfragen auf Netzzugang für Biogas, die im Monitoring genannt wurden.

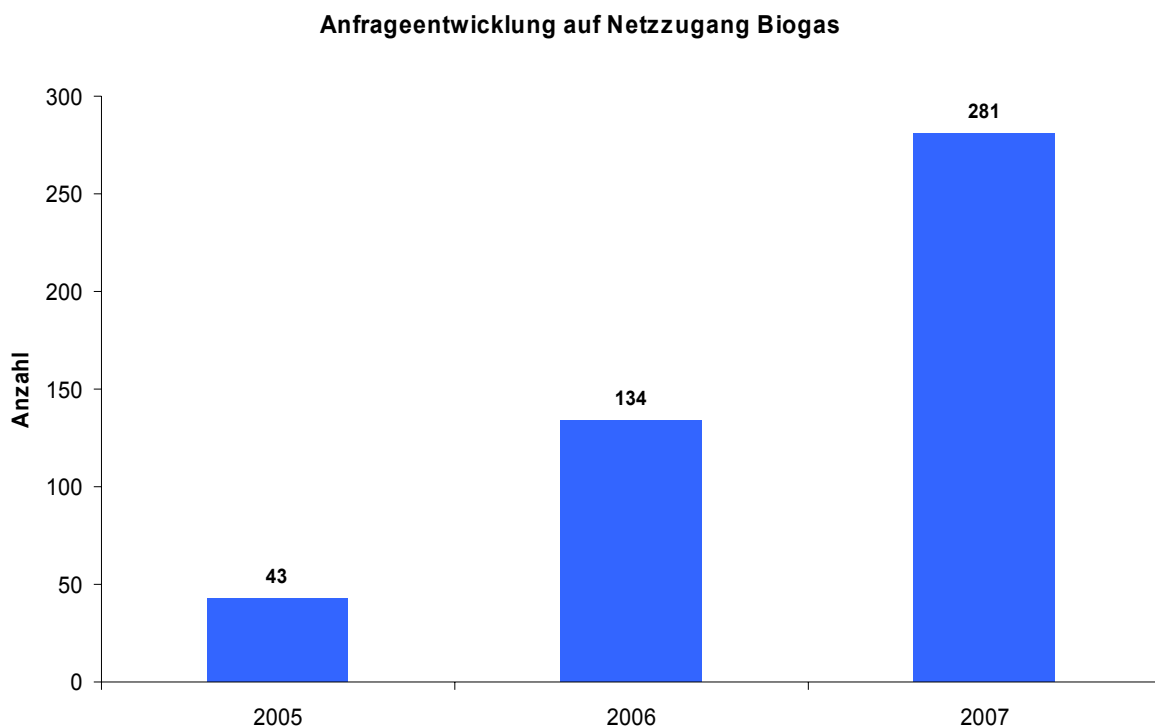


Abbildung 57: Anfragenentwicklung auf Netzzugang Biogas nach Angaben der Netzbetreiber (FNB und VNB)

Wie in 2006 entfielen im Berichtsjahr 2007 zwei Drittel der Anfragen auf VNB und ein Drittel auf FNB. Von den Zugangsbegehren (insgesamt 281) wurden fünf Anfragen verweigert. Keine Angaben zur Verweigerung machten insgesamt 25 Unternehmen. Als Verweigerungsgründe wurde im Gegensatz zu 2006 nicht mehr eine nicht kompatible Gasqualität angegeben, sondern netztechnische Restriktionen, bzw. Restriktionen durch bestehende Verträge.

Insgesamt haben 18 der antwortenden Großhändler und Lieferanten angegeben, eine Anfrage auf Netzzugang für Biogas gestellt zu haben. Die Großhändler und Lieferanten gaben an, dass nur in einem einzigen Fall der Zugang zum Gasversorgungsnetz nicht gewährt wurde. Zu den 18 Unternehmen, die bereits eine Anfrage auf Netzzugang gestellt haben, kommen weitere 55 Unternehmen, die im Berichtsjahr angaben, eine Anfrage zu planen.

Im Hinblick auf § 19 Abs. 2 und 3 EnWG gaben nur 54 Prozent (2006: 52 Prozent) der Gasnetzbetreiber an, die technischen Mindestanforderungen, insbesondere die technischen Anschlussbedingungen und die Bedingungen für netzverträgliche Gasbeschaffungen unter Einschluss von Gas aus Biomasse oder anderen Gasarten, festgelegt zu haben. Es hat sich keine wesentliche Verbesserung gegenüber dem Berichtsjahr 2006 eingestellt.

Der Bundesnetzagentur liegen nur von knapp zehn Prozent der Unternehmen, die in ihre Zuständigkeit fallen, die technischen Mindestanforderungen vor.

Eine mögliche Erklärung für diesen Sachverhalt ist, dass gegenwärtig technische Mindestkriterien in der VP 265-1 des DVGW gemeinschaftlich erarbeitet werden. Möglicherweise haben im Berichtszeitraum viele Netzbetreiber aus diesem Grund auf eine individuelle Festlegung und Veröffentlichung ihrer technischen Mindestkriterien verzichtet.

Die überwiegende Anzahl der 18 Großhändler und Lieferanten, die eine Anfrage auf Netzzugang gestellt haben, gaben an, dass ihnen für den Netzzugang ausreichende Informationen zu den technischen Mindestanforderungen des Netzbetreibers zur Verfügung standen.

### **3.1.7 Dauer der Herstellung von Anschlüssen und Reparaturen**

Zur Herstellung von Anschlüssen gem. § 5 Niederdruckanschlussverordnung (NDAV) und Anschlussverbindungen von Rohrleitungen<sup>127</sup> wurden im Rahmen des Monitoring sowohl FNB als auch VNB hinsichtlich der Anzahl und Dauer der Herstellung von Anschlüssen befragt. Die Dauer der Herstellung ist dabei als Zeitspanne vom Beginn der unmittelbaren Anschlussarbeiten ohne Berücksichtigung der nötigen Tiefbauarbeiten bis zur Fertigstellung / Inbetriebnahme definiert.

Im Ergebnis gaben zehn FNB Auskunft zur Herstellung von Anschlüssen. Die Anzahl der Neuanschlüsse bei den FNB im Jahr 2007 ist differenziert nach Materialverwendung und Druckbereichen unter Angabe der durchschnittlichen Dauer der Herstellung der folgenden Tabelle zu entnehmen. Danach ist die Anzahl von Neuanschlüssen im Vergleich zu den Vorjahren rückläufig.

---

<sup>127</sup> Incl. der Einbindungen für die Versorgung industrieller Kunden, Kraftwerk etc.

Material	Druckbereich Prüfnendruck (in bar)	Anzahl der Anschlüsse	durchschnittliche Dauer der Anschlussherstellung (in Tagen)
Kunststoff	>5-16	4	70
	>1-5	-	-
	>0,1-1	-	-
Metall	>16	19	46,7
	>5-16	3	22
	>1-5	-	-
	>0,1-1	-	-

Tabelle 52: FNB - Anzahl der Anschlüsse und durchschnittliche Dauer der Herstellung pro Anschluss

Von insgesamt 632 antwortenden VNB, gaben 618 Unternehmen Auskunft zur Herstellung von Anschlüssen. Die angegebene Anzahl und durchschnittliche Dauer zur Herstellung der Netzanschlüsse ist in nachfolgender Tabelle dargestellt. Im Vergleich zu den vorangegangenen Monitoringabfragen wurden deutlich weniger neue Netz- und sonstige Anschlüsse gemeldet.<sup>128</sup> Die durchschnittliche gemeldete Dauer für die Herstellung eines Netzanschlusses nach NDAV ist im Vergleich zum Vorjahr rückgängig.<sup>129</sup>

Anschlussart	Anzahl der Anschlüsse	durchschnittliche Dauer der Anschlussherstellung (in Stunden)
Netzanschlüsse nach § 5 NDAV	110.949	10,4
Sonstige Anschlüsse	1.280	66,5

Tabelle 53: VNB - Anzahl der Anschlüsse und durchschnittliche Dauer pro Anschluss

### Reparaturdauer

Während der Konsultationsphase zum Monitoring 2008 wurde auf Anregung mehrerer Unternehmen die Definition zur Dauer einer Reparatur in den diesjährigen Fragebögen angepasst. Im Gegensatz zum Vorjahr fand in der Definition 2008 die Zeit zwischen der Meldung einer Störung und dem Beginn der Arbeiten keine Berücksichtigung, d.h. die Dauer einer Reparatur, die im Zusammenhang mit einem Gasaustritt steht, beginnt mit dem Zeitpunkt der Instandsetzung, ohne Berücksichtigung der nötigen Tiefbauarbeiten. Trotz dieser Anpassung ist aufgrund des Eingangs eines Großteils unplausibler Unternehmensdaten eine Auswertung nur bedingt möglich.

<sup>128</sup> Aufgrund der unterschiedlichen Marktabdeckung in den Berichtsjahren ist eine Aussage zur absoluten Höhe nicht möglich, relative Entwicklungen können jedoch abgelesen werden.

<sup>129</sup> Dieser Rückgang beruht auf unterschiedlichen Auslegungen zur Definition der Dauer.



### Reparaturen an Gas-Druckregel- und Messanlagen

In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse der neun antwortenden FNB hinsichtlich Anzahl und durchschnittlicher Dauer der Reparaturmaßnahmen an Gas-Druckregel- und Messanlagen aufgeteilt nach Druckbereichen dargestellt. Danach ist die Anzahl der Reparaturen an Gas-Druckregel- und Messanlagen gegenüber dem Vorjahr leicht zurückgegangen.

Druckbereich Prüfnenndruck (in bar)	Gas-Druckregel- und Messanlagen	
	Anzahl der Reparaturen	durchschnittliche Reparaturdauer (in Stunden)
>1	564	80,3
>0,1-1	9	6

Tabelle 54: FNB - Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Gas-Druckregel- und Messanlagen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur aufgeteilt nach Druckbereichen

Zu Reparaturen an Gas-Druckregel- und Messanlagen gaben 531 VNB Auskunft. In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse dieser Unternehmen hinsichtlich Anzahl und durchschnittlicher Dauer pro Reparaturmaßnahme an Gas-Druckregel- und Messanlagen aufgeteilt nach Druckbereichen dargestellt. Die Zahl der Reparaturen ist im Vergleich zu den Vorjahren leicht angestiegen.

Druckbereich Prüfnenndruck (in bar)	Gas-Druckregel- und Messanlagen	
	Anzahl der Reparaturen	durchschnittliche Reparaturdauer (in Stunden)
>1	4439	5,5
>0,1-1	1888	5,6
≤0,1	1722	3,4

Tabelle 55: VNB - Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Gas-Druckregel- und Messanlagen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur, aufgeteilt nach Druckbereichen

### Reparaturen an Gasleitungen und Anschlüssen

Auskunft zu Reparaturen an Gasleitungen und Anschlüssen gaben neun FNB und 591 VNB. In den nachfolgenden Tabellen sind die Ergebnisse dieser Unternehmen hinsichtlich Anzahl und durchschnittlicher Dauer pro Reparaturmaßnahme an Gasleitungen und Anschlüssen differenziert nach Druckbereichen dargestellt.

### FNB

Die Anzahl der Reparaturen von Gasleitungen im Druckbereich >16 bar ist gegenüber dem Vorjahr auffällig stark angestiegen, wogegen die Anzahl der Reparaturen von Anschlüssen im Vergleich zum Vorjahr konstant geblieben sind.

Material	Druckbereich Prüfdruck (in bar)	Gasleitungen		Anschlüsse	
		Anzahl der Reparaturen	durchschnittliche Reparaturdauer (in Stunden)	Anzahl der Reparaturen	durchschnittliche Reparaturdauer (in Stunden)
Kunststoff	>5-16	-	-	-	-
	>1-5	-	-	-	-
	>0,1-1	-	-	-	-
Metall	>16	1460	142	6	14,7
	>5-16	178	273	11	129,5
	>1-5	1	8	2	4
	>0,1-1	-	-	-	-

Tabelle 56: FNB - Anzahl der Reparaturmaßnahmen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur an Gasleitungen und Anschlüssen, aufgeteilt nach Druckbereichen und Materialien

## VNB

Bei den VNB gaben 591 Unternehmen Auskunft zu Reparaturen an Leitungen und Anschlüssen. In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse dieser Unternehmen hinsichtlich Anzahl und durchschnittlicher Dauer der Reparaturen an Gasleitungen und Anschlüssen differenziert nach Druckbereichen und Materialverwendung ersichtlich.<sup>130</sup>

Material	Druckbereich (Prüfdruck in bar)	Gasleitungen		Anschlüsse	
		Anzahl der Reparaturen	durchschnittliche Reparaturdauer (in Stunden)	Anzahl der Reparaturen	durchschnittliche Reparaturen (in Stunden)
Kunststoff	>5-16	26	9,7	34	4
	>1-5	76	6,4	230	4
	>0,1-1	1.176	5,5	5.015	4,5
	≤0,1	858	6,0	3.063	4,9
Metall	>16	610	8,4	-	-
	>5-16	600	9,8	673	5,9
	>1-5	1.039	10,2	283	9,7
	>0,1-1	1.992	9,0	1.687	6,2
	≤0,1	7.267	8,7	10.038	6,3

Tabelle 57: VNB - Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Gasleitungen und Anschlüssen, und durchschnittliche Dauer pro Reparatur, aufgeteilt nach Druckbereichen und Materialien

### 3.1.8 Mindestanforderungen an Messeinrichtungen, Datenumfang und -qualität

Die Bundesnetzagentur hat die Gasnetzbetreiber (FNB und VNB) befragt, ob und auf welcher Grundlage die technischen Mindestanforderungen an Messstelleneinrichtungen nach § 21b Abs. 2 EnWG (vgl. Kapitel 2.1.5) definiert wurden.

Gegenüber 2006 ist im Berichtsjahr 2007 ein leichter Anstieg des Anteiles der Netzbetreiber zu verzeichnen, die die technischen und datenspezifischen Mindestanforderungen an Messstellenbetreiber definiert haben. Auf der Ebene der VNB stieg der Anteil im Vergleich zu 2006 um zehn Prozentpunkte auf 69,8 Prozent, während bei den FNB eine Erhöhung um 16,1 Prozentpunkte auf 90 Prozent registriert werden konnte. Die von den Netzbetreibern verwendeten Grundlagen zur Bestimmung der Mindestanforderungen an Messstelleneinrichtungen sowie der prozentuale Anteil der Häufigkeit der Verwendung sind der folgenden Abbildung zu entnehmen.

Demzufolge wurde als bedeutendste inhaltliche Grundlage für die Definition der Mindestanforderungen an Messeinrichtungen 2007 wie in 2006 sowohl bei den VNB als auch bei den FNB das Regelwerk der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW)

<sup>130</sup>Im Hochdruckbereich ist im Zuge der Harmonisierung eine Erhöhung des Grenzwertes von vier bar auf aktuell fünf bar erfolgt. Die durchschnittliche Dauer kann durch die geänderte Definition nicht mit den Vorjahren verglichen werden.

angegeben. Auch die eichrechtlichen Bestimmungen sowie DIN- und ISO-Normen wurden häufig von Netzbetreibern als Definitionsgrundlage herangezogen. Bei den VNB hat gegenüber 2006 die Bedeutung des Messstellenbetreiber-Rahmenvertrages zugenommen (Anstieg von 15,5 Prozent in 2006 auf 19,9 Prozent in 2007), während die FNB weiterhin verstärkt auf unternehmenseigene Regelungen setzen.

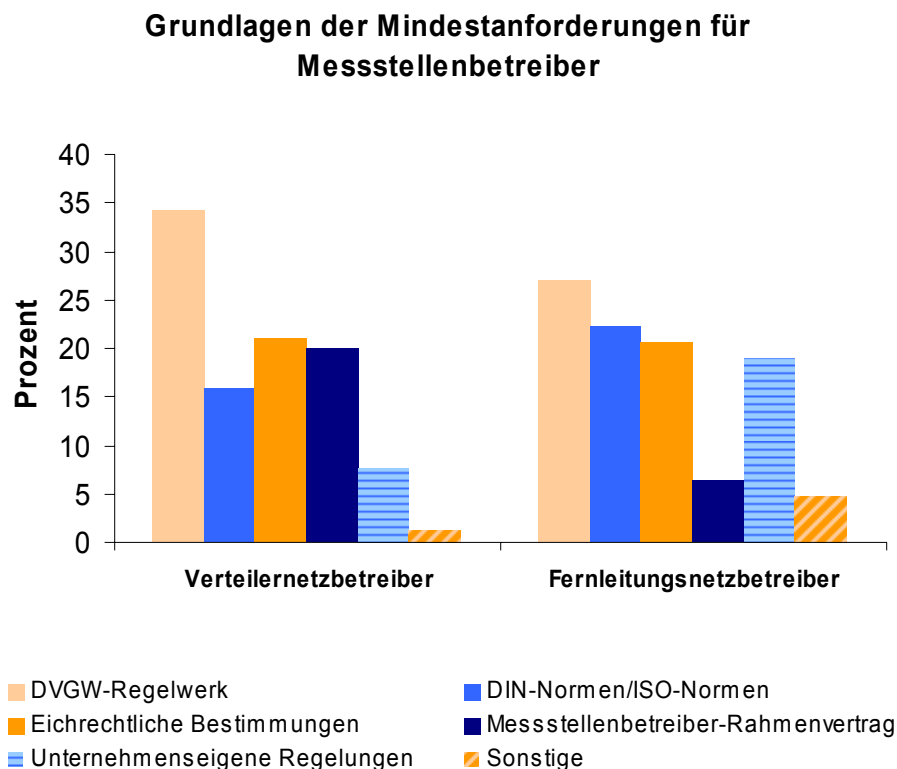


Abbildung 58: Grundlagen der Mindestanforderungen für Messstellenbetreiber

Von 632 antwortenden VNB gaben 20 an, im Jahr 2007 insgesamt 98 Anträge auf Übernahme des Messstellenbetriebes erhalten zu haben. Im Vorjahr waren es lediglich sechs Anträge, verteilt auf fünf VNB. Einer der in 2007 eingegangenen Anträge wurde mit der Begründung der Nichteinhaltung eichrechtlicher Vorschriften und der Mindestanforderungen nach § 21b Abs. 2 Satz 5 Nr. 2 EnWG abgelehnt. Bei den FNB war 2007 lediglich ein Antragseingang zu verzeichnen, welcher positiv beschieden wurde.

Der nur leichte Anstieg der Anzahl von Anträgen Dritter auf Übernahme des Messstellenbetriebes verbunden mit den unterschiedlichen Grundlagen zur Bestimmung der technischen Mindestanforderungen an Messeinrichtungen und der in diesem Rahmen verstärkten Anwendung von unternehmenseigenen Regelungen spiegelt eine geringe Marktentwicklung auf diesem Gebiet wider.

Im Rahmen der weiteren Liberalisierung des Marktes ist das Gesetz zur Öffnung des Messwesens im Strom- und Gasmarkt in Kraft getreten (vgl. Kapitel 2.1.8).

### 3.1.9 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 der 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.

Dies betrifft z.B. die §§ 10 und 15 GasNZV, Auswahlverfahren bei vertraglichen Kapazitätsengpässen und Verfahren für die Kapazitätsanfrage und Buchung sowie die umfangreichere Darstellung ihrer netzbezogenen Daten im Rahmen des § 20 GasNZV. Darüber hinaus haben die Betreiber von Fernleitungsnetzen i.S.d. Definition in Art. 2 Abs. 1 Nr. 1 der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 umfassendere Veröffentlichungen nach der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 vorzunehmen. Hierbei kann die Regulierungsbehörde, wenn ein Fernleitungsnetzbetreiber der Ansicht ist, dass er aus Gründen der Vertraulichkeit nicht berechtigt ist, alle erforderlichen Daten zu veröffentlichen, auf Antrag die Einschränkung der Veröffentlichung für den betreffenden Punkt genehmigen (Art. 6 Abs. 5 der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005).

Im Rahmen der Monitoringerhebung 2008 sollten neben den Netzbetreibern auch die Großhändler und Lieferanten zum einen Stellung nehmen, ob aus ihrer Sicht die notwendigen Informationen für den Netzzugang zur Verfügung stehen, und zum anderen, ob die veröffentlichte Gasnetzkarte in der Praxis genutzt wird. Die Ergebnisse sind in den folgenden Kapiteln dargestellt.

### 3.1.9.1 Veröffentlichungen der FNB

Die einheitliche und eindeutige Bezeichnung von Netzkoppelpunkten ist grundlegend für eine reibungsfreie Transportabwicklung zwischen Transportkunde und Netzbetreiber sowie zwischen Netzbetreibern. Laut Monitoring 2008 haben bis auf eine Ausnahme alle FNB mit den Betreibern angrenzender Netze einheitliche Bezeichnungen für alle Netzkoppelpunkte (NKP) abgestimmt und veröffentlicht. Auch die Veröffentlichung von ETSO/EIC-Codes<sup>131</sup> ist im Markt bereits weit fortgeschritten. Zehn FNB geben an, für alle NKP ETSO/EIC-Codes zu veröffentlichen, weitere acht FNB veröffentlichen diesen Code für fast drei Viertel ihrer NKP oder mehr.

Im Bereich der Veröffentlichungen von Kapazitäten wurden in den letzten Jahren deutliche Verbesserungen erreicht. So geben 18 von 20 FNB an, für alle Ein- und Ausspeisepunkte die freie Kapazität zu veröffentlichen. Die maximale technische Kapazität für Lastflüsse in beide Richtungen sowie die vertraglich vereinbarten festen und unterbrechbaren Kapazitäten werden lt. Monitoringerhebung jedoch nur von drei Vierteln der FNB für alle Ein- und Ausspeisepunkte veröffentlicht. Insbesondere für (potentielle) Kunden unterbrechbarer Kapazitäten ist dieser Transparenzmangel problematisch, denn für eine Einschätzung der Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung ist die Information sowohl über die maximale technische und als auch über die gebuchte Kapazität unerlässlich. Darüber hinaus müssen Transportkunden derzeit im Markt noch viele netzbezogene Informationen selbst kombinieren, um ihren Transport optimal und sicher für ihren Kunden zu organisieren. Kapazitätsinformationen sowie weitere Informationen zu den Netzen sind hierbei wesentliche Parameter, die in die Geschäftsanbahnung und Transportplanung des Transportkunden einfließen. Die Veröffentlichung historischer Lastflussdaten wird 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.

---

<sup>131</sup> Europaweit abgestimmte einheitliche Codierung von Netzkopplungspunkten, die für Deutschland vom DVGW vergeben und in einer Liste geführt werden.

## Veröffentlichung von Informationen zu historischen monatlichen Auslastungsraten und durchschnittlichen jährlichen Lastflüssen

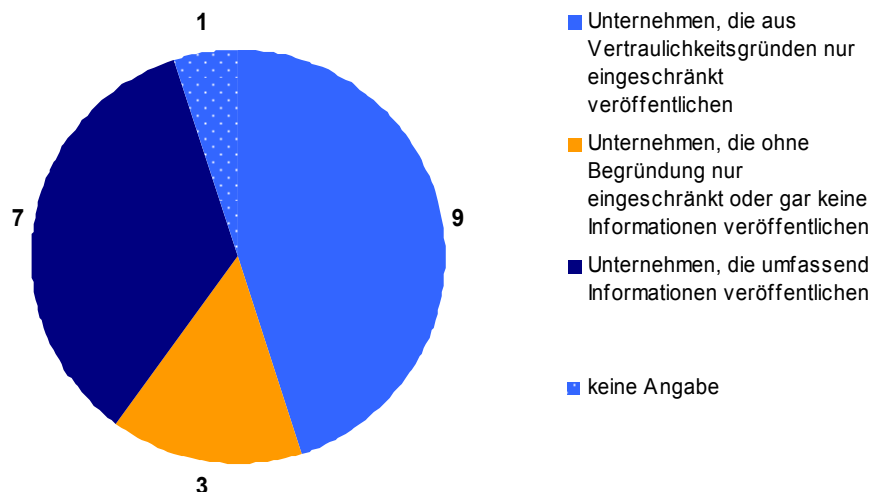


Abbildung 59: Veröffentlichung von Informationen zu historischen monatlichen Auslastungsraten und durchschnittlichen jährlichen Lastflüssen

Wie die Abbildung zeigt, werden die Veröffentlichungen zu historischen Lastflüssen, aber auch zu Kapazitäten erheblich dadurch eingeschränkt, dass die FNB gem. § 20 Abs. 3 GasNZV die Möglichkeit haben, aufgrund entgegenstehender berechtigter Interessen für bestimmte Punkte von einer Veröffentlichung abzusehen. Berechtigte Interessen liegen insbesondere dann vor, wenn durch die Angaben Rückschlüsse auf das individuelle Verhalten von Netzzugangskunden oder Gruppen von Netzzugangskunden ermöglicht werden.

Laut Monitoring veröffentlichen neun FNB aufgrund entgegenstehender berechtigter Interessen eingeschränkte Kapazitätsinformationen und historische Lastflussinformationen. Dabei ist die Anzahl der Punkte, zu denen eingeschränkt veröffentlicht wird, von Netzbetreiber zu Netzbetreiber sehr unterschiedlich. Zwei FNB veröffentlichen für 100 Punkte oder mehr nur eingeschränkte Informationen zu Kapazitäten. Für das deutsche Fernleitungsnetz werden insgesamt für 336 Ein- und Ausspeisepunkte nur eingeschränkte Kapazitätsinformationen veröffentlicht. Bei den Informationen zu historischen Lastflüssen liegt die Anzahl der Punkte mit eingeschränkten Informationen mit 129 deutlich niedriger. Hier bezieht sich die Veröffentlichungspflicht auch nur auf die wichtigsten Ein- und Ausspeisepunkte.

Sieben FNB, die angeben aufgrund entgegenstehender berechtigter Interessen Informationen eingeschränkt zu veröffentlichen, haben einen Antrag nach Art. 6 Abs. 5 der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen bei der Bundesnetzagentur gestellt. Bei der Bundesnetzagentur wurden im Jahr 2007 sieben Anträge eingereicht, von denen einer zurückgenommen wurde. Die Anzahl der Anträge erhöhte sich auf insgesamt neun im Jahr 2008. Acht dieser Anträge wurden im Juli 2008 bereits abschließend beschieden. Folge dieser Beschlüsse wird eine deutliche Verbesserung der Veröffentlichungen in naher Zukunft sein, denn durch die Entscheidungen wird ein höheres Maß an Rechtsklarheit mit Blick auf die Veröffentlichungspflichten für einzelne Punkte geschaffen. Die Monitoringabfrage wiederum hat ergeben, dass eine eingeschränkte Veröffentlichung bei einer größeren Anzahl NKP gegeben ist als bei der Bundesnetzagentur beantragt wurde. Erklärung hierfür könnte sein, dass ein Antrag nach Art. 6 Abs. 5 nur für maßgebliche Punkte i.S.d. Art. 6 Abs. 4 der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 erforderlich ist,

während für alle anderen Punkte § 20 Abs. 3 GasNZV anwendbar ist, also kein Antrag auf Genehmigung gestellt werden muss. Grundsätzlich gelten aber auch in diesen Fällen die gleichen Voraussetzungen für eine Einschränkung der Veröffentlichung wie bei der Prüfung von Anträgen nach Art. 6 Abs. 5 der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005.

Positiv ist anzumerken, dass es auch Veröffentlichungspflichten gibt, die laut Monitoring 2008 von allen bzw. nahezu allen FNB erfüllt werden. Hierzu zählen Informationen zu Gasdrücken, zur Gasflussrichtung sowie zu Kapazitätsentgelten.

### **3.1.9.2 Veröffentlichungen der VNB Gas**

Die folgenden Ausführungen zeigen anhand ausgewählter Beispiele, inwieweit die Betreiber von Gasverteilernetzen ihre gesetzliche Verpflichtung zur Veröffentlichung netzbezogener Daten im Internet umgesetzt haben.

Gemäß § 20 Abs. 1 Nr. 1 GasNZV ist von den Gasnetzbetreibern eine ausführliche Beschreibung der Gasnetze auf ihrer Internetpräsenz einzustellen. Dieser Verpflichtung sind gut 93 Prozent der antwortenden Unternehmen nachgekommen, was im Vergleich zu 2006 eine leichte Steigerung von einem Prozentpunkt darstellt. Weitere sechs Prozent verneinten dies, knapp ein Prozent machte keine Angabe.

Hinsichtlich der Forderung des § 20 Abs. 1 Nr. 2 GasNZV, dass Betreiber angrenzender Netze abgestimmte, einheitliche Bezeichnungen für alle Netzkoppelpunkte zu veröffentlichen haben, gaben gut 88 Prozent der antwortenden Unternehmen an, diese Forderung zu erfüllen. Verneint haben die Umsetzung dieser Forderung zehn Prozent, keine Angaben machten zwei Prozent. Auch hier ist mit leicht positiver Tendenz eine im Vergleich zu 2006 fast unveränderte Entwicklung festzustellen.

Gefragt wurde, ob die Bezeichnungen der Netzkoppelpunkte nach den Vorgaben des DVGW<sup>132</sup>-Arbeitsblattes G 2000 bestimmt sind. In diesem Arbeitsblatt hat die DVGW Mindestanforderungen bezüglich Interoperabilität und Anschluss an Gasversorgungsnetze festgelegt, welche einer objektiven und diskriminierungsfreien Interoperabilität von Gasversorgungsnetzen dienen. Geantwortet haben hier knapp 92 Prozent der Unternehmen mit ja, gut sechs Prozent mit nein; nur zwei Prozent machten keine Angaben. Im Vergleich zu 2006 ergibt sich somit ein leichter Anstieg um vier Prozentpunkte hinsichtlich der Umsetzung dieser Vorgaben.

Im § 21 GasNZV wird die Veröffentlichung netznutzungsrelevanter Informationen im Internet gefordert. Im Rahmen dieser Monitoringerhebung wurde nach der Erfüllung der Vorgaben gemäß § 21 Abs. 2 Nr. 1 bis 3 GasNZV gefragt. Diese fordern im Einzelnen eine ausführliche und umfassende Beschreibung der verschiedenen angebotenen Dienstleistungen, einen Ausspeisevertrag einschließlich der Geschäftsbedingungen für den Gastransport sowie Verträge für sonstige Hilfsdienste im Internet zu veröffentlichen. Hierbei ergab sich folgendes Bild:

---

<sup>132</sup> Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.

GasNZV	Ja In %	Nein In %	keine Angabe In %
§ 21 Abs. 2 Nr. 1	48	48	4
§ 21 Abs. 2 Nr. 2	79	19	2
§ 21 Abs. 2 Nr. 3	22	74	4

Tabelle 58: Veröffentlichungen nach § 21 Abs. 2 Nr. 1 bis 3 GasNZV

Es ist festzustellen, dass im Vergleich zu 2006 eine, wenn auch nicht zufriedenstellende, trotzdem aber spürbare Verbesserung der Umsetzung dieser Veröffentlichungspflichten eingetreten ist.

Die gesetzliche Verpflichtung der Gasnetzbetreiber zur Veröffentlichung netznutzungsrelevanter Daten im Internet stellt einen wichtigen Bestandteil zur Schaffung von Markttransparenz und somit mehr Wettbewerb dar. Die Bundesnetzagentur ist bestrebt, auch in diesem Bereich bestehende Mängel sukzessive zu beheben. Gegenwärtig erfolgt eine umfassende Überprüfung der Internetseiten von Gasverteilernetzbetreibern. Die einzelnen Internetauftritte in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur werden auf Vollständigkeit aller vom EnWG und den Verordnungen GasNZV, GasNEV und NDAV geforderten Informationen hin überprüft.

### 3.1.9.3 Aussagen von Großhändlern und Lieferanten

Im Rahmen der Monitoringerhebung gaben 90 Prozent der Großhändler und Lieferanten im Gasbereich an, die notwendigen Informationen für den Netzzugang in den Veröffentlichungen der Netzbetreiber finden zu können. Dieses positive Ergebnis könnte auf die allgemein gehaltene Fragestellung zurückzuführen sein, denn neben Veröffentlichungslücken gibt es einzelne Veröffentlichungspflichten wie z.B. die Kapazitätsentgelte, die mittlerweile nahezu von allen Netzbetreibern erfüllt werden.

Gemäß § 22 Abs. 1 GasNZV sind alle Netzbetreiber verpflichtet, eine gemeinsame Gasnetzkarte im Internet zu veröffentlichen. Gut die Hälfte der Großhändler und Lieferanten gab an, die Gasnetzkarte zu nutzen.

## 3.2 Zugang zu Speicheranlagen

### 3.2.1 Rechtsgrundlagen und Marktabdeckung

Am Monitoring 2008 nahmen 23 Untertagespeicherbetreiber sowie 22 Übertagespeicherbetreiber teil. Gegenüber dem Vorjahr stieg die Anzahl der auszuwertenden Antworten um eine weitere auf 45. Bezogen auf das gegenwärtig installierte maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen von etwa 19,9 Mrd. Nm<sup>3</sup> der Untertagespeicher<sup>133</sup> mit Standort in Deutschland erreichte das Monitoring 2008 somit ca. 95 Prozent (18,9 Mrd. Nm<sup>3</sup> ggü. 18,3 Mrd. Nm<sup>3</sup> in 2007) Marktabdeckung.

<sup>133</sup> LBEG Niedersachsen: Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2007, Stand 31.12.2007.



Die Summe des maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumens der erhobenen Übertagespeicher beträgt knapp 0,033 Mrd. Nm<sup>3</sup>. Auf Grund der jedoch relativ geringen Zahl der eingegangenen Antworten lassen sich die Angaben zu den Übertagespeichern derzeit nicht abschließend bewerten. Im Vergleich zu den Volumina der Untertagespeicher (ca. 19,9 Mrd. Nm<sup>3</sup>) dürfte der Anteil der Übertagespeicher am Gesamtvolumen aller Speicher jedoch sehr gering sein.

### 3.2.2 Speichersituation

Deutschland weist volumenbezogen die viertgrößte Untertagespeicherkapazität der Welt (USA: 100,8 Mrd. Nm<sup>3</sup>, Russland: 93,5 Mrd. Nm<sup>3</sup>, Ukraine: 31,9 Mrd. Nm<sup>3</sup>)<sup>134</sup> auf. Aus der folgenden Grafik lässt sich entnehmen, dass die Untertagespeicher, und hier vor allem Poren- und Kavernenspeicher, die größten Anteile an der Gesamtkapazität ausmachen. Zur Kategorie der sonstigen Speicherarten werden Übertagespeicher, wie Kugel- und Röhrenspeicher, die in der Regel oberflächennah unter der Erde liegen, LNG-Speicher und andere Speicher (z.B. Scheibengasbehälter) zugeordnet.

**Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen in Mrd. m<sup>3</sup>**

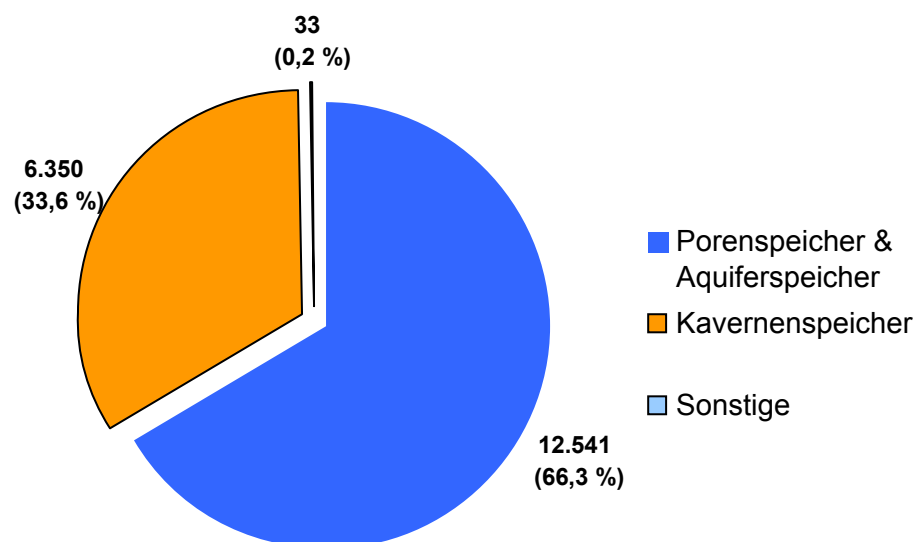


Abbildung 60: Verteilung Arbeitsgasvolumen auf Speicherarten

Von den im Monitoring 2008 erfassten 77 Speichern waren 45 Untertagespeichieranlagen. Für 40 Untertagespeichieranlagen wurde eine H-Gas-Nutzung angegeben (ca. 91 Prozent des erfassten Untertagespeicherarbeitsgasvolumens). Nur in knapp 9 Prozent der erfassten Speichervolumina wird derzeit L-Gas gespeichert – vorwiegend in den verbleibenden fünf Untertagespeichieranlagen. Die größten Speichervolumenanteile von L-Gas finden sich in den Übertagespeicherkategorien der Röhrenspeicher (41,5 Prozent) und LNG-Speicher (46,7 Prozent).

<sup>134</sup> Ebd.

### 3.2.3 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 (fünf Angaben) oder Einrichtungen, die ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind (sechs Angaben). Insgesamt sieben Untertagespeicherbetreiber machten hierzu Angaben. In Summe werden 2,9 Prozent des erfassten maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumens für Gewinnungstätigkeiten genutzt und etwa 1,3 Prozent sind ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen zur Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten. Die entsprechend zugehörigen reservierten Einspeicherleistungen betragen zusammen etwa 8 Prozent, die entsprechenden Ausspeicherleistungen etwa 7 Prozent der Summe der erfassten Leistungen. Dabei werden fast 5 Prozent der Einspeicherleistung allein für Gewinnungstätigkeiten reserviert. Für die verbleibenden Kapazitäten, also etwa 95,8 Prozent des erfassten Gesamtspeichervolumens bzw. 91,8 Prozent der erhobenen Gesamtein- und 93,1 Prozent der Gesamtausspeicherleistungen, ist somit grundsätzlich Drittzugang nach § 28 EnWG zu gewähren. Die Veränderungen gegenüber dem Vorjahr sind gering.

13 Speicherbetreiber (davon fünf Untertagespeicherbetreiber) gaben an, dass Teile ihrer Speicheranlagen nur dem eigenen verbundenen (integrierten) Unternehmen vorbehalten sind, drei Unternehmen gaben keine Antwort hierzu. Somit besteht nach diesen Angaben für weitere mindestens 3,6 Prozent des gesamt erfassten Arbeitsgasvolumens bzw. etwa 5 Prozent der Ein-/Ausspeisekapazitäten faktisch kein Drittzugang (wobei zwei der fünf Untertagespeicherbetreiber keine Daten angaben).

### 3.2.4 Kapazitätssituation

Freie Speicherkapazitäten sind nach Auskunft der Speicherbetreiber kaum verfügbar. Zur Vereinfachung der Abfrage und ihrer Darstellung wurde im Berichtsjahr Bezug auf das Arbeitsgasvolumen genommen. Mit Buchungsstand 31.12.2007 waren zu den folgenden Stichtagen bei der nachstehenden Anzahl von Speicherbetreibern bzw. buchbarer Speicher und Arbeitsgasvolumina (in Prozent vom gesamten max. Arbeitsgasvolumen abzüglich für o.g. Zwecke reservierte Volumina) vornehmlich in Untertagespeichern buchbar:

Stichtag	1.10.2008	1.4.2009	1.10.2009	1.4.2010	1.4.2013
<b>Anzahl nicht ausgebuchter Untertagespeicher</b>	5	5	6	6	7
<b>Anzahl der Betreiber der nicht ausgebuchten Untertagespeicher</b>	4	4	4	4	4
<b>Frei buchbares Arbeitsgasvolumen</b> (in Mrd. Nm <sup>3</sup> )	0,24	0,24	0,43	0,46	0,57
<b>Frei buchbares Arbeitsgasvolumen</b> (in Prozent vom erfassten zugangsfähigen Gesamtvolumen)	1,3	1,3	2,4	2,6	3,1

Tabelle 59: Frei buchbare relative Speichervolumina sowie Anzahl nicht ausgebuchter Untertagespeicher (Buchungsstand 31.12.2007)

Mit Ausnahme des ersten Stichtages hat sich die Kapazitätssituation gegenüber dem letztjährigen Monitoring verschlechtert, d.h. es sind zu den entsprechenden äquivalenten Stichtagen (sowie zu einem zusätzlichen in fünf Jahren) sowohl weniger freies Arbeitsgasvolumen (kurzfristig nur max. 1,3 Prozent, mittelfristig nur max. 3,1 Prozent) als auch Arbeitsgasvolumen bei weniger Speichern/Speicherbetreibern buchbar.

Immerhin konnte jedoch bei insgesamt zehn Speicherbetreibern (davon acht Untertagespeicherbetreiber) trotz z.T. ausgebuchtem Volumen noch Ein- und/oder Ausspeicherleistungen gebucht werden (sieben ohne Angaben).

Darüber hinaus hat die Erhebung ergeben, dass etwa 24 Prozent (elf Untertagespeicherbetreiber) der 45 Speicherbetreiber insgesamt 58-mal den Drittzugang verweigert haben (2006: 57-mal). Die Zahl der Zugangsverweigerungen erscheint angesichts einer Gesamtzahl von 69 Speicherkunden<sup>135</sup> verhältnismäßig hoch. Insgesamt ist hier eine Steigerung gegenüber den Vorjahreswerten zu verzeichnen; im Berichtsjahr 2006 hatten noch acht von 44 Betreibern, 2005 lediglich fünf von 42 Betreibern eine Verweigerung angegeben.

### **3.2.5 Speichernutzung**

Im Kalenderjahr 2007 haben nach den Angaben im Monitoring insgesamt 116 Unternehmen in Deutschland Speicherkapazitäten genutzt. Gegenüber den 97 Speichernutzern im Kalenderjahr 2008 stellt dies eine Steigerung von ca. 17 Prozent dar. Dabei wurden die Speicherkapazitäten in diesem wie im letzten Jahr überwiegend von den Großhändlern und Lieferanten verwendet.

Während Speicherkapazitäten durch Großhändler und Lieferanten zur Abdeckung saisonaler oder auch täglicher bzw. stündlicher Schwankungen genutzt werden, sind die Einsatz- und Nutzungsmöglichkeiten auf Seiten der Netzbetreiber differenzierter. Die Speicherkapazitäten werden durch die Gasversorgungsnetzbetreiber aus technischen Gründen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität und auch aus bilanziellen Gründen zur Bereitstellung des Basisbilanzausgleichs und des erweiterten Bilanzausgleichs verwendet. Die genannten Verwendungszwecke der einzelnen Netzbetreiber haben sich gegenüber den Daten der letzten Monitoringerhebung – wie der nachfolgenden Abbildung zu entnehmen – nicht drastisch geändert, zukünftig wird allerdings durch die erfolgte Einführung von GABi Gas im Jahre 2008 mit Änderungen in der Nutzerstruktur bzw. den Verwendungszwecken zu rechnen sein.

---

<sup>135</sup> Nach Angaben von 34 der 45 Speicherbetreiber. Im Gegensatz hierzu gaben 116 Netzbetreiber und Großhändler und Lieferanten an, Speichernutzer zu sein.

### Verwendungszwecke von Speicherkapazitäten für Gasversorgungsnetzbetreiber

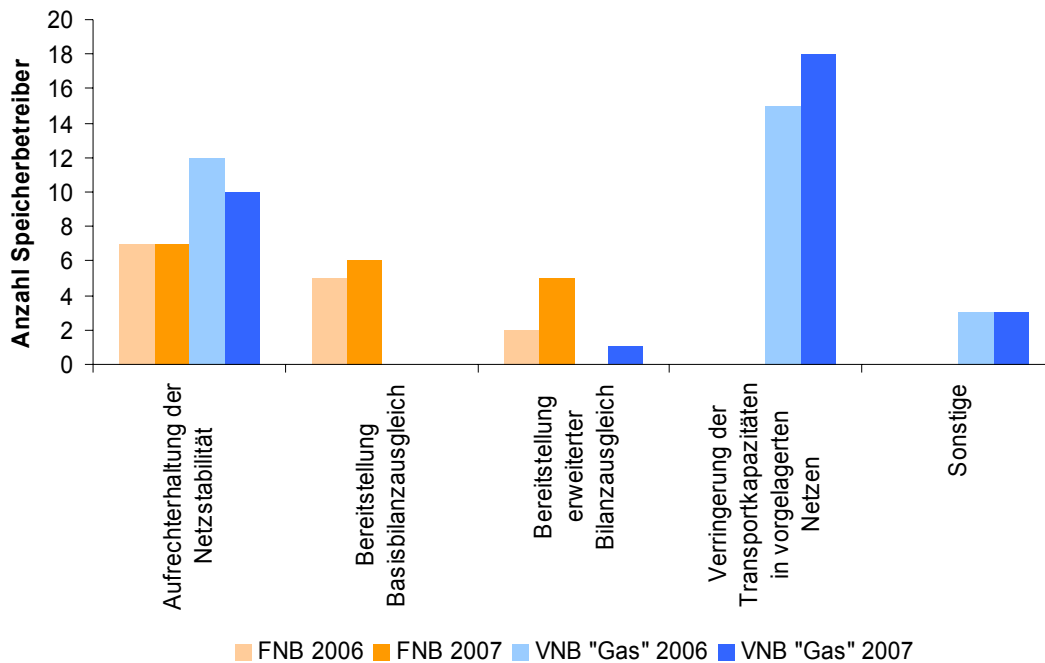


Abbildung 61: Verwendungszwecke von Speicherkapazitäten für Gasversorgungsnetzbetreiber

Netzbetreiber meldeten im Berichtsjahr 2007 keine Probleme bei der Buchung von Speicherkapazitäten. 57 Großhändler und Lieferanten, davon 21 Unternehmen ohne eigene Speicherkapazitäten haben ebenfalls Speicherkapazitäten angefragt, allerdings kam es insgesamt zu 72 Ablehnungen durch die Speicherbetreiber, zumeist aufgrund mangelnder Verfügbarkeit der Speicherkapazität.

Die allgemeinen Problematiken bei der Buchung von Speicherkapazitäten sind in der folgenden Abbildung dargestellt. In diesem, wie auch im vorjährigen Monitoring, konnte in einer großen Anzahl der Fälle (35 Prozent) die eigentliche Problematik bei der Buchung nicht genauer konkretisiert werden.

## Problematiken bei der Buchung von Speicherkapazitäten

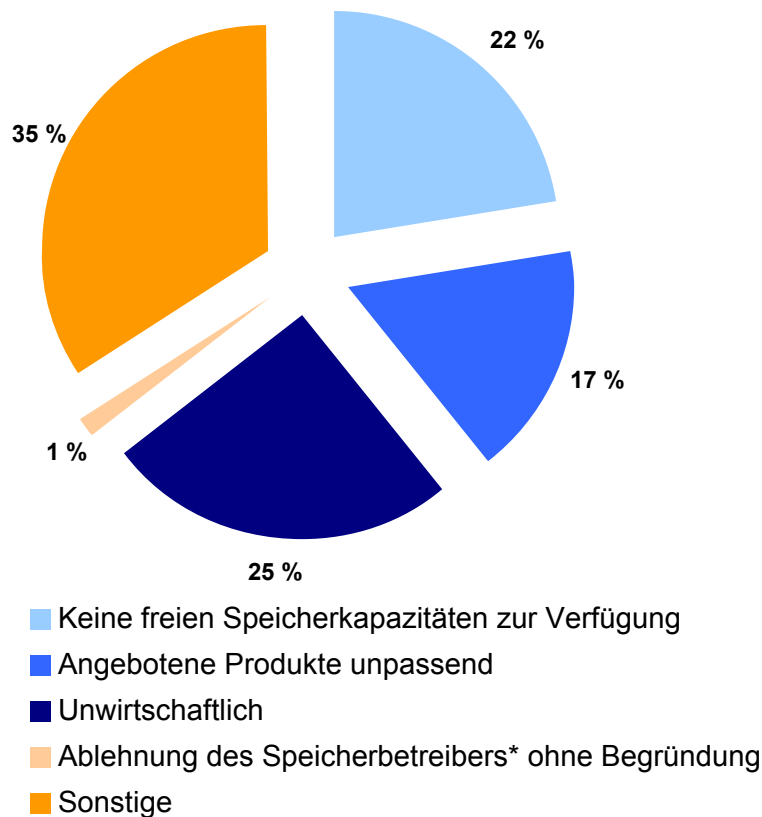


Abbildung 62: Buchungsproblematiken von Speicherkapazitäten im Berichtsjahr 2007

### 3.2.6 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 den 45 erfassten Speicherbetreibern hat der nachstehende prozentuale Anteil der Unternehmen die Frage nach dem Angebot folgender Speicherdienstleistungen positiv beantwortet.<sup>136</sup>

<sup>136</sup> „Keine Angaben“ (je 1-2-mal pro Dienstleistung) wurden als „Kein Angebot“ gewertet.

### Angebotene Speicherdienstleistungen (Positivangaben der Speicherbetreiber)

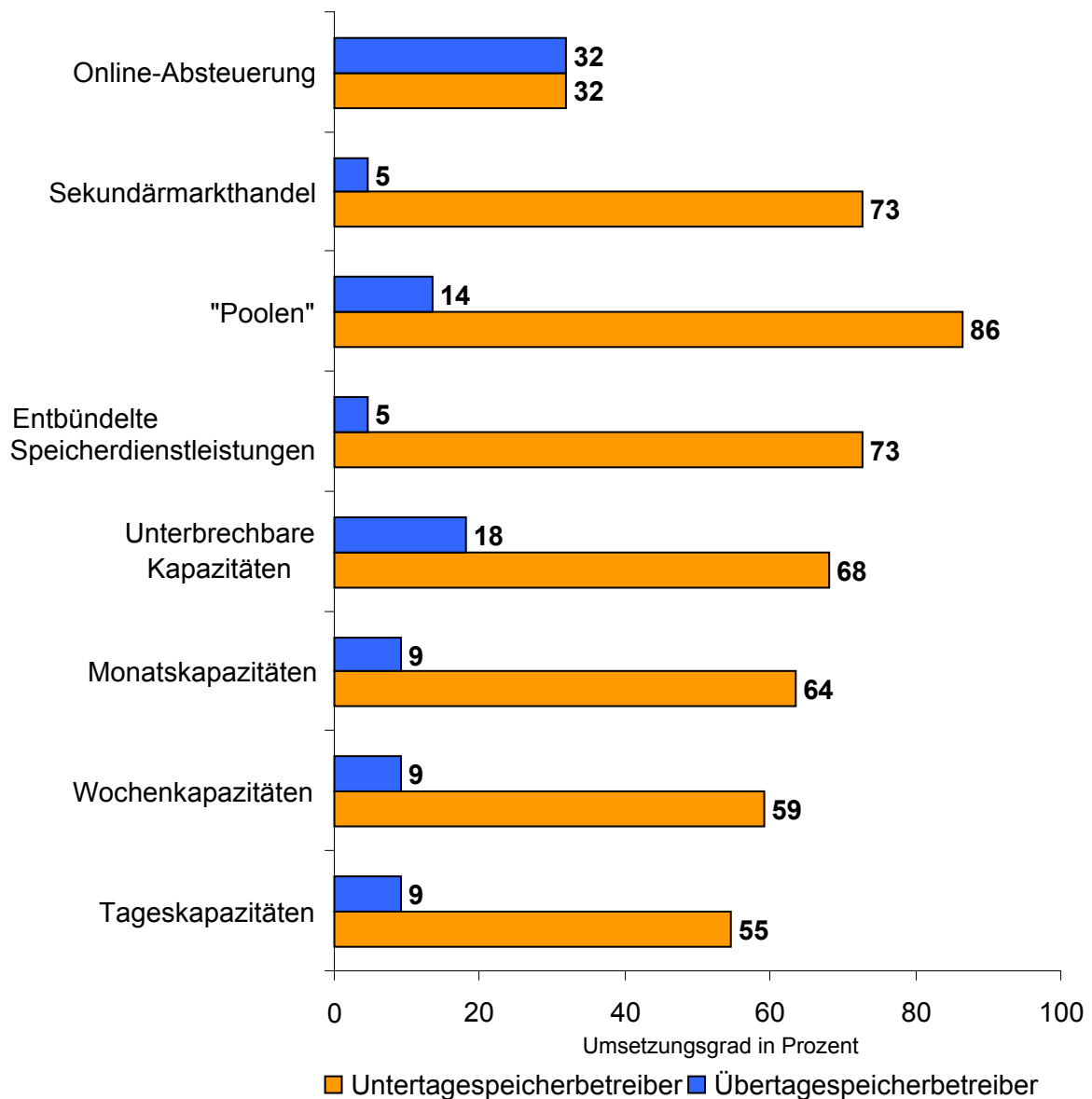


Abbildung 63: Angebotene Speicherdienstleistungen

Der Umsetzungsgrad aller anzubietenden Dienstleistungen hat sich gegenüber dem Vorjahr sowohl in der Kategorie der Unter- als auch der Übertagespeicher um einige Prozentpunkte verbessert. Die drei Dienstleistungsangebote mit dem höchsten Umsetzungsgrad – allen voran das „Poolen“<sup>137</sup> – erfuhren bei den Untertagespeicherbetreibern auch den deutlichsten „Sprung nach vorn“. Dennoch liegt der gemittelte Umsetzungsgrad nur bei 64 Prozent. Insgesamt neun Speicheranlagen liegen in einer Überlappung von zwei oder mehreren Marktgebieten. Bei acht Speichern gibt es die Dienstleistungsmöglichkeit, durch Ein- und Ausspeicherung Marktgebietsgrenzen zu überschreiten.

<sup>137</sup> Das „Poolen“ ermöglicht Speichernutzern ihre Buchungen/Nominierungen mit anderen zusammenzufassen, um etwaige Kapazitätsmindestgrenzen (oder Paketgrößen) zu erreichen.

In vielen Fällen bieten die Speicherbetreiber den physischen Speicherzugang als Zugangsregime an. Systemspeicher sind die Ausnahme und wurden im aktuellen Monitoring – wie auch in 2006 - nur von zwei Unternehmen (fünf im Jahr 2005) angeboten. Das angegebene Gesamtvolumen von Systemspeichern i.H.v. etwa 3,4 Mrd. Nm<sup>3</sup> (minus 0,3 Mrd. Nm<sup>3</sup> ggü. dem Vorjahr) entspricht knapp 19 Prozent des erfassten (für Dritte zugänglichen) Arbeitsgasvolumens.

Die Ergebnisse der 33 (von 45) Antworten zu den Speicherbewirtschaftungsmethoden – unterschieden nach regulärer Kapazitätsallokation und Vergabe bei Engpässen – sind in Gegenüberstellung zum Vorjahr den folgenden Abbildungen zu entnehmen.

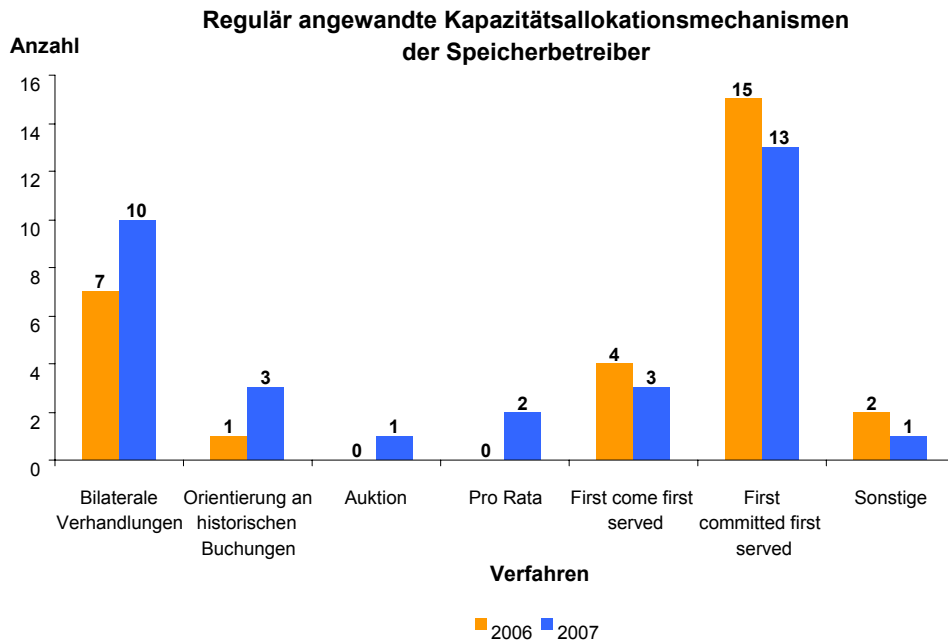


Abbildung 64: Regulär angewandte Kapazitätsallokationsmechanismen der Speicherbetreiber

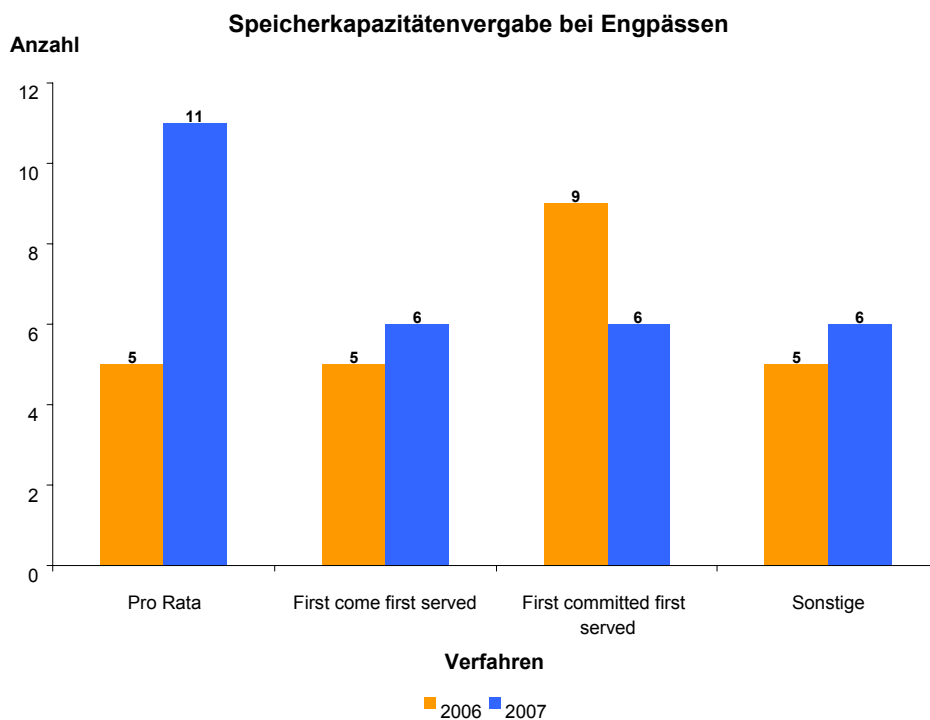


Abbildung 65: Speicherkapazitätsallokation bei Engpässen

Das Übergewicht der FCFS-Methoden („First-Committed-First-Served“ und „First-Come-First-Served“) in beiden Fällen der Speicherbewirtschaftung ist trotz rückwärtigen Trends noch immer offensichtlich. Marktbasierte Mechanismen, wie Auktionen oder auch „Pro Rata“ bei regulärer Speicherallokation fanden nur vereinzelt Anwendung, allerdings wird nun das „Pro Rata“-Prinzip bei Engpässen deutlich häufiger angewandt. Zehn Speicherbetreiber (davon fünf Untertagespeicherbetreiber) gaben an, bilaterale Verhandlungen zur Kapazitätsvergabe geführt zu haben, drei orientierten sich an historischen Buchungen.

Aus Sicht der antwortenden Speichernutzer kann ein positiver Rückschluss hinsichtlich der Zufriedenheit mit den Speicherdienstleistungen gezogen werden. Lediglich fünf Händler gaben an, dass die Speicherdienstleistungen nicht ihren Vorstellungen entsprachen (vgl. nachstehende Abbildung).

### Entsprechen die Speicherdienstleistungen den Vorstellungen?

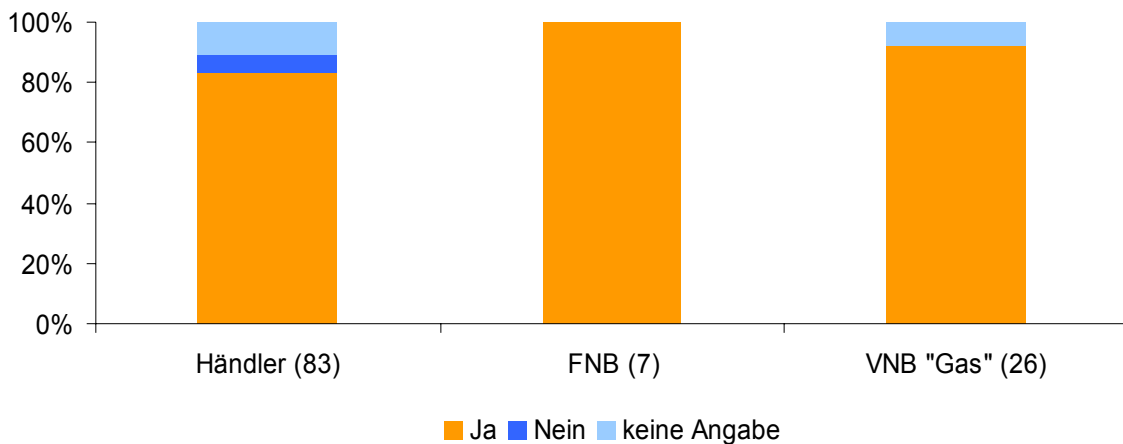


Abbildung 66: Speicherdienstleistungszufriedenheit aus Speichernutzersicht (Antwortanzahl)

### Möglichkeit zum Sekundärmarkthandel

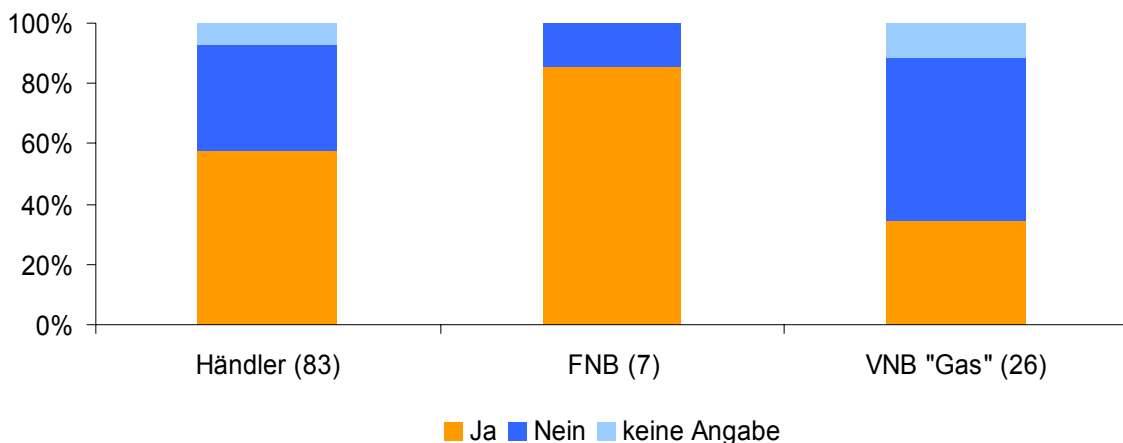


Abbildung 67: Sekundärhandlungsmöglichkeit aus Speichernutzersicht (Antwortanzahl)

Die Möglichkeit des Sekundärmarkthandels von Speicherkapazitäten wird aus Nutzersicht gegenüber dem Vorjahr insgesamt etwas positiver wahrgenommen. So bejahten die Gas-händler und Lieferanten erstmals knapp mehrheitlich zunächst die bestehende Handelsmöglichkeit. Bei den antwortenden VNB besteht mehrheitlich noch eine negative Wahrnehmung.



### 3.2.7 Veröffentlichung von Informationen

Nach § 28 Abs. 3 EnWG sind die Betreiber von Speichereinrichtungen verpflichtet, bestimmte Angaben zu ihren Speichern im Internet zu veröffentlichen. Anhand der nachstehenden Grafik lässt sich erkennen, dass die meisten Untertagespeicherbetreiber (19 von 22) diesen Veröffentlichungspflichten nachkommen. Eine zusätzliche wichtige Information für den Speicherzugang ist die Marktgebietszuordnung der jeweiligen Speicher. Diese wird auch durch die überwiegende Anzahl der Untertagespeicherbetreiber (17 von 22), allerdings nur durch einige wenige Übertagespeicherbetreiber zur Verfügung gestellt.

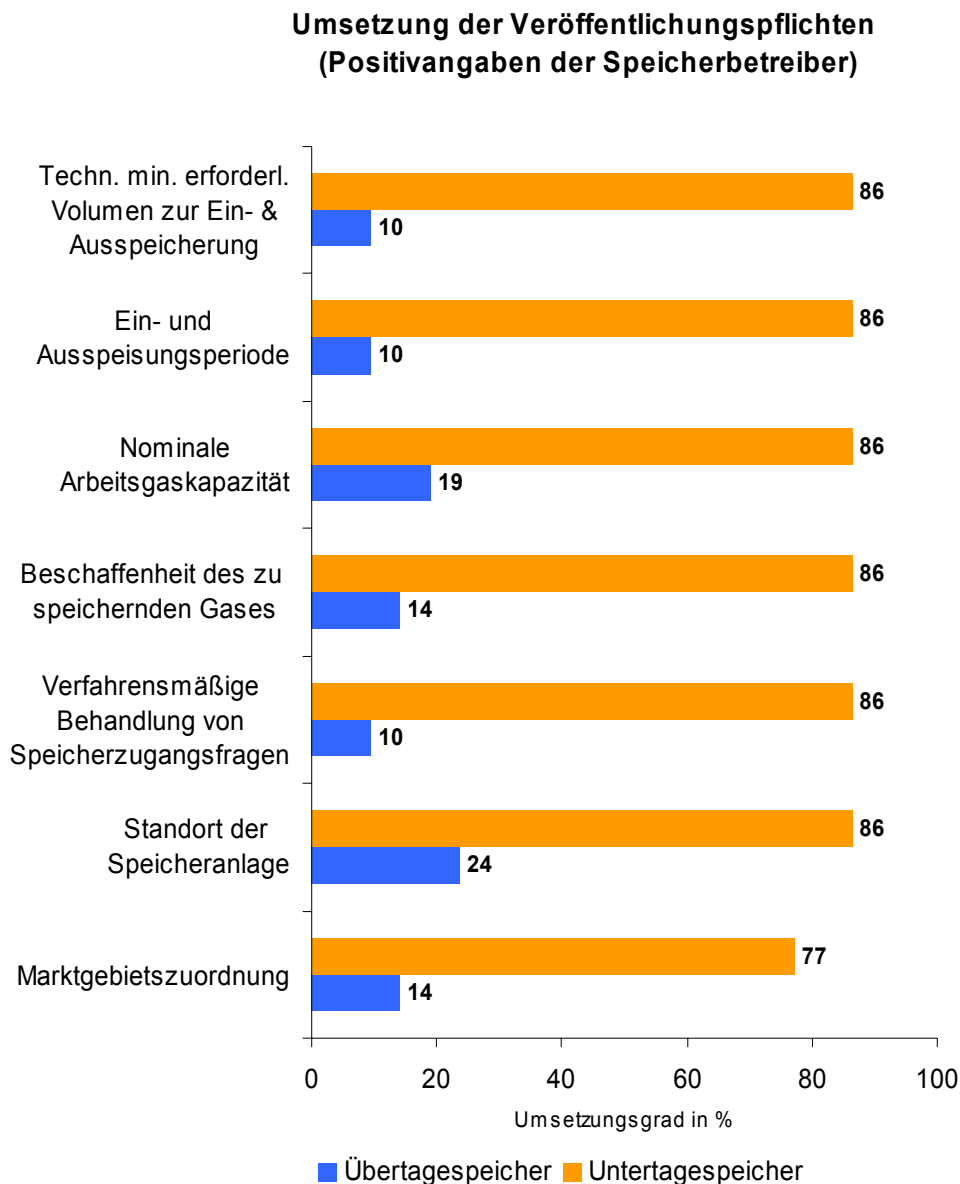


Abbildung 68: Umsetzungsstand der Veröffentlichungspflichten nach § 28 Abs. 3 EnWG

Im Vergleich zum vorherigen Jahr ist der Umsetzungsgrad einzelner Veröffentlichungspflichten bei den Untertagespeicherbetreibern leicht gestiegen. Die verbleibenden Untertagespeicherbetreiber, die ihren Veröffentlichungspflichten noch nicht nachkommen, geben an, dies bis zum 01.01.2009 zu tun.

Bei den antwortenden Übertagespeicherbetreibern ist der Umsetzungsgrad der einzelnen Pflichten im Vergleich zum letzten Jahr zwar um einige Prozentpunkte (im einstelligen Bereich) gestiegen, liegt jedoch immer noch auf niedrigem Niveau. Von der Mehrheit der

Unternehmen wird auch keine Veröffentlichung der Angaben zu ihren Speichern angestrebt.

### 3.3 Wettbewerbliche Themen

#### 3.3.1 Gasförderung, Im- und Export, Transite

##### 3.3.1.1 Aufkommen und Verwendung von Erdgas

Nach Angaben von BMWi / BAFA ergibt sich folgende Übersicht über das Aufkommen und die Verwendung von Erdgas in Deutschland.

	2006 in TWh	2007 in TWh	Veränderung zu 2006 in %
inländische Erdgasförderung	181,7	166,5	-8,4
Import	978,3	924,0	-5,6
Export	119,2	125,4	+5,2
Speichersaldo <sup>138</sup>	-12,8	26,1	--
Inlandsverbrauch	1028,1	991,2	-3,6

Tabelle 60: Aufkommen und Verwendung von Erdgas, Quelle: BMWi / BAFA<sup>139</sup>

Auf der Importstufe wird das Erdgas bis zur deutschen Grenze von den ausländischen Gasförderunternehmen – in der Regel im Rahmen von unterschiedlich strengen Take-or-Pay-Verpflichtungen - geliefert. Aufgrund der verschiedenen Gaslieferverträge der Importgesellschaften bildet sich an den Grenzübergangsstellen ein durchschnittlicher Grenzübergangspreis. Der Gaspreis wird weiterhin wesentlich durch die Entwicklung auf den Ölmärkten mitbestimmt, da die Gaspreise auf der Importstufe mit Preisanteilen an den Ölpreis gekoppelt sind. Der Berichtszeitraum war durch deutliche Preissteigerungen auf den weltweiten Gas- und Ölmärkten gekennzeichnet. Die Energieversorgungsunternehmen versuchten, diese Preissteigerungen auf der Import- und Großhandelsebene an die Verbraucher weiterzugeben.

##### 3.3.1.2 Förderung

Die inländische Erdgasförderung ist im Jahr 2007 gegenüber 2006 um 8,4 Prozent zurückgegangen. Dieser Rückgang spiegelt jedoch nicht alleine den natürlichen Rückgang der Fördermenge bereits erschlossener Bohrungen wieder, auch die milden Winter 2005/2006/2007 haben dazu beigetragen, dass die Vorkommen im Berichtsjahr nicht mit maximaler Entnahmerate ausgebeutet wurden. Dennoch ist festzustellen, dass die Förderung in Deutschland rückläufig ist. An den in Deutschland geförderten Gasmengen sind insgesamt zehn Unternehmen konsortial beteiligt. Diese Unternehmen sind wiederum insgesamt acht (Konzernmutter-) Unternehmen zuzuordnen.<sup>140</sup> Die relativen Anteile der diesen Muttergesellschaften

<sup>138</sup> Minuszeichen = Injektion in Speicher.

<sup>139</sup> Die Angaben wurden zwecks besserer Vergleichbarkeit von TJ in TWh umgerechnet.

<sup>140</sup> 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 2007, S. 7.

mittels der Dominanzmethode zugeordneten Gasmengen haben sich gegenüber dem Jahr 2006 nur minimal verändert, so dass hier auf die Tabelle im Vorjahresbericht verwiesen werden kann. Das größte Unternehmen hat einen Anteil von knapp 50 Prozent an der Inlandsförderung. Auf die drei größten Unternehmen entfallen insgesamt 82,71 Prozent der Inlandsfördermenge (2006: 82,74 Prozent). Der Anteil wirtschaftlich berechtigter inländischer (Konzernmutter-) Unternehmen an der Inlandsproduktion beträgt zusammen 19,83 Prozent (2006: 20,50 Prozent).

### 3.3.1.3 Gasimport

21 Handelsunternehmen gaben im Rahmen des Monitorings an, im Jahr 2007 insgesamt 1082<sup>141</sup> TWh Gas nach Deutschland importiert zu haben. Transitgasmengen waren nicht mit anzugeben. Die Mengen wurden nach Herkunftsländern /-ländergruppen ausgewertet.

Ursprungsland, aus dem das Gas bezogen wurde	Anzahl importierender Unternehmen	Importmenge 2007 (in TWh)	Anteil am Gesamtimport (in %)
Russland/GUS	5	433	40,0
Norwegen	9	335	31,0
Niederlande	11	242	22,4
Sonstige Länder EU-27	15	71	6,6
Summe	21 <sup>142</sup>	1.082	100

Tabelle 61: Anzahl importierender Unternehmen und Importmengen in 2007

### 3.3.1.4 Gasexport

16 Handelsunternehmen gaben im Rahmen des Monitorings an, im Jahr 2007 insgesamt 159<sup>143</sup> TWh Gas aus Deutschland exportiert zu haben. Transitgasmengen waren nicht mit anzugeben. Die Mengen wurden nach Zielländern /-ländergruppen ausgewertet.

<sup>141</sup> Die Mengenangaben der Importeure weichen von den Importmengen, die BMWi/BAFA ausweist, um ca. +17 Prozent ab. Ggf. sind einige Transitmengen in den Angaben der meldenden Unternehmen enthalten. Im Fragebogen wurden die Unternehmen jedoch ausdrücklich darauf hingewiesen, keine Transitmengen anzugeben. Ggf. fehlen in den Angaben von BMWi/BAFA einige Mengen, z.B. solche, die als Wettbewerbsgas aus kontrahiertem Transitgas auf den deutschen Markt gelangt sind.

<sup>142</sup> Die Summe aller importierenden Unternehmen liegt geringer als bei Addition der einzelnen Werte, da etliche Unternehmen aus mehreren Ursprungsländern importieren.

<sup>143</sup> Die Mengenangaben der Exporteure weichen von den Exportmengen, die BMWi/BAFA ausweist, um ca. +27 Prozent ab. Ggf. sind einige Transitmengen in den Angaben der meldenden Unternehmen enthalten. Im Fragebogen wurden die Unternehmen jedoch ausdrücklich darauf hingewiesen, keine Transitmengen anzugeben.

Zielland, in das das Gas geliefert wurde	Anzahl exportierender Unternehmen	Exportmenge 2007 (in TWh)	Anteil am Gesamtexport (in %)
Länder EU-27	16	133,1	83,7
Länder nicht EU-27	5	25,9	16,3
Summe	16 <sup>144</sup>	159	100

Tabelle 62: Anzahl exportierender Unternehmen und Exportmengen in 2007

### 3.3.1.5 Gasflüsse von und nach Deutschland

Um die gesamten Gasmengen zu erfassen, die durch die auf deutschem Boden befindlichen Leitungsnetze transportiert werden, wurden die Netzbetreiber gefragt, welche Mengen an Erdgas 2007 über Grenzkoppelpunkte nach Deutschland hinein bzw. aus Deutschland ins Ausland transportiert wurden. Die Ergebnisse wurden in folgender Grafik dargestellt.

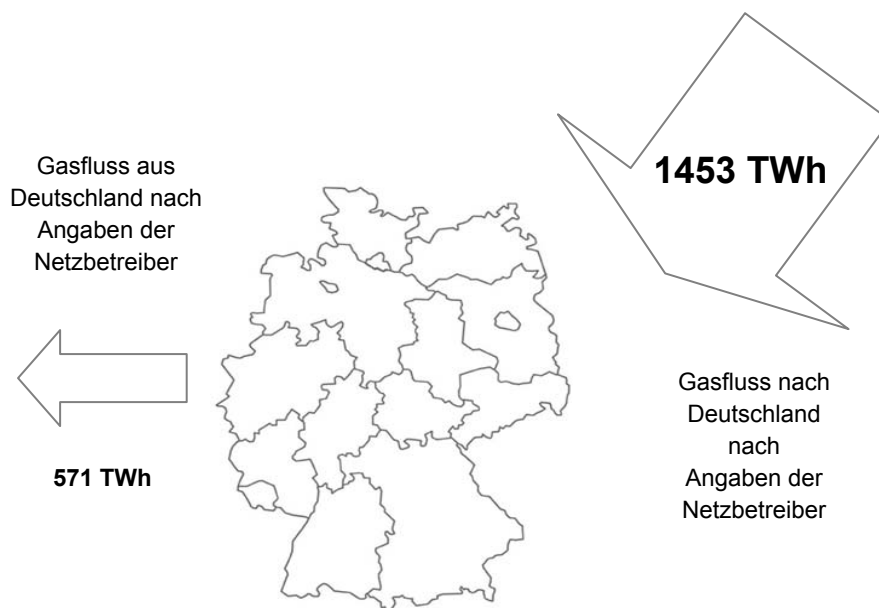


Abbildung 69: Gasflüsse nach Deutschland und aus Deutschland ins Ausland<sup>145</sup>

<sup>144</sup> Die Summe aller exportierenden Unternehmen liegt geringer als bei Addition der einzelnen Werte, da etliche Unternehmen in mehrere Zielländer exportieren.

<sup>145</sup> Die Gasflussmengen enthalten Im- und Exportmengen incl. der Transite.

### 3.3.1.6 Transite

Eine grobe Abschätzung der Transitmengen wird durch eine Differenzbetrachtung der Gesamtmengen zu den Im- und Exportmengen möglich. Jedoch kann diese Betrachtung wegen der Abweichungen der im Monitoring erhobenen Daten zu den BMWi/BAFA-Statistiken lediglich als erster Anhaltspunkt dienen, die Menge an Gastransiten durch Deutschland abzuschätzen.<sup>146</sup> Aus einer solchen Betrachtung ergibt sich für Deutschland nach den Monitoringdaten 2008 eine Schätzung der Transitmenge von 370 bis 412 TWh.<sup>147</sup>

### 3.3.2 Großhandelsbereich

#### 3.3.2.1 Struktur des Großhandelsbereiches

Innerhalb des vertikal gegliederten Verteilungssystems in der Gaswirtschaft unterscheidet das Bundeskartellamt sachlich die Märkte für die Belieferung von Weiterverteilern und Letztverbrauchern.<sup>148</sup>

In räumlicher Hinsicht grenzt das Bundeskartellamt die sachlich relevanten Gasmärkte nach wie vor regional nach den Netzgebieten der beteiligten Unternehmen ab.<sup>149</sup>

Aufgrund der netzbezogenen Marktabgrenzung sind die netzbetreibenden Versorgungsunternehmen bzw. die verbundenen Vertriebsunternehmen der Netzbetreiber in dem jeweiligen Gasnetz als marktbeherrschend anzusehen.

#### Gasgroßhandel an den Virtuellen Handlungspunkten in den Marktgebieten

Für den Gasgroßhandel ist die endgültige Umsetzung des Zweivertragsmodells im Oktober 2007 durch die Bundesnetzagentur ein wichtiges Datum. Es zeigte sich, dass sich die Menge an den Virtuellen Handlungspunkten (VP) in Deutschland, an denen überhaupt ein nennenswerter Gashandel zu verzeichnen war (E.ON-GT VP, BEB-VEP), deutlich erhöht haben. Auch wenn diese Mengensteigerungen nicht auf einen sprunghaft angestiegenen Gashandel hinweisen, so ist es für den Gas-zu-Gas-Wettbewerb durchaus positiv zu werten, wenn zusätzliche Mengen im neuen System des Zweivertragsmodells über die Virtuellen Handlungspunkte umgeschlagen werden. Insgesamt wird so der Gashandel liquider, die Preisstellung stabiler und transparenter und der Wettbewerb gefördert. An den VP aller anderen Marktgebiete in Deutschland fand im Berichtsjahr praktisch kein Gashandel statt.<sup>150</sup>

Der Handel an den VP konzentriert sich mengenmäßig vor allem auf kurzfristige Mengen (Spotmarkt). Der Terminhandel entwickelt sich noch sehr langsam. Auch in den Monaten nach dem 01.10.2007 stellt sich die Mengenentwicklung an den zwei aktiven VP auf dem Weg zu liquiden Handelsmärkten als erfreulich dar. Aus der folgenden Grafik wird allerdings ersichtlich, dass Deutschland in Bezug auf die Liquidität an den Hubs im Vergleich zu wichtigen europäischen Märkten noch auf den hinteren Plätzen zu finden ist.

<sup>146</sup> In einem einheitlichen europäischen Gasmarkt werden Transite per definitionem langfristig nicht mehr ausgewiesen. Auch das deutsche Zweivertragsmodell unterscheidet nicht zwischen transitieren und zur Versorgung der Marktgebiete eingesetzten Gasmengen. Mit zunehmendem grenzüberschreitendem Wettbewerb werden Gashändler nur noch dem Preisgefälle folgen und ihre kontrahierten Mengen bestmöglich vermarkten.

<sup>147</sup> Je nachdem, ob die Berechnungen auf der Basis der Gesamtmengen der jeweiligen Gasflüsse zu den Im- oder Exportmengen durchgeführt werden.

<sup>148</sup> 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).

<sup>149</sup> Siehe auch Kapitel 1.3 sowie 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).

<sup>150</sup> Eine Ausnahme ist der VP der GDFDT mit ca. 3 Prozent im Vergleich zu der Menge, die über den VP des größten Marktgebietes in Deutschland (E.ON-GT) umgeschlagen wurde.

## Gashandel an europäischen Hubs 2007

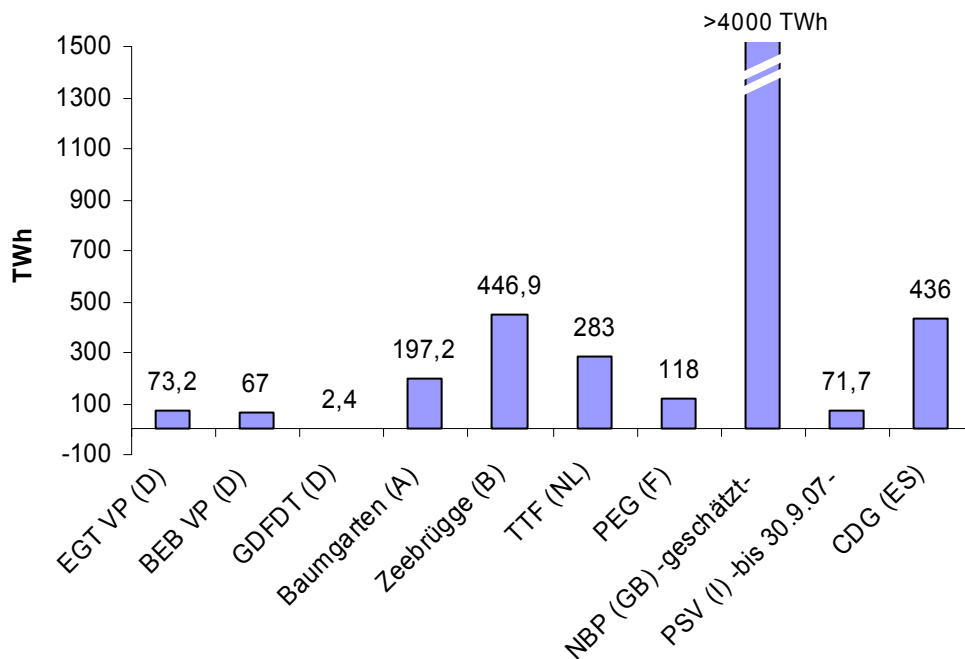


Abbildung 70: Gashandel an ausgewählten deutschen und europäischen Hubs für das Jahr 2007<sup>151</sup>

### Gashandel an der EEX

Am 02.07.2007 startete der Gashandel an der EEX. Im Berichtsjahr konnte noch nicht von einem liquiden Handel gesprochen werden. Auf ein Jahr hochgerechnet zeigt sich, dass weder der Handel am Gasspotmarkt der EEX mit 0,14 Prozent des deutschen Gasverbrauchs noch der Gasterninmarkt mit 0,8 Prozent als liquide bezeichnet werden kann (im Vergleich zum Gesamtelektrizitätsverbrauch i.H.v. ca. 570 TWh im Jahr 2007<sup>152</sup> wurden am Spotmarkt Elektrizität der EEX im Jahr 2007 118 TWh<sup>153</sup> und an den Terminmärkten Elektrizität der EEX Kontrakte über insgesamt 1.149 TWh gehandelt). Der illiquide Gasmarkt an der EEX führt dazu, dass bei der Auswertung der Preissignale gegenwärtig Vorsicht geboten ist. Auch können sich Marktteilnehmer noch nicht darauf verlassen, beliebig benötigte Mengen über die Börse handeln zu können.<sup>154</sup>

<sup>151</sup> Quelle: Energie & Management v. 15.02.2008 sowie Recherchen der Bundesnetzagentur.

<sup>152</sup> Gemäß vorläufigen Angaben des BDEW.

<sup>153</sup> Die Angaben beziehen sich für den Spotmarkt auf das Marktgebiet Deutschland/Österreich, während sich die verbrauchten Mengen nur auf Deutschland beziehen.

<sup>154</sup> Durch verschiedene Maßnahmen soll das Handelsvolumen aber erhöht werden. So wurden beispielsweise seit dem 01. März 2008 u.a. die Transaktionsentgelte sowie Mindestkontraktgrößen gesenkt.

### Gashandel in Deutschland (Spot- und Terminmarkt, H- + L-Gas) nach Marktplätzen für die Monate Juli - Dezember 2007

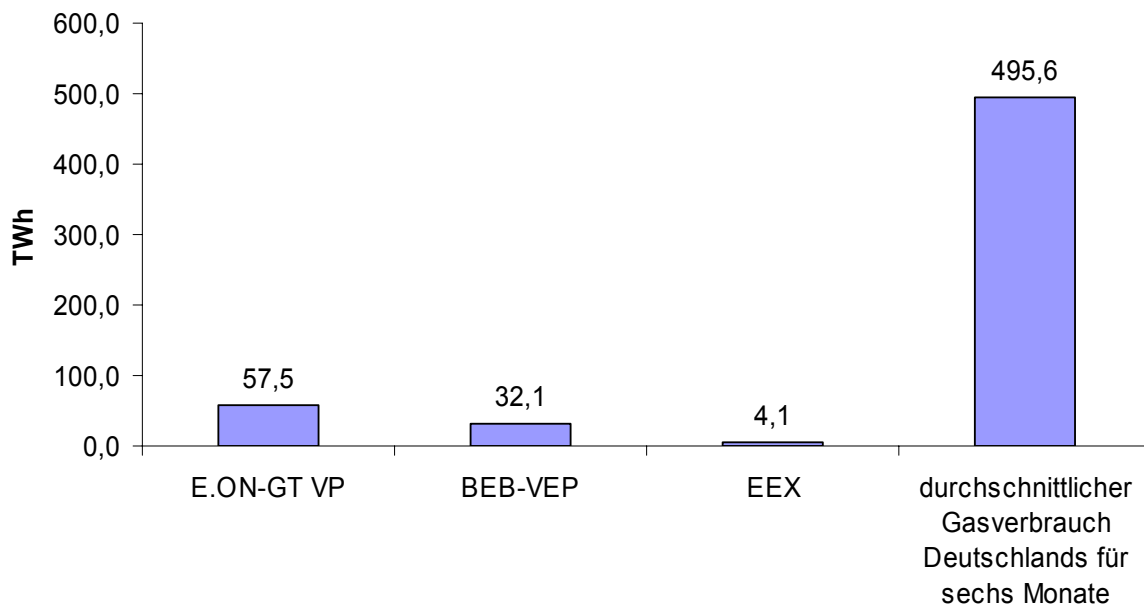


Abbildung 71: Gashandel in Deutschland nach Marktplätzen<sup>155</sup>

Insgesamt lässt sich feststellen, dass 2007 für die Gaswirtschaft ein wichtiges Umbruchsjahr darstellte. Mit Einführung des Zweivertragsmodells, der Einführung des Gashandels an der EEX sowie nach oben zeigender Liquidität an den Virtuellen Handelsplätzen ist davon auszugehen, dass dem Gasgroßhandel in Deutschland in den nächsten Jahren größere Veränderungen bevorstehen.

#### 3.3.2.2 Entwicklung der Gaspreise im Großhandelsbereich

Die Daten zu der Preisentwicklung auf den deutschen Großhandelsmärkten sind aufgrund der unterschiedlichen und teilweise noch illiquiden Handelsplätze nicht so belastbar, dass sie in diesem Bericht wiedergegeben werden können. Zudem erfolgt die Preisbildung auf den Großhandelsmärkten größtenteils noch in bilateralen Verträgen, deren genaue Konditionen nicht offen gelegt werden. Zur Ermittlung der Großhandelspreise werden i.d.R. die durch das BAFA ermittelten Grenzübergangspreise herangezogen und zusätzlich auch die Preise der Virtuellen Handelsplätze in Deutschland, an denen ein Gashandel stattfindet (EGT/BEB), neben Notierungen benachbarter ausländischer liquider Handelsplätze (Zeebrugge, TTF) berücksichtigt.

Durch das BAFA wird der sog. Grenzübergangspreis monatlich ermittelt. Es handelt sich um einen statistischen Durchschnittspreis<sup>156</sup> aller Importe von Gashandelsgesellschaften zur Versorgung des Inlandes. Der Grenzübergangspreis zeigt den Wert des Erdgases an der deutschen Grenze ohne Berücksichtigung der Erdgassteuer. Die Preisentwicklung folgt in

<sup>155</sup> Bei den Mengenbetrachtungen an den VPs wurden die über die EEX gehandelten Mengen herausgerechnet, um Doppelzählungen zu vermeiden. Bei den Mengen der EEX ist zu beachten, dass der Handel im Spotmarkt der EEX im Marktgebiet der E.ON-GT erst zum 1.10.2007 aufgenommen worden ist.

<sup>156</sup> Näheres zur Ermittlungsmethodik und der Vergleichbarkeit der Zahlenreihe aufgrund geänderter Methodik siehe unter [www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/publikationen/energie\\_erdgas\\_ermittlung\\_preis.pdf](http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/publikationen/energie_erdgas_ermittlung_preis.pdf).

der Regel der Preisentwicklung von Erdöl mit einer gewissen zeitlichen Verzögerung. Der Grenzübergangspreis wird in Euro pro Terajoule (TJ) angegeben. Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung des Grenzübergangspreises seit 1991.

Jahr	Grenzübergangspreis in Euro/TJ <sup>157</sup>	Grenzübergangs- preis in ct/kWh (gerundet)	Preisentwicklung im Vergleich zum Vorjahr in %	Menge in TJ
1991	2.439	0,88		2.084.738
1992	1.971	0,71	-19,2	2.132.690
1993	2.025	0,73	+2,7	2.247.209
1994	1.881	0,68	-7,1	2.373.414
1995	1.755	0,63	-6,7	2.544.042
1996	1.863	0,67	+6,2	2.957.886
1997	2.215	0,80	+18,9	2.832.143
1998	1.959	0,70	-11,6	2.760.192
1999	1.671	0,60	-14,7	2.865.234
2000	2.967	1,07	+77,6	2.841.697
2001	3.875	1,39	+30,6	2.951.423
2002	3.238	1,16	-16,4	3.063.709
2003	3.401	1,22	+5,0	3.187.328
2004	3.288	1,18	-3,3	3.389.857
2005	4.479	1,61	+36,2	3.420.663
2006	5.926	2,13	+32,3	3.519.141
2007	5.550	2,0	-6,3	3.323.694

Tabelle 63: Entwicklung des Grenzübergangspreises seit 1991

### 3.3.2.3 Einflussfaktoren Gaspreise

Die wesentlichen Einflussfaktoren auf den Gaspreis haben sich im Vergleich zum letzten Berichtsjahr nicht signifikant verändert.<sup>158</sup>

<sup>157</sup> Quelle: BMWi / BAFA.

<sup>158</sup> 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. 163 (Kapitel 4.2.2.3).



### 3.3.3 Einzelhandelsbereich

#### 3.3.3.1 Struktur des Einzelhandelsbereiches

Der Einzelhandelsbereich der Gasbelieferung umfasst sämtliche Nachfrager nach Erdgas, die Erdgas zum eigenen Verbrauch, d.h. nicht zur Belieferung von anderen Letztverbrauchern nachfragen. Im Einzelhandelsbereich bilden Standardlastprofilkunden einerseits und industrielle Großkunden andererseits aufgrund der unterschiedlichen Nachfragevolumina und den damit einhergehenden Unterschieden in der Preisgestaltung nach der Praxis der Bundeskartellamtes jeweils eigenständige sachliche Märkte.<sup>159</sup> Während Standardlastprofilkunden im Rahmen von standardisierten Tarifverträgen beliefert werden, schließen Großkunden einen individuellen Liefervertrag mit dem Gaslieferanten ab.

In räumlicher Hinsicht grenzt das Bundeskartellamt die sachlich relevanten Märkte 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 durchführen. Mit der Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts im Jahr 1998 ist zwar die Legalisierung wettbewerbsbeschränkender Absprachen zur Abschottung von Belieferungsgebieten entfallen. Allein die Novellierung des EnWG 2005 oder die erst im Herbst 2007 wirksam gewordene Kooperationsvereinbarung Gas führen jedoch noch nicht zu einer automatischen Änderung der Marktabgrenzung. Vielmehr bedarf es organisatorischer und rechtlicher Umsetzungsmaßnahmen, so dass erst mit einer schrittweisen Implementierung des Modells zu rechnen ist und die bisherigen monopolartigen Marktverhältnisse noch nachwirken. Für die räumliche Marktabgrenzung ist nach der Praxis des Bundeskartellamtes die Entwicklung der tatsächlichen Marktverhältnisse maßgeblich.<sup>160</sup> Die tatsächlichen Marktverhältnisse weisen im wettbewerbsrechtlichen Sinne nach wie vor keinen funktionierenden Wettbewerb auf.

Sowohl bei der Belieferung von Gasgroßkunden als auch bei der Belieferung von Gaskleinkunden (HuK- und Heizgaskunden) sind die einzelnen Stadtwerke und endversorgenden Regionalversorger regelmäßig innerhalb ihres zur Versorgung dieser beiden Kundengruppen geeigneten Gasleitungsnetzes marktbeherrschend. Bei der Versorgung der Kleinkunden sind sie oftmals sogar ohne Wettbewerber. Dies zeigt sich besonders drastisch bei den Haushaltskunden im Sinne des § 3 Nr. 22 EnWG. Die Monitoringabfrage hat ergeben, dass 2007 lediglich 1 Prozent der Haushaltskunden bei einer Ausspeisemenge von 221,53 TWh ihren Lieferanten gewechselt haben (vgl. im Einzelnen näher Ziff. 3.2.3.2). Auf dem Großkundenmarkt ist regelmäßig der das jeweilige vorgelagerte Netz betreibende Versorger der potenzielle Wettbewerber des Stadtwerks. Solange dieser der Vorversorger des Stadtwerks oder des endversorgenden Regionalversorgers ist, besteht die Gefahr, dass jeder Abwerbversuch bei den Großkunden unterbleibt und die marktbeherrschende Stellung des Stadtwerks abgesichert bleibt.

#### Ausspeisemengen Netzbetreiber

Mit den Fragebögen an Verteilernetzbetreiber und die Fernleitungsnetzbetreiber, wurden die Daten für den Lieferantenwechsel der Letztverbraucher erhoben. Im Zuge der Monitoringabfrage sind 632<sup>161</sup> beantwortete Fragebögen von den VNB und 20<sup>162</sup> beantwortete Frage-

<sup>159</sup> 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“.

<sup>160</sup> Für den Stromkleinkundenmarkt: WuW/E DE-R 1206, 1208 "Strom und Telefon I"; WuW/E DE-R 24, 27 "Stromversorgung Aggertal" sowie für den Gassektor OLG Düsseldorf, B. v. 23.11.2005, Az. VI-2 Kart 14/04 (V), Beschlussausfertigung S. 11 "Mainova/Stadtwerke Aschaffenburg".

<sup>161</sup> Einige Unternehmen haben für mehrere Teilnetze separate Fragebögen eingereicht. Insgesamt haben 608 VNB geantwortet.

<sup>162</sup> Ein Unternehmen hat für Teilnetze zwei separate Fragebögen eingereicht. Insgesamt haben also 19 FNB geantwortet.

bögen von den FNB ausgewertet worden. Die Summe von 627 Unternehmen entspricht einem Anteil von 87 Prozent an den insgesamt 717 bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreibern (Stand 12.06.2008). Die Ausspeisemenge an Letztverbraucher in den Netzbereichen der erfassten VNB in 2007 beträgt 614,15 TWh, die der erfassten FNB 262,12 TWh. Die Gesamtausspeisemenge der VNB und FNB in Höhe von 876,27 TWh entspricht einem Anteil von 88,40 Prozent an dem gesamten inländischen Erdgasverbrauch von 991,2 TWh in 2007 gemäß den Angaben des BMWi und BAFA.<sup>163</sup> Zum Stichtag 31.12.2007 bezogen insgesamt 13,16 Mio. Letztverbraucher Gas aus den Versorgungsnetzen der antwortenden VNB und FNB.

Die befragten Unternehmen haben die Ausspeisemengen an Letztverbraucher in ihrem Netzbereich für die in der nachstehenden Tabelle aufgeführten sechs Kundenkategorien angegeben. Gegenüber dem Berichtsjahr 2006 wurde die Kategorie „Erdgastankstellen“ neu eingeführt. Dabei haben sich für die Ausspeisemengen in 2007 folgende Werte in den einzelnen Kategorien ergeben:

Kategorie	2007 Ausspeisemengen VNB in TWh	2007 Ausspeisemengen FNB in TWh	2007 Summe in TWh
≤ 300 MWh/Jahr	286,16	0,01	286,17
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	104,34	1,25	105,59
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	82,46	12,93	95,39
> 100.000 MWh/Jahr	71,97	199,90	271,87
Gaskraftwerke	66,85	47,97	114,82
Erdgastankstellen	2,37	0,06	2,43
<b>Gesamtsumme<sup>164</sup></b>	<b>614,15</b>	<b>262,12</b>	<b>876,27</b>

Tabelle 64: Summierte Ausspeisemengen Letztverbraucher in 2007 nach Kundenkategorien getrennt nach Abfrage VNB und FNB

In der folgenden Tabelle werden die aufgelisteten Summenwerte 2007 für die einzelnen Kategorien und der Gesamtwert den Werten von 2006 gegenübergestellt. Der jeweilige prozentuale Anteil an der gesamten Ausspeisemenge an Letztverbraucher ist für die summierten Ausspeisemengen der FNB und VNB ebenfalls aufgeführt.

<sup>163</sup> www.bmwi.de.

<sup>164</sup> Die gesamte Ausspeisemenge an Letztverbraucher in den Netzbereichen der erfassten VNB beträgt in 2007 entsprechend der Monitoringabfrage 620,86 TWh. Die Abweichung der Gesamtsumme der einzelnen Kategorien gemäß der o.g. Tabelle zur Gesamtentnahmemenge von Letztverbrauchern basiert im wesentlichen auf nicht übermittelten Daten für die Ausspeisemengen in den einzelnen Kategorien durch die VNB.

Kategorie	2006 Auspeisemengen in TWh	Anteil an Gesamtsumme in %	2007 Auspeisemengen in TWh	Anteil an Gesamtsumme in %
≤ 300 MWh/Jahr	308,37	33,43	286,17	32,66
> 300 ≤ 10.000 MWh/Jahr	111,27	12,06	105,59	12,05
> 10.000 ≤ 100.000 MWh/Jahr	100,35	10,88	95,39	10,89
> 100.000 MWh/Jahr	287,88	31,21	271,87	31,03
Gaskraftwerke	114,51	12,42	114,82	13,10
Erdgastankstellen	-	-	2,43	0,27
<b>Gesamtsumme<sup>165</sup></b>	<b>922,38</b>	<b>100</b>	<b>876,27</b>	<b>100</b>

Tabelle 65: Summierte Auspeisemengen Letztverbraucher im Vergleich 2006 zu 2007 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und FNB

#### Abgabemengen Großhändler und Lieferanten

Der Fragebogen für die Großhändler und Lieferanten wurde von insgesamt 635 Unternehmen beantwortet. Die gesamte Gasabgabe an Letztverbraucher der antwortenden Großhändler und Lieferanten beträgt 838 TWh in 2007. Dies entspricht einer Marktabdeckung von 84,5 Prozent gemessen am inländischen Erdgasverbrauch von 991,2 TWh in 2007 gemäß den Angaben des BMWi und BAFA.<sup>166</sup> Die antwortenden Unternehmen haben zum Stichtag 31.12.2007 insgesamt 12,81 Mio. Letztverbraucher in Deutschland mit Gas beliefert.

Die gesamte Auspeisemenge der VNB und der FNB hat sich im Vergleich zu 2006 um 46,11 TWh verringert. Dies bedeutet einen Rückgang von etwa fünf Prozent gegenüber dem Vorjahreswert und entspricht in etwa dem Rückgang des inländischen Erdgasverbrauchs. Gegenüber dem Berichtsjahr 2006 wurde die Kategorie „Erdgastankstellen“ neu eingeführt.

<sup>165</sup> Die gesamte Auspeisemenge an Letztverbraucher in den Netzbereichen der erfassten FNB und VNB beträgt in 2007 entsprechend der Monitoringabfrage 882,98 TWh. Die Abweichung der Gesamtsumme der einzelnen Kategorien mit einem Summenwert von 876,27 TWh gemäß der o.g. Tabelle zur Gesamtauspeisemenge an Letztverbraucher in Höhe von 882,98 TWh basiert im wesentlichen auf nicht übermittelten Daten für die Auspeisemengen in den einzelnen Kategorien durch die VNB.

<sup>166</sup> www.bmwi.de.

Kategorie	2006 Abgabemengen in TWh	Anteil an Gesamt- summe in %	2007 Abgabemengen in TWh	Anteil an Gesamt- summe in %
≤ 300 MWh/Jahr	291,33	33,20	280,01	33,41
> 300 ≤ 10.000 MWh/Jahr	101,95	11,62	98,98	11,81
> 10.000 ≤ 100.000 MWh/Jahr	92,05	10,49	92,6	11,05
> 100.000 MWh/Jahr	279,83	31,89	243,97	29,12
Gaskraftwerke	112,38	12,80	121,17	14,46
Erdgastankstellen	-	-	1,27	0,15
<b>Gesamtsumme</b>	<b>877,54</b>	<b>100</b>	<b>838</b>	<b>100</b>

Tabelle 66: Summierte Abgabemengen Letztverbraucher in 2006 und 2007 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Die gesamte Abgabemenge der Großhändler und Lieferanten hat sich im Vergleich zu 2006 um 39,55 TWh verringert. Dies bedeutet einen Rückgang von etwa 4,5 Prozent gegenüber dem Vorjahreswert 2006 und entspricht auch hier in etwa dem Rückgang des inländischen Erdgasverbrauchs.

#### Marktanteile der größten Lieferanten

Die Ermittlung der größten Unternehmen erfolgte auf der Basis der Dominanzmethode.<sup>167</sup> Die Untersuchungen zu den Anteilen der größten Unternehmen hinsichtlich der Gasabgabe an Letztverbraucher beziehen sich auf die Unternehmen, die an der Monitoringabfrage 2008 teilgenommen haben. Gemäß der Abfrage der Großhändler und Lieferanten wurden die erhobenen Gasabgabemengen an Letztverbraucher der beherrschten (konsolidierten) Unternehmen den beherrschenden Unternehmen zugeordnet. Die ermittelten Anteile stellen lediglich Anhaltswerte dar, da die Gasabgabemengen der Beteiligungen der drei größten Unternehmen nicht in vollem Umfang vorliegen. Zur Ermittlung der korrekten Anteile wurde die erfasste Gasabgabemenge in den einzelnen aufgeführten Kategorien entsprechend des Verhältnisses des gesamten inländischen Erdgasverbrauches von 991,2 TWh<sup>168</sup> in 2007 zur erfassten Gesamtabgabemenge an Letztverbraucher von 838 TWh (vgl. Tabelle 65) hochgerechnet und den Vorjahreswerten gegenübergestellt. Im Ergebnis weisen im Jahr 2007 vier Unternehmen (Vorjahr: vier Unternehmen) einen Anteil von > 5 Prozent an der Gasabgabemenge auf.

<sup>167</sup> Die 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. 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.

<sup>168</sup> Quelle: BMWI / BAFA.

In der nachfolgenden Tabelle werden die Anteile der drei größten Unternehmen in verschiedenen Kategorien dargestellt und den Werten der Vorjahre gegenübergestellt. Wegen veränderter Kundenkategorien im Jahr 2006 ist ein direkter Vergleich in den Kategorien „>10.000 bis ≤100.000 MWh/Jahr“ und „>100.000 MWh/Jahr“ mit den Werten des Jahres 2005 nicht möglich.

Für die drei größten Unternehmen ergibt sich im Jahr 2007 eine Gasabgabemenge an Letztverbraucher in Höhe von 260,89 TWh (Vorjahr: 317,36 TWh) bzw. ein Anteil von insgesamt 26,32 Prozent (Vorjahr 30,87 Prozent) am inländischen Erdgasverbrauch. Im Vergleich zu 2006 ist damit der Marktanteil der drei größten Unternehmen bei der Gesamtgasabgabe an Letztverbraucher um etwa 4,5 Prozentpunkte gesunken. Diese Abnahme hat zum einen strukturelle Gründe (Beteiligungsstruktur), zum anderen ist dies ein Hinweis auf beginnenden Wettbewerb.

	2005		2006		2007	
Kategorie	Abgabemengen in TWh	Hochgerechnete Abgabemengen in TWh	Abgabemengen in TWh	Hochgerechnete Abgabemengen in TWh	Abgabemengen in TWh	Hochgerechnete Abgabemengen in TWh
≤ 300 MWh/Jahr	265,79	342,68	291,33	341,31	280,01	328,05
> 300 ≤ 10.000 MWh/Jahr	102,41	132,03	101,95	119,44	98,98	115,96
> 10.000 ≤ 100.000 MWh/Jahr	343,06	442,30	92,05	107,84	92,60	108,49
> 100.000 MWh/Jahr			279,83	327,83	243,97	285,82
Gaskraftwerke	97,08	125,16	112,38	131,66	121,17	141,96
Erdgastankstellen	--	--	--	--	1,27	1,49
<b>Gesamtsumme</b>	<b>808,34</b>	<b>1042,17</b>	<b>877,54</b>	<b>1028,08</b>	<b>838,00</b>	<b>991,20</b>
	2005		2006		2007	
Kategorie	Abgabemengen der drei größten Unternehmen in TWh	Anteil an hochgerechneter Summe in Prozent	Abgabemengen der drei größten Unternehmen in TWh	Anteil an hochgerechneter Summe in Prozent	Abgabemengen der drei größten Unternehmen in TWh	Anteil an hochgerechneter Summe in Prozent
≤ 300 MWh/Jahr	90,03	26,27	92,43	27,08	79,57	24,26
> 300 ≤ 10.000 MWh/Jahr	36,23	27,44	28,20	23,61	25,72	22,18
> 10.000 ≤ 100.000 MWh/Jahr	182,29	41,21	34,40	31,90	30,96	28,54
> 100.000 MWh/Jahr			163,80	49,96	128,05	44,80
Gaskraftwerke	51,15	40,87	51,39	39,03	46,84	33,00
Erdgastankstellen	--	--	--	--	0,30	20,16
<b>Gesamt</b>	<b>312,56</b>	<b>29,99</b>	<b>317,36</b>	<b>30,87</b>	<b>260,89</b>	<b>26,32</b>

Tabelle 67: Anteile (Anhaltswerte) der jeweils drei größten Unternehmen 2007 nach Kundenkategorien Letztverbraucher gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten unter Verwendung der Dominanzmethode

## Grundversorgung

Die Großhändler und Lieferanten wurden befragt, welche Gasmengen sie innerhalb ihres Grundversorgungsnetzgebietes zu Allgemeinen Preisen / Allgemeinen Tarifen bzw. außerhalb Allgemeiner Preise / Allgemeiner Tarife an Letztverbraucher sowie Haushaltskunden liefern:

Kategorie	2007 Abgabemengen in TWh	2007 Abgabemengen zu Allgemeinen Preisen (Allgemeine Tarife) in TWh	Anteil an Abgabemenge in Kategorie in %
Haushaltskunden	199,60	72,34	36,24
Weitere Letztverbraucher	638,40	20,86	3,27
<b>Gesamt 2007</b>	<b>838,0</b>	<b>93,20</b>	<b>11,12</b>
Kategorie	2006 Abgabemengen in TWh	2006 Abgabemengen zu Allgemeinen Preisen (Allgemeine Tarife) in TWh	Anteil an Abgabemenge in Kategorie in %
Haushaltskunden	213,91	87,91	41,10
Weitere Letztverbraucher	669,61	37,80	5,65
<b>Gesamt 2006</b>	<b>883,52<sup>169</sup></b>	<b>125,71</b>	<b>14,23</b>

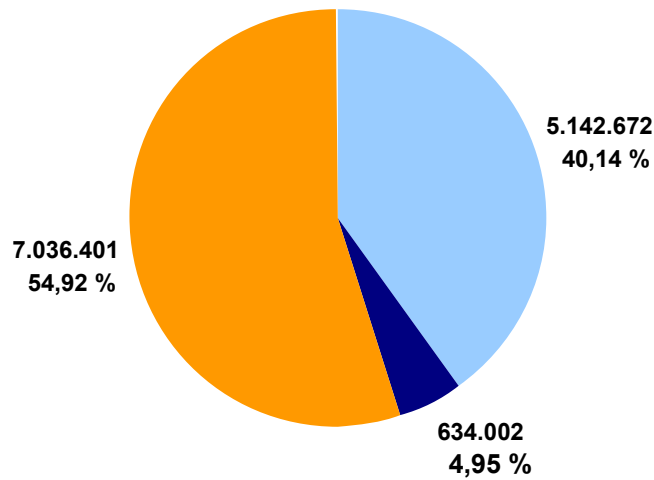
Tabelle 68: Abgabemengen Großhändler und Lieferanten zu den Konditionen Allgemeiner Preise (Allgemeiner Tarife) nach Kategorien

Festzuhalten ist, dass der Anteil der zu Allgemeinen Preisen / Allgemeinen Tarifen gelieferten Mengen rückläufig ist. Der Rückgang lässt aber noch nicht auf einen signifikant steigenden Wettbewerb im Haushaltskundenbereich schließen.

Die Anzahl von Letztverbrauchern, die zu den Konditionen der Allgemeinen Preise / Allgemeinen Tarife beliefert werden, ist rückläufig.

<sup>169</sup> Die Abweichung der Gesamtsumme der Abgabemenge mit einem Summenwert von 877,54 TWh in 2006 gemäß der o.g. Tabelle zur gesamten Gasabgabe an Letztverbraucher in Höhe von 883,52 TWh in 2006 basiert im Wesentlichen auf nicht übermittelten Daten für die Abgabemengen in den einzelnen Kategorien durch die antwortenden Großhändler und Lieferanten.

### Belieferung von Letztverbrauchern (Anzahl)



- zu den Konditionen der Allgemeinen Preise / Allgemeinen Tarife belieferte Haushaltskunden
- zu den Konditionen der Allgemeinen Preise / Allgemeinen Tarife belieferte weitere Letztverbraucher
- außerhalb der Allgemeinen Preise / Allgemeinen Tarife belieferte Letztverbraucher

Abbildung 72: Anzahl der belieferten Letztverbraucher zu Allgemeinen Preisen / Allgemeinen Tarifen gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Es wurde weiterhin ermittelt, welche Gasmengen die Grundversorger innerhalb ihres Grundversorgungsnetzgebietes zu Allgemeinen Preisen / Allgemeinen Tarifen bzw. außerhalb Allgemeiner Preise / Allgemeiner Tarife und welche Gasmengen sie außerhalb ihres Grundversorgungsnetzgebietes an Letztverbraucher sowie Haushaltskunden liefern.



### Belieferung von Letztverbrauchern (Menge)

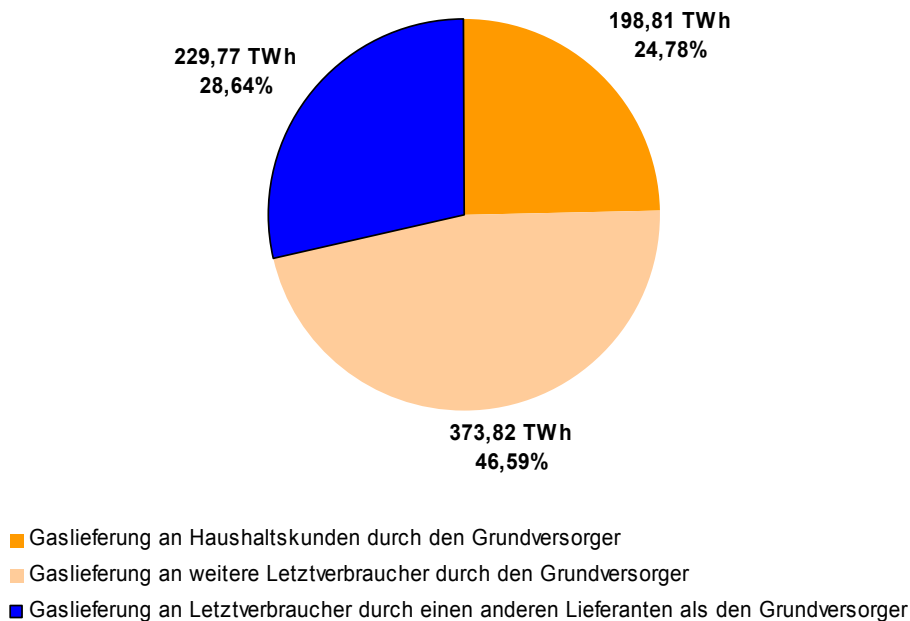


Abbildung 73: Belieferung von Letztverbrauchern durch den Grundversorger gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten<sup>170</sup>

Die Zahlen zeigen, dass der Wettbewerb in 2007 im Haushaltskundensegment noch nicht von alternativen Anbietern geführt wird. Zu beobachten ist jedoch eine zunehmende Hinwendung zu Sondervertragskonditionen beim Grundversorger.

#### 3.3.3.2 Lieferantenwechsel

##### 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 Entscheidung gibt rechtsverbindlich Inhalt und Ablauf von Geschäftsprozessen vor, die im Falle eines Wechsels des Gaslieferanten von den Marktbeteiligten zu vollziehen sind. Des Weiteren regelt sie den Austausch der erforderlichen Informationen in dem einheitlichen elektronischen Datenformat EDIFACT. Die Geschäftsprozesse und die festgelegten EDIFACT – Nachrichtentypen nach GeLi Gas sind ab dem 01.08.2008 bundesweit von allen Marktbeteiligten einheitlich anzuwenden.

Mit der Festlegung GeLi Gas und der einhergehenden Standardisierung der Prozesse und Datenformate sind im Jahr 2007 entscheidende Voraussetzungen für die Entstehung eines stärkeren Wettbewerbs mit entsprechenden Lieferalternativen für den Verbraucher geschaffen worden. In den letzten Jahren blieb die Möglichkeit zur freien Wahl des Gaslieferanten infolge wettbewerbshemmender Rahmenbedingungen des Gasmarktes, zumindest für Haushaltskunden, noch weitgehend ungenutzt.

<sup>170</sup> Die Abweichung der Gesamtsumme der Kategorien der belieferten Letztverbraucher zur Gesamtabgabemenge an Letztverbraucher (638 TWh) basiert auf nicht übermittelten Daten für die o.g. Kategorien der belieferten Letztverbraucher durch die Großhändler und Lieferanten.

### Wechselverfahren

Für den Berichtszeitraum 2007 gaben nahezu alle Netzbetreiber (97,1 Prozent der Verteilernetzbetreiber und 95 Prozent der Fernleitungsnetzbetreiber) an, grundsätzlich Lieferantenwechselverfahren durchzuführen. Gegenüber 2006 ist bei den VNB eine Steigerung des Anteils um 3,7 Prozentpunkte zu verzeichnen, wohingegen der Anteil bei den FNB im Vergleich zu 2006 in etwa gleich blieb. Lediglich ein Prozent der VNB und keiner der FNB gaben an, noch keinen Lieferantenwechsel abwickeln zu können. Keine Angaben machten zwei Prozent der VNB sowie fünf Prozent der FNB.

Mit der Festlegung GeLi Gas durch die Bundesnetzagentur wurden bundesweit einheitliche Geschäftsprozesse und Datenformate für den Lieferantenwechsel im Gasmarkt definiert und dem Adressatenkreis der Netzbetreiber zugestellt. Obwohl laut Beschluss eine verbindliche Umsetzung der Regelungen erst zum 01.08.2008 zu erfolgen hat, sollte mit der diesjährigen Monitoringabfrage bereits eine tendenzielle Bewertung der Orientierung an den festgelegten Prozessen erfolgen.

Von den durch die VNB im Jahr 2007 insgesamt durchgeführten Lieferantenwechselverfahren bei Letztverbrauchern wurden 107.356 Verfahren nach Verfahrensarten differenziert angegeben. Die Verteilung der Gesamtanzahl Lieferantenwechselverfahren auf die verschiedenen Verfahrensarten zeigt die folgende Abbildung:

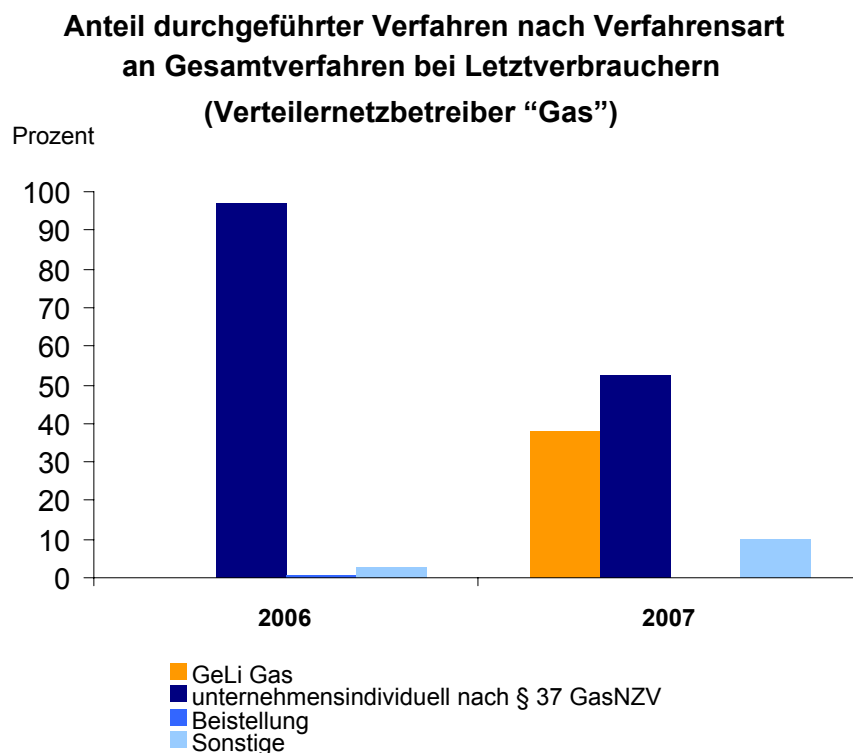


Abbildung 74: Anteil durchgeführter Verfahren nach Verfahrensart an Gesamtverfahren bei Letztverbrauchern (VNB)

Gegenüber dem Jahr 2006 zeigt sich, dass sich der große Anteil der unternehmensindividuellen Verfahren nach § 37 GasNZV (97,1 Prozent) im Jahr 2007 durch das Angebot der zusätzlichen Verfahrenskategorie aufspaltet. Die VNB gaben an, sich bei der Abwicklung von 38 Prozent der im Jahr 2007 durchgeführten Verfahren bereits an den Vorgaben der GeLi Gas orientiert zu haben. Bei 52,2 Prozent der durchgeführten Verfahren handelt es sich dagegen noch um unternehmensindividuelle Verfahren, die zwar an die Grundsätze des

§ 37 GasNZV anknüpfen, jedoch noch nicht die Anforderungen einer Standardisierung und einer größtmöglichen Automatisierung erfüllen. Die Beistellung spielte 2007, wie auch schon im Jahr 2006, keine Rolle mehr. 9,7 Prozent der Verfahren wurden durch die VNB in die Kategorie „Sonstige“ (z.B. Lieferantenwechsel nach Verbändevereinbarung II) eingeordnet.

Die folgende Abbildung zeigt, dass die Verfahrensarten „GeLi Gas“ und „Beistellung“ sowohl 2006 und 2007 bei den FNB keine Rolle spielten. Dagegen ist als Ergebnis der diesjährigen Monitoringabfrage gegenüber 2006 eine Steigerung des Anteils an unternehmensindividuellen Verfahren nach § 37 GasNZV von 70,4 Prozent auf 91,4 Prozent zu verzeichnen. Einen deutlich geringeren Stellenwert (8,6 Prozent) nimmt die Verfahrensart „sonstige Verfahren“ ein. Im Berichtsjahr 2006 waren es noch 30 Prozent.

**Anteil durchgeführter Verfahren nach Verfahrensart an Gesamtverfahren bei Letztverbrauchern (FNB)**

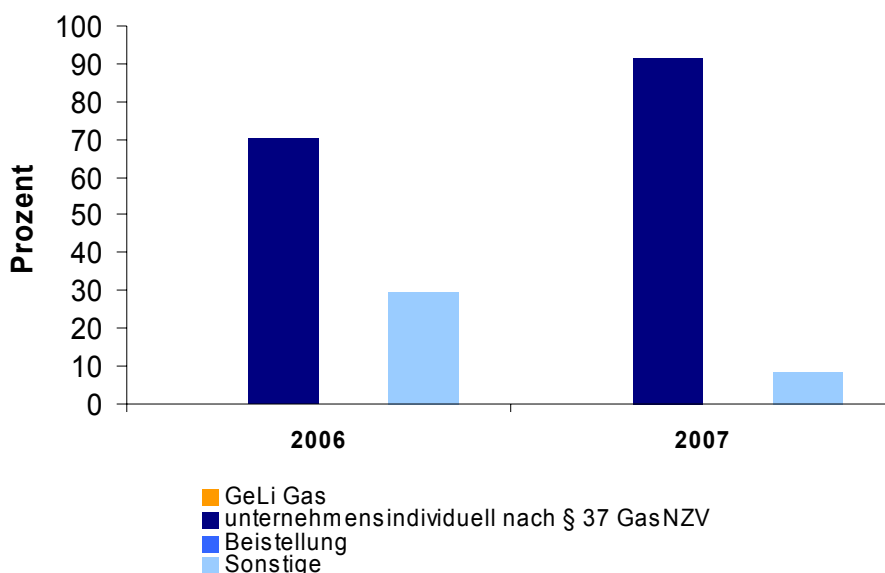


Abbildung 75: Anteil durchgeführter Verfahren nach Verfahrensart an Gesamtverfahren bei Letztverbrauchern (FNB)

Zusammenfassend ist in Bezug auf die Arten der Lieferantenwechselverfahren festzustellen, dass sich VNB angesichts der seit 2006 für den Lieferantenwechsel geltenden gesetzlichen Vorgaben und der in 2007 veröffentlichten Festlegung GeLi Gas zunehmend mit der geforderten Entwicklung und Implementierung einheitlicher Prozesse beschäftigen. Bei den FNB herrschen hier noch unternehmensindividuelle Regelungen vor.

Die Bereitschaft, die Abwicklung der Lieferantenwechselprozesse an einen externen Dienstleister auszugliedern, ist bei den VNB gegenüber 2006 gestiegen. 28,3 Prozent (2006: 14,4 Prozent) geben an, einen Dienstleister für die Abwicklung der Lieferantenwechselprozesse beauftragt zu haben. Die überwiegende Mehrheit der Netzbetreiber hat auch in 2007 keine Ausgliederung in Erwägung gezogen.

#### Datenformate

Für die Gewährleistung eines massengeschäftstauglichen Lieferantenwechselprozesses sieht § 37 Abs. 1 GasNZV die Verwendung eines einheitlichen Formates als Voraussetzung der angestrebten größtmöglichen Automatisierung (§ 37 Abs. 2 GasNZV) bei der Bearbeitung von Kundendaten zwischen den Netzbetreibern und Transportkunden vor.

Die Datenerhebung zum Monitoring 2008 zeigt, wie auch in den vergangenen Jahren, dass für die Übertragung von Stamm- bzw. Geschäftsdaten in der Gaswirtschaft nach wie vor eine Vielzahl unterschiedlicher Datenformate zur Abwicklung des Informationsaustausches verwendet wurde. Insbesondere bei den FNB zeigt sich deutlich, dass einzelne Datenformate nicht singular genutzt werden, sondern eine Mehrfachnutzung vorherrschend ist. Mehrere Datenformate kamen bei 86 Prozent der FNB und 24 Prozent der VNB zum Einsatz.

Die vorliegenden Auswertungsergebnisse zeigen gegenüber dem Berichtszeitraum 2006, dass die Verwendung von elektronischen Datenformaten bei den VNB deutlich zugenommen hat. Lediglich drei Prozent der ausgewerteten Unternehmen (Anzahl: 597) gaben an, keine elektronischen Datenformate zu nutzen. Allerdings sind die Zuwächse insbesondere bei den Formaten aus Tabellenkalkulationsprogrammen zu verzeichnen, nur in geringem Maße bei den zukünftig für Datenaustausch bei Lieferantenwechsel und Bilanzierung gültigen EDI-FACT-Formaten.

	VNB in %	FNB in %
EDIFACT inkl. Edigas-Formate	9,5 (+6,6)	20,0 (-4,1)
Tabellenkalkulations-/CSV-Formate	70,4 (+16,0)	20,0 (-7,6)
Formate aus PC-Standardanwendungen	11,7 (-9,4)	25,0 (+0,9)
XML-Formate	2,1 (+0,6)	15,0 (-5,7)
Spezifische EDM-Formate	1,3 (+0,8)	0 (+/-0)
Sonstige	2,1 (-0,8)	15,0 (+15,0)
Keine elektronischen Datenformate	3,0 (-13,7)	5,0 (+1,6)

Tabelle 69: Verwendete Datenformate bei der Übertragung von Stamm- bzw. Geschäftsdaten  
(Veränderung als Prozentpunkte zu den Monitoringergebnissen 2006 in Klammern)

Bei den FNB zeigen die Ergebnisse keine wesentlichen Veränderungen gegenüber der Datenerhebung zu 2006. Gegenüber den VNB ist insgesamt nach wie vor eine stärkere Diversifizierung in Bezug auf die Verwendung der Datenformate festzustellen, bei der gleichzeitig die Nutzung von Nachrichtentypen des EDIFACT-<sup>171</sup> bzw. Edigas-Standards sowie des XML-<sup>172</sup> Formats gegenüber den VNB einen deutlich höheren Stellenwert einnimmt. Die sich gegenüber der letzten Erhebung ergebenden Veränderungen resultieren darüber hinaus auch aus der angestiegenen Mehrfachbenutzung von Datenformaten, so dass gegenwärtig keine signifikante Trendumkehr zu verzeichnen ist.

Bezüglich der verwendeten Übertragungsmedien für die Übermittlung von Stamm- bzw. Geschäftsdaten ist bei den VNB ein starker Zuwachs bei der Nutzung von E-Mails als Übertragungsmedium von Informationen zu verzeichnen. Konventionelle Medien wie Fax und Brief gehen gleichzeitig deutlich in ihrer Bedeutung zurück. Vor dem Hintergrund, dass die Mehrfachnutzung von Kommunikationsmitteln im Erhebungszeitraum zurückgegangen ist (VNB ca. 25 Prozent (2006: 47 Prozent), FNB: ca. 60 Prozent (2006: 85 Prozent)), dokumentieren die vorliegenden Ergebnisse erstmals die stark dominierende Stellung der E-Mailnutzung in den Unternehmen. Diese Aussage trifft zwar auch auf die FNB zu, wie bereits bei

<sup>171</sup> (UN)/EDIFACT: (United Nations) Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport.

<sup>172</sup> XML: Extensible Markup Language.

den verwendeten Nachrichtenformaten zeigt sich aber auch bei Übertragungsmedien derzeit noch eine stärkere Diversifizierung, bei der nach wie vor auch auf eine netzwerk- bzw. serverorientierte Übermittlung zurückgegriffen wird. Die derzeit stark angestiegene Nutzung der FAX-Übertragung bei FNB erscheint vor dem Hintergrund einer ggf. vermehrt notwendigen Übermittlung von Vertragsinhalten durchaus plausibel, wenn sie auch insgesamt dem Trend hin zu einer EDV-Übermittlung entgegenläuft.

	VNB in %	FNB in %
Brief	16,9 (-11,9)	19,4 (-5,6)
Fax	7,5 (-14,2)	19,4 (+19,4)
E-Mail (Internet)	74,6 (+25,9)	41,7 (-8,3)
X.400/Telebox400	0,1 (+0,1)	0 (+/-0)
FTP (File Transfer Protocol)	0,4 (+/-0)	11,1 (-3,2)
Sonstige (z.B. VAN (Value added network))	0,5 (+0,1)	8,3 (-2,4)

Tabelle 70: Verwendete Übertragungsmedien bei der Übermittlung von Stamm- bzw. Geschäftsdaten (Veränderung als Prozentpunkte zu den Monitoringergebnissen 2006 in Klammern)

Im Ergebnis ist festzustellen, dass sich auch bei den VNB eine elektronische Übermittlung zunehmend als Standardübertragungsform durchsetzt. Insgesamt bleiben in der Gaswirtschaft aber konventionelle Übertragungsformen in größerem Umfang relevant. Die Nutzung eines einheitlichen Datenformats für die Übertragung von Stamm- bzw. Geschäftsdaten der Marktbeteiligten ist auch im Jahr 2007 noch nicht zu verzeichnen. Der in der Konsequenz hieraus resultierende erhöhte Koordinations- und Bearbeitungsaufwand im Datenaustausch steht nach wie vor der geforderten größtmöglichen Automatisierung entgegen.

#### Lieferantenwechsellmengen und -quoten (Netzbetreiber)

Unter Lieferantenwechsel versteht man 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.

Die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten Daten beruhen bei den VNB auf Angaben zu Lieferantenwechseln von insgesamt 594 von 608 antwortenden Unternehmen. Bei den FNB wurden Lieferantenwechsel durch insgesamt sieben von 19 antwortenden Unternehmen gemeldet. Insgesamt beruhen die Angaben auf 132.930 Lieferantenwechseln in 2007 im Vergleich zu 8.871 Lieferantenwechseln für das Jahr 2006.

Kategorie	Lieferantenwechsel VNB in TWh	Lieferantenwechsel FNB in TWh	Lieferanten- wechsel VNB + FNB in TWh
≤ 300 MWh/Jahr	3,51	0,00	3,51
> 300 ≤ 10.000 MWh/Jahr	1,38	0,50	1,88
> 10.000 ≤ 100.000 MWh/Jahr	5,37	0,54	5,91
> 100.000 MWh/Jahr	6,35	6,58	12,93
Gaskraftwerke	6,27	2,99	9,26
Erdgastankstellen	0,01	0,00	0,01
<b>Gesamt</b>	<b>22,89</b>	<b>10,61</b>	<b>33,5</b>

Tabelle 71: Lieferantenwechsel Letztverbraucher in 2007 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und FNB

Die nachfolgende Tabelle verdeutlicht die Entwicklung der Lieferantenwechsel im Vergleich zu 2006.

Kategorie	2006 Lieferanten- wechsel in TWh	Anteil an Auspeise- menge in Kategorie in %	2007 Lieferanten- wechsel in TWh	Anteil an Auspeise- menge in Kategorie in %
≤ 300 MWh/Jahr	0,14	0,04	3,51	1,23
> 300 ≤ 10.000 MWh/Jahr	0,46	0,41	1,88	1,78
> 10.000 ≤ 100.000 MWh/Jahr	3,31	3,30	5,91	6,20
> 100.000 MWh/Jahr	7,63	2,65	12,93	4,76
Gaskraftwerke	0,20	0,18	9,26	8,06
Erdgastankstellen	-	-	0,01	0,41
<b>Gesamt</b>	<b>11,74</b>	<b>1,25</b>	<b>33,5</b>	<b>3,79</b>

Tabelle 72: Lieferantenwechsel Letztverbraucher in 2006 und 2007 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und FNB

Das Gesamtvolumen der Lieferantenwechsel von 33,5 TWh (2006: 11,74 TWh) bezogen auf die Gesamtauspeisemenge (FNB und VNB) von 882,98 TWh, führt zu einer durchschnittlichen Wechselquote von 3,79 Prozent (2006: 1,25 Prozent).

In allen Kategorien lässt sich eine Steigerung der Lieferantenwechsel beobachten. Insbesondere bei den Gaskraftwerken ist die gewechselte Menge stark gestiegen und liegt bei 33,5 TWh (0,202 TWh in 2006). In der Kategorie Haushalts- und Gewerbekunden ( $\leq 300$  MWh/Jahr) ist ein Anstieg der Lieferantenwechsel von 0,14 TWh in 2006 auf 3,51 TWh in 2007 zu verzeichnen.

#### Lieferantenwechsel (Mengen) bei Haushaltskunden

Die bei den VNB zusätzlich erfragten Lieferantenwechselmengen von Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG lagen im Jahr 2007 bei einer Ausspeisemenge in diesem Segment von 221,53 TWh bei 2,23 TWh. Dies ergibt eine Quote von 1,01 Prozent, welche leicht unter der Lieferantenwechselquote in der Kategorie „ $\leq 300$  MWh/Jahr“ mit 1,22 Prozent liegt.

#### Lieferantenwechsel (Anzahl) Netzbetreiber

Mit den Fragebögen an die VNB und FNB wurden erstmalig auch Daten über die Anzahl von Letztverbrauchern und Lieferantenwechsel der Letztverbraucher erhoben. Ebenfalls aufgeführt ist die auf die Anzahl bezogene Wechselquote.

Kategorie	2007 Anzahl Letztverbraucher	2007 Anzahl Lieferantenwechsel	Anteil Anzahl Lieferantenwechsel an Anzahl Letztverbraucher in %
$\leq 300$ MWh/Jahr	12.983.869	131.419	1,01
$> 300 \leq 10.000$ MWh/Jahr	136.693	1.215	0,89
$> 10.000 \leq 100.000$ MWh/Jahr	34.318	239	0,70
$> 100.000$ MWh/Jahr	1.165	49	4,20
Gaskraftwerke	808	27	3,34
Erdgastankstellen	827	4	0,48
<b>Gesamt</b>	<b>13.157.680</b>	<b>132.953</b>	<b>1,01</b>

Tabelle 73: Anzahl Letztverbraucher und Anzahl Lieferantenwechsel in 2007 differenziert nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und FNB

Die anzahlbezogenen Wechselquoten gleichen sich tendenziell den mengenbezogenen Wechselquoten an. Abweichungen sind teilweise durch unvollständige Angaben der Unternehmen bedingt.

#### Lieferantenwechsel (Anzahl) bei Haushaltskunden

Ebenfalls erstmalig wurde nach der Anzahl solcher Lieferantenwechsel gefragt, bei welchem ein Haushaltskunde bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger wählt und diese zusätzlich mit bei den Lieferantenwechseln von Haushaltskunden berücksichtigt. In Addition ergeben der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden, die bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger wählen (3.875) und die Anzahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden in Höhe von 100.719 (2006: 5.688) die neu ermittelte Anzahl der gesamten Lieferantenwechsel von Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG von 104.594 in 2007.

### Übertragung von Kapazitäten auf den neuen Lieferanten (Rucksackprinzip)

Unter den Voraussetzungen des § 9 Abs. 7 GasNZV kann der neue Lieferant die Übertragung von Kapazitäten des Altlieferanten verlangen. Insgesamt haben im Berichtszeitraum 31 Lieferanten in 1.034 Fällen die Übertragung von Kapazitäten angefragt. Fünf Lieferanten antworteten, dass die Übertragung in insgesamt 49 Fällen abgelehnt wurde.

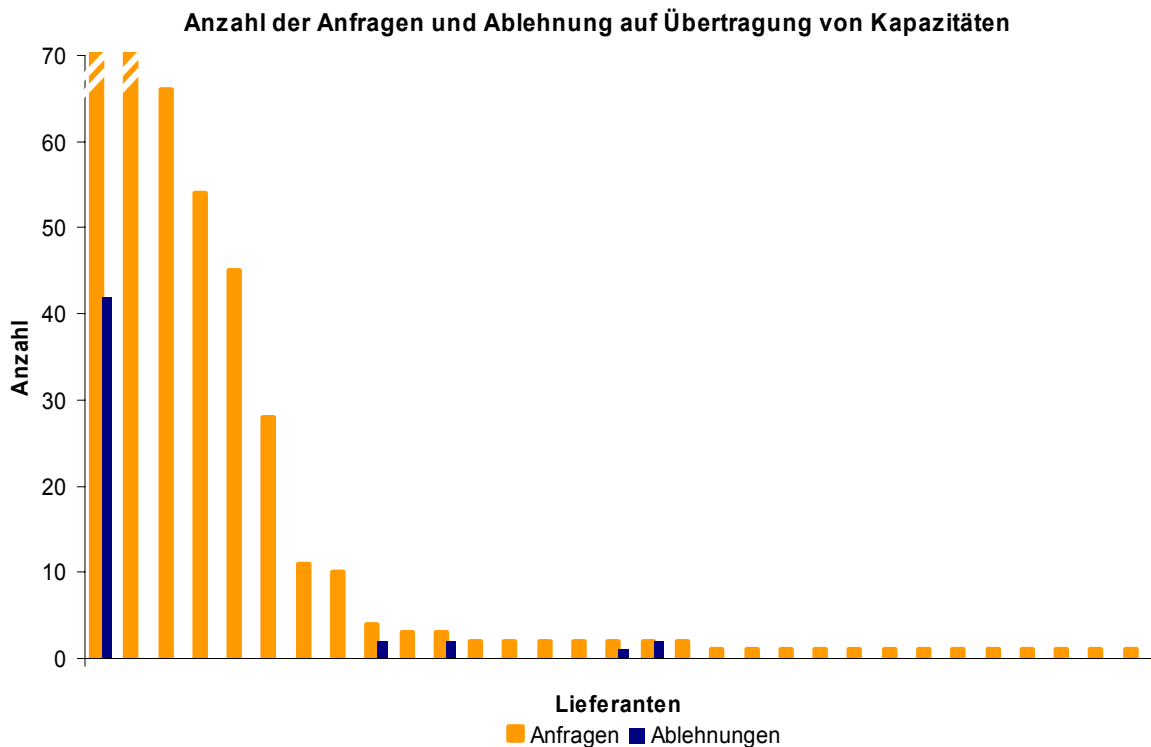


Abbildung 76: Anzahl der Anfragen und Ablehnung auf Übertragung von Kapazitäten gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Dabei entfielen auf die beiden Lieferanten, die die meisten Anfragen auf Kapazitätsübertragung gestellt haben, jeweils einige hundert Anfragen. Aus Gründen der Wahrung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen wurden diese beiden Säulen im Diagramm nur teilweise abgebildet.

### **3.3.3.3 Entwicklung der Gaspreise im Einzelhandelsbereich**

Mit der Monitoringabfrage 2008 wurden die Großhändler und Lieferanten angefragt, das aktuelle durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau ihres Unternehmens (Preisstand 01.04.2008) in ct/kWh für die aufgeführten Kundenkategorien gemäß Eurostat-Definition mitzuteilen. Hierbei sollten sämtliche fixen und variablen Preisbestandteile, wie Arbeitspreis, Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis etc., die dem Letztverbraucher in Rechnung gestellt werden, berücksichtigt werden. Weiterhin war eine geschätzte Aufteilung in durchschnittliches Nettonetzentgelt inkl. Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb, durchschnittliche Konzessionsabgabe sowie durchschnittliche Steuern (Gas- und Umsatzsteuer) anzugeben. Der Wert der Position *Energiebeschaffung und Vertrieb*, die auch die Marge des Lieferanten enthält, errechnet sich aus der Subtraktion der Netzentgelte, Konzessionsabgabe und Steuern vom Gesamtpreis.



Das aktuelle Einzelhandelspreisniveau war für die drei Eurostat-Kundenkategorien I4-1, I1 und D3 aufzuführen.<sup>173</sup>

Bei der Ermittlung des mengengewichteten Mittelwertes wurde für den Preisstand zum 01.04.2008 der Mittelwert unter Berücksichtigung der Abgabemenge an Letztverbraucher des jeweiligen Unternehmens in der dazugehörigen Kundenkategorie in 2007 gemäß der Einteilung in Tabelle 64 (Auspeisemengen) berechnet. Dabei wurde der Abnahmefall I4-1 (Industriekunden) den Kategorien „> 100.000 MWh/Jahr“ sowie „Gaskraftwerke“ und die Abnahmefälle I1 (Gewerbliche Kunden) und D3 (Haushaltskunden) der Kategorie „≤ 300 MWh/Jahr“ zugeordnet.

Die folgenden vier Tabellen beinhalten Angaben, die sich auf das Netzgebiet beziehen, in dem das antwortende Unternehmen die Grundversorgung mit Gas durchführt.

In der Kategorie I4-1 (Industriekunden) hat die Auswertung der Antworten von 123 Unternehmen (arithmetischer Mittelwert) bzw. 81 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) zu dem in der nachstehenden Tabelle dargestellten Ergebnis geführt.<sup>174</sup>

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in %	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in %
Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	0,25 (0,22)	5,18 (4,81)	0,21 (0,17)	4,64 (3,90)
Energiebeschaffung und Vertrieb	3,27 (3,11)	67,70 (68,88)	3,06 (2,91)	67,55 (68,83)
Konzessionsabgabe <sup>175</sup>	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)
Steuern (Erdgassteuer inkl. Nachlässe und Umsatzsteuer)	1,31 (1,19)	27,12 (26,31)	1,26 (1,15)	27,81 (27,26)
<b>Gesamtpreis<sup>176</sup></b>	<b>4,87 (4,52)</b>	<b>100</b>	<b>4,52 (4,23)</b>	<b>100</b>

Tabelle 74: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau im Netzgebiet der Grundversorgung bezogen auf das Netzgebiet, in dem das antwortende Unternehmen die Grundversorgung mit Gas durchführt. Preisstand 01.04.2008 (fixe und variable Preisbestandteile) für Eurostat-Kundenkategorie I4-1 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten (Angaben mit Stand 01.04.2007 in Klammern)

<sup>173</sup>Dieses liegen folgende Definitionen zu Grunde:

I4-1: Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 116.370.800 kWh/Jahr und einer Benutzungsdauer von 250 Tagen (4.000 Stunden)

I1: Gewerbliche Kunden mit einem Jahresverbrauch von 116.371 kWh/Jahr, keiner vorgeschriebenen Benutzungsdauer, ggf. 115 -120 Tage

D3: Haushaltskunden (Haushaltsbedarf) mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh/Jahr (Ausstattung: Kochen, Warmwasserbereitung, und Zentralheizung). Dieser Abnahmefall wurde differenziert nach „Allgemeinen Preisen“ und „außerhalb der Grundversorgung“ abgefragt, dargestellt werden hier im Folgenden die „Allgemeinen Preise“.

<sup>174</sup> 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.

<sup>175</sup> Lieferungen in dieser Abnahmekategorie sind nicht konzessionsabgabepflichtig (§ 2 Abs. 5 KAV).

<sup>176</sup> Auftretende Differenzen zwischen der Summe der einzelnen Preisbestandteile und den angegebenen Gesamtpreisen basieren auf Rundungen.

In der Kategorie I1 (Gewerbliche Kunden) hat die Auswertung der Antworten von 474 Unternehmen (arithmetischer Mittelwert) bzw. 463 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) zu dem in der nachstehenden Tabelle dargestellten Ergebnis geführt.

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in %	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in %
Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	1,09 (0,98)	17,81 (16,72)	1,00 (0,93)	16,53 (16,25)
Energiebeschaffung und Vertrieb	3,45 (3,37)	56,37 (57,51)	3,51 (3,34)	58,02 (58,29)
Konzessionsabgabe	0,08 (0,09)	1,31 (1,54)	0,05 (0,06)	0,83 (0,98)
Steuern (Erdgassteuer inkl. Nachlässe und Umsatzsteuer)	1,50 (1,42)	24,51 (24,23)	1,49 (1,40)	24,62 (24,49)
<b>Gesamtpreis<sup>177</sup></b>	<b>6,09 (5,88)</b>	<b>100</b>	<b>6,06 (5,74)</b>	<b>100</b>

Tabelle 75: Durchschnittliches Einzelhandelspreinsniveau bezogen auf das Netzgebiet, in dem das antwortende Unternehmen die Grundversorgung mit Gas durchführt. Preisstand 01.04.2008 (fixe und variable Preisbestandteile) für Eurostat-Kundenkategorie I1 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten (Angaben mit Stand 01.04.2007 in Klammern)

Die Auswertung der Antworten zu den Fragebögen an Großhändler und Lieferanten für die Belieferung mit Allgemeinen Preisen (Allgemeinen Tarifen) in der Kategorie D3 (Haushaltskunden) hat zu dem in der folgenden Tabelle dargestellten Ergebnis geführt.

Die Auswertung basiert dabei jeweils auf den Angaben von 496 Unternehmen (arithmetischer Mittelwert sowie mengengewichteter Mittelwert).

<sup>177</sup> Auftretende Differenzen zwischen der Summe der einzelnen Preisbestandteile und den angegebenen Gesamtpreisen basieren auf Rundungen.

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in %	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in %
Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	1,36 (1,26)	19,71 (19,08)	1,26 (1,20)	18,26 (18,23)
Energiebeschaffung und Vertrieb	3,66 (3,56)	53,04 (53,90)	3,74 (3,58)	54,20 (54,61)
Konzessionsabgabe	0,26 (0,24)	3,77 (3,70)	0,27 (0,24)	3,91 (3,68)
Steuern (Erdgassteuer inkl. Nachlässe und Umsatzsteuer)	1,62 (1,54)	23,48 (23,32)	1,63 (1,54)	23,63 (23,49)
<b>Gesamtpreis<sup>178</sup></b>	<b>6,90</b> <b>(6,61)</b>	<b>100</b>	<b>6,90</b> <b>(6,57)</b>	<b>100</b>

Tabelle 76: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau bezogen auf das Netzgebiet, in dem das antwortende Unternehmen die Grundversorgung mit Gas durchführt. Preisstand 01.04.2008 (fixe und variable Preisbestandteile) für Eurostat-Kundenkategorie D3 (Allgemeine Preise / Allgemeiner Tarif) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten. (Angaben mit Stand 01.04.2007 in Klammern)

Darüber hinaus führte die Auswertung der eingegangenen Daten für die Kategorie D3 (Haushaltskunden) bei einer Belieferung mit Konditionen außerhalb der Grundversorgung zu dem in der folgenden Tabelle aufgeführten Ergebnis. Für diese Auswertung wurden die Antworten von 448 (arithmetischer Mittelwert) bzw. 435 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) einbezogen.

<sup>178</sup> Auftretende Differenzen zwischen der Summe der einzelnen Preisbestandteile und den angegebenen Gesamtpreisen basieren auf Rundungen.

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in %	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in %
Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	1,36 (1,27)	20,67 (20,00)	1,29 (1,19)	19,85 (19,10)
Energiebeschaffung und Vertrieb	3,56 (3,48)	54,10 (54,80)	3,58 (3,49)	55,08 (55,87)
Konzessionsabgabe	0,09 (0,10)	1,37 (1,57)	0,06 (0,07)	0,92 (1,14)
Steuern (Erdgassteuer inkl. Nachlässe und Umsatzsteuer)	1,57 (1,50)	23,86 (23,62)	1,57 (1,49)	24,15 (23,90)
<b>Gesamtpreis</b>	<b>6,57 (6,35)</b>	<b>100</b>	<b>6,51 (6,25)</b>	<b>100</b>

Tabelle 77: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau bezogen auf das Netzgebiet, in dem das antwortende Unternehmen die Grundversorgung mit Gas durchführt. Preisstand 01.04.2008 (fixe und variable Preisbestandteile) für Eurostat-Kundenkategorie D3 (außerhalb Grundversorgung) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas (Angaben mit Stand 01.04.2007 in Klammern)

Die folgenden drei Tabellen beinhalten Angaben zum Preisniveau, die sich auf das Netzgebiet beziehen, in dem das antwortende Unternehmen nicht die Grundversorgung mit Gas durchführt.

Die Abfrage des Preisstandes außerhalb des Grundversorgungsgebietes erfolgte für das Berichtsjahr zum ersten Mal, daher wird nur der Preisstand zum 01.04.2008 ausgewiesen.

In der Kategorie I4-1 (Industriekunden) hat die Auswertung der Antworten von sieben Unternehmen (arithmetischer Mittelwert) bzw. sechs Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) zu dem in der nachstehenden Tabelle dargestellten Ergebnis geführt.<sup>179</sup>

<sup>179</sup> 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.

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in %	Mengen-gewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in %
Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	0,25	6,01	0,15	4,44
Energiebeschaffung und Vertrieb	2,75	66,11	2,07	61,24
Konzessionsabgabe <sup>180</sup>	-	-	-	-
Steuern (Erdgassteuer inkl. Nachlässe und Umsatzsteuer)	1,16	27,88	1,16	34,32
<b>Gesamtpreis<sup>181</sup></b>	<b>4,16</b>	<b>100</b>	<b>3,38</b>	<b>100</b>

Tabelle 78: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau bezogen auf das Netzgebiet, in dem das antwortende Unternehmen nicht die Grundversorgung mit Gas durchführt. Preisstand 01.04.2008 (fixe und variable Preisbestandteile) für Eurostat-Kundenkategorie I4-1 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten<sup>182</sup>

In der Kategorie I1 (Gewerbliche Kunden) hat die Auswertung der Antworten von 30 Unternehmen (arithmetischer Mittelwert) bzw. 28 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) zu dem in der nachstehenden Tabelle dargestellten Ergebnis geführt.

<sup>180</sup> Lieferungen in dieser Abnahmekategorie sind nicht konzessionsabgabepflichtig (§ 2 Abs. 5 KAV).

<sup>181</sup> Auftretende Differenzen zwischen der Summe der einzelnen Preisbestandteile und den angegebenen Gesamtpreisen basieren auf Rundungen.

<sup>182</sup> Werte wurden in 2008 erstmalig erhoben; daher entfällt der Vorjahresvergleich.

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in %	Mengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in %
Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	1,15	19,26	1,11	18,47
Energiebeschaffung und Vertrieb	3,32	55,61	3,49	58,07
Konzessionsabgabe	0,06	1,01	0,03	0,50
Steuern (Erdgassteuer inkl. Nachlässe und Umsatzsteuer)	1,44	24,12	1,38	22,96
<b>Gesamtpreis<sup>183</sup></b>	<b>5,73</b>	<b>100</b>	<b>6,01</b>	<b>100</b>

Tabelle 79: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau bezogen auf das Netzgebiet, in dem das antwortende Unternehmen nicht die Grundversorgung mit Gas durchführt. Preisstand 01.04.2008 (fixe und variable Preisbestandteile) für Eurostat-Kundenkategorie I1 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Darüber hinaus führte die Auswertung der eingegangenen Daten für die Kategorie D3 (Haushaltskunden) zu dem in der folgenden Tabelle aufgeführten Ergebnis. Für diese Auswertung wurden die Antworten von 38 (arithmetischer Mittelwert) bzw. 37 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) einbezogen.

<sup>183</sup> Auftretende Differenzen zwischen der Summe der einzelnen Preisbestandteile und den angegebenen Gesamtpreisen basieren auf Unternehmensangaben, bei denen die angegebenen Gesamtpreise teilweise nicht mit der Summe der Einzelwerte übereinstimmen.

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in %	Mengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in %
Nettonetzentgelt inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	1,47	22,90	1,31	20,44
Energiebeschaffung und Vertrieb	3,38	52,64	3,63	56,63
Konzessionsabgabe	0,08	1,25	0,05	0,78
Steuern (Erdgassteuer inkl. Nachlässe und Umsatzsteuer)	1,49	23,21	1,42	22,15
<b>Gesamtpreis</b>	<b>6,28</b>	<b>100</b>	<b>6,41</b>	<b>100</b>

Tabelle 80: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau bezogen auf das Netzgebiet, in dem das antwortende Unternehmen nicht die Grundversorgung mit Gas durchführt. Preisstand 01.04.2008 (fixe und variable Preisbestandteile) für Eurostat-Kundenkategorie D3 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

### 3.3.3.4 Einflussfaktoren Gaspreis

Die nicht individuell abgeschlossenen standardisierten Gastarife für Privat- und Kleingewerbekunden beinhalten keine Anbindung an den Ölpreis, jedoch Preisanpassungsklauseln für den Arbeitspreis, die durch entsprechende Gastariferhöhungen in Anteilen dem Preisverlauf des leichten Heizöls folgen. Die Gaspreise der Tarifkunden setzen sich aus Arbeitspreis und Grundpreis zusammen. Der Grundpreis ist - ähnlich dem Leistungspreis - das Entgelt für das dem Kunden eingeräumte Recht, die Versorgungseinrichtung und -leistung ohne zeitliche Einschränkung in Anspruch zu nehmen.

### 3.3.3.5 Bewertung des Lieferantenwechselverhaltens sowie der Preisentwicklung

Während der Wettbewerb zwischen Gasversorgern bei den Industriekunden schon heute eine nennenswerte Größenordnung erreicht (die Wechselrate lag hier bei ca. 5 Prozent im Jahr 2007), liegt sie für Haushaltskunden bei nur ca. 1 Prozent im Jahr 2007. Zwar haben Haushaltskunden bereits heute die Möglichkeit, in der Regel mindestens einen alternativen Anbieter zum bisherigen Versorger zu wählen. Allerdings kann gegenwärtig noch nicht von einem flächendeckenden Wettbewerb im Gasbereich gesprochen werden.

Die Bundesnetzagentur hat mit den Festlegungen zum Lieferantenwechsel (GeLi Gas) sowie zum Bilanzierungssystem (GABi Gas) die erforderlichen Vorgaben für mehr Wettbewerb geschaffen. Es ist davon auszugehen, dass mit der Implementierung dieser massengeschäftstauglichen Prozesse zum 01.08 bzw. 01.10.2008 eine spürbare Belebung des Wettbewerbs um Haushaltskunden im Gasbereich eintreten wird.

Die Preisentwicklung im letzten Jahr (01.04.2007 - 01.04.2008) zeigte in allen Abnahmefällen nach oben. Aufgrund der zeitlich versetzten Preisentwicklung zum Ölpreis ist nicht davon auszugehen, dass sich diese Tendenz innerhalb des nächsten Jahres ändern wird. Im Gegenteil; im Vergleich zum Erhebungstichtag (01.04.2008) für das Einzelhandelspreisniveau wird ein noch stärkerer Preisanstieg für das nächste Jahr erwartet. Eine Entlastung durch ein Absenken der Netzentgelte wie im letzten Berichtsjahr war trotz substanzieller Kürzungen der Bundesnetzagentur gegenüber den eingereichten Entgeltanträgen nicht zu beobachten. Die Netzentgelte sind auch aufgrund einer rückläufigen gesamten deutschlandweiten Verbrauchsmenge absolut sogar leicht angestiegen.

Die Bundesnetzagentur fordert die Verbraucher auf, die bereits bestehenden, wenn auch im Haushaltskundenbereich noch nicht sehr zahlreichen Wechselmöglichkeiten aktiv zu nutzen. Denn Verbraucher haben die Möglichkeiten, ihre Energiekosten im Gasbereich zu senken. So sollte zunächst die Möglichkeit eines Wechsels zu einem günstigeren Wettbewerber geprüft werden. Es ist festzustellen, dass das Preisniveau von Anbietern außerhalb ihres eigenen Grundversorgungsgebietes nach den Ergebnissen der Monitoringabfrage im Durchschnitt betrachtet über alle Abnahmefälle stets günstiger ist als das Preisniveau der etablierten Versorger. Dies ist ein starkes Signal, dass es sich lohnt, die Vertragskonditionen der Wettbewerber genau zu studieren und einen Wechsel in Erwägung zu ziehen.

Die Ergebnisse des Monitoring 2008 zeigen aber auch deutlich, dass besonders diejenigen Kunden, die noch zu Allgemeinen Preisen/Allgemeinen Tarifen mit Gas versorgt werden, einen deutlich höheren Preis zahlen als die Sondervertragskunden. Somit ist auch der Vertragswechsel zu einem günstigeren Angebot des bestehenden Versorgers eine durchaus überlegenswerte Option, insbesondere, wenn es aus Kundensicht einmal kein hinreichend attraktives Angebot eines Wettbewerbers geben sollte.

### **3.3.3.6 Maßnahmen zur Vermeidung des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung**

Auf dem Markt für die Belieferung von Standardlastprofilkunden, d.h. nicht leistungsgemessenen Letztverbrauchern, mit Erdgas hat das Bundeskartellamt zu Beginn des Jahres 2008 Missbrauchsverfahren gegen 35 Gasversorger wegen des Verdachts missbräuchlich überhöhter Gaspreise für Haushalts- und Gewerbekunden eingeleitet. Eine vorangegangene bundesweite Untersuchung der Gaspreise aller in diesem Geschäftsfeld etablierten Gasversorger hat gezeigt, dass teilweise erhebliche Preisabweichungen von 25 Prozent bis zu 45 Prozent und mehr zwischen den Unternehmen bestehen. Betroffen sind Unternehmen aus allen Regionen Deutschlands: städtische und ländliche Versorger, eigenständige Stadtwerke und Versorger, die Beteiligungsunternehmen der vier großen Verbundunternehmen sind. Das Bundeskartellamt hat bei dem Vergleich derjenigen Gaspreise, die die Letztverbraucher zahlen, die genehmigten Netzentgelte sowie die Steuern und Konzessionsabgaben abgezogen, um eine präzisere Beurteilungsgrundlage zu erreichen, die insbesondere den jeweiligen Besonderheiten der unterschiedlichen Liefergebiete Rechnung trägt. Die vom Bundeskartellamt untersuchten Preisbestandteile machen daher gut 55 Prozent des Brutto-Gaspreises aus. Auch einige Landeskartellbehörden haben Verfahren auf dem Markt für die Belieferung von Standardlastprofilkunden eingeleitet. Zudem haben viele Landeskartellbehörden auf Antrag des Bundeskartellamtes auf der Grundlage des § 49 Abs. 3 GWB einige Gasversorger mit hohen Gaspreisen aus ihrem Zuständigkeitsbereich an das Bundeskartellamt abgegeben.

Auf dem Markt für die Belieferung von Großkunden mit Erdgas hat das Bundeskartellamt im Berichtszeitraum die Preisstellung eines Gaslieferanten gegenüber einem Industriekunden wegen missbräuchlich überhöhter Preise abgemahnt. Die Anwendung des räumlichen Vergleichsmarktkonzepts hat ergeben, dass das von dem betroffenen Gaslieferanten geforderte Entgelt erheblich von demjenigen Entgelt abweicht, das sich bei wirksamem Wettbewerb mit



hoher Wahrscheinlichkeit ergeben hätte. Der Vergleich mit einem Unternehmen auf einem vergleichbaren Markt, auf dem selbst nicht unbedingt von Wettbewerb auszugehen ist, hat gezeigt, dass der Gaslieferant einen um mindestens 25 Prozent höheren Gesamterlös als das Vergleichsunternehmen erzielt hat und einen um mindestens 20 Prozent höheren Arbeitspreis als das Vergleichsunternehmen aufgrund seiner marktbeherrschenden Stellung durchsetzen konnte. Aus diesem Grund hat das Bundeskartellamt das missbräuchliche Verhalten des marktbeherrschenden Gaslieferanten im Sinne des § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB abgemahnt. Eine förmliche Entscheidung ist in diesem Verfahren nicht ergangen, da sich der Gaslieferant und der betroffene Industriekunde auf eine Vergleichsvereinbarung geeinigt haben.

### 3.4 Versorgungssicherheit Gas

#### 3.4.1 Erdgasversorgung Deutschlands

Erdgas ist mit einem Primärenergieverbrauchsanteil von 23 Prozent nach Mineralöl wichtigster Bestandteil des deutschen Energiemix. Deutschland ist mit einem Anteil von knapp 18 Prozent am europäischen Gasverbrauch derzeit der zweitgrößte europäische Gasmarkt nach Großbritannien. Über deutsches Territorium werden zudem heute schon erhebliche Gasmengen für andere EU-Staaten transportiert. Deutschland wird auch zukünftig in hohem Maß von Erdgasimporten abhängig sein. Etwa 85 Prozent des Inlandsbedarfs werden durch Importe gedeckt. Nach den USA ist Deutschland damit der weltweit größte Gasimporteur. Der Erdgasverbrauch in Deutschland ist zwischen 1990 und 2005 um 42 Prozent angestiegen. Maßgeblich für die Entwicklung der Inlandsnachfrage sind die Verbrauchsentwicklungen in den einzelnen Sektoren. Im Sektor der privaten Haushalte ist Erdgas mit einem derzeitigen Anteil von ca. 40 Prozent wichtigster Energieträger am Wärmemarkt. Zu über 90 Prozent wird das Erdgas in diesem Bereich zur Raumwärme- und Wärmeversorgung eingesetzt. Neben dem Erdgasimport per Pipeline aus anderen Staaten wird der deutsche Erdgasbedarf durch Erdgasgewinnung im Inland bzw. Erzeugung von gleichwertigen Substitutionsbrennstoffen, wie z. B. Biogas, gedeckt.

Jahr	Gasverbrauch in TWh	Inlandsförderung in TWh	Import und Speichersaldo in TWh
2000	921,3	196,3	725,0
2005	1.045,7	183,8	861,9
2006	1.028,1	181,6	846,5
2007	991,2	166,3	824,9
2008	nicht verfügbar	148*	nicht verfügbar
2009	nicht verfügbar	155*	nicht verfügbar
2010	nicht verfügbar	145*	nicht verfügbar
2017	nicht verfügbar	nicht verfügbar	nicht verfügbar

\*Prognose WEG

Tabelle 81: Entwicklung des Gasverbrauchs, der Inlandsfördermenge sowie des Imports

### Inlandsproduktion

In Deutschland wurden nach Angaben des WEG<sup>184</sup> im Jahr 2007 17,0 Mrd. m<sup>3</sup> Gas gefördert (2006: 18,6 Mrd. m<sup>3</sup>). Diese Fördermenge entspricht mit ca. 166 TWh einem Anteil von knapp 17 Prozent am - im Vergleich zu 2006 ebenfalls gesunkenen - Inlandsgasverbrauch gemäß BMWI / BAFA in Höhe von 991,2 TWh.

Die Erdgasproduktion ist in Deutschland seit dem Jahr 2004 rückläufig. Der Gasverbrauch ist seit den 90er Jahren spürbar angestiegen. Der Anteil heimischer Produktion am Gasverbrauch nahm in der Vergangenheit stetig ab. Einen inländischen Beitrag zur Sicherung der Gasversorgung kann auch die Verwertung von Biomasse und daraus hergestellten Biogases leisten. Biogas kann zur Entlastung im Wärmemarkt, im Strombereich und im Kraftstoffbereich beitragen. Studien zufolge können bis zum Jahr 2030 rd. 10 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas durch Biogas ersetzt werden. Im Rahmen des integrierten Energie- und Klimaprogramms der Bundesregierung wurde die Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz verbessert und die Einspeisung von Biogas erleichtert und wirtschaftlich attraktiv gemacht.

### Inlandsreserven

Das LBEG<sup>185</sup> taxiert die deutschlandweiten Gesamtreserven - sicher und wahrscheinlich gewinnbar - zum 01.01.2008 auf ca. 218,4 Mrd. m<sup>3</sup> (Rohgas). Die statische Reichweite der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven betrug am 01.01.2008 noch gut 12 Jahre und liegt damit sogar etwas über dem letztjährigen Wert (2006: 11,8 Jahre). Dies ist im Wesentlichen auf die um 8,6 Prozent gegenüber dem Vorjahr deutlich gesunkene Jahresförderung zurückzuführen sowie auf den Anstieg der verbleibenden sicheren Reserven im Gebiet Weser-Ems. Der erneute Rückgang der Produktion ist einerseits eine Folge des milden Winters und der damit sinkenden Erdgasnachfrage, andererseits aber auch auf die zunehmende Erschöpfung von Lagerstätten und deren natürlichen Förderabfall zurückzuführen.<sup>186</sup>

---

<sup>184</sup> Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.

<sup>185</sup> Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen.

<sup>186</sup> Quelle: LBEG.

### Inlandsinvestitionen in die Produktion

Die Entwicklung der letzten Jahre zeigt, dass Investitionen der inländischen Erdgas- und Erdölproduzenten tendenziell angestiegen sind. Nach Erwartung des WEG werden sich die Investitionen in den nächsten Jahren weiterhin auf hohem Niveau bewegen.

Jahr	Investitionen gesamt Erdöl- und Erdgasförderung in Mio. € (gerundet)	davon	
		genehmigt	bereits begonnen
2000	248		
2001	284		
2002	266		
2003	256		
2004	330		
2005	445		
2006	374		
2007	389		
2008*	555	479	224
2009*	471	62	8
2010*	508	19	3

Quelle: WEG  
\* Planung

Tabelle 82: Entwicklung der Inlandsinvestitionen der inländischen Erdgas- und Erdölproduzenten

Es ist zu beachten, dass die vom WEG genannten Zahlen die Gesamtinvestitionssummen in die Erdgas- und Erdölförderung wiedergeben. Anlässlich des letztjährigen Monitoringberichts 2007 wurde abgeschätzt, dass die Investitionen in die Gasförderung davon einen Anteil von knapp einem Fünftel ausmachen dürften (18 Prozent).

### Erdgasimporte

Deutschland bezog seinen Gasbedarf im Jahr 2005<sup>187</sup> zu rd. 85 Prozent über Importe ausschließlich über Pipelines aus verschiedenen Lieferländern. Mit einem Anteil von 35 Prozent trug vor allem Gas aus Russland maßgeblich zur Deckung des deutschen Gasverbrauchs bei. Aufgrund der großen Gasreserven Russlands wird es auch weiterhin eine zentrale Rolle für die Gasversorgung Deutschland und Europas spielen. Aus Norwegen bezieht Deutschland rd. 27 Prozent seines Gasverbrauchs. Norwegen ist nach Russland die zweitwichtigste externe Lieferquelle. Es folgen die Niederlande mit derzeit ca. 20 Prozent. Die niederländische Gasproduktion hat allerdings ihren Höhepunkt bereits überschritten, so dass ein Ausbau dieser Gaslieferungen nicht möglich ist. Gleiches gilt auch für britische Lieferungen. Großbritannien wechselte im letzten Jahr vom Nettoexporteur zum Nettoimporteur.

<sup>187</sup> Nach Angaben von BMWi.

### Diversifikation der Bezugsquellen und Versorgungswege

Die deutsche Gasversorgung ist im Vergleich zu anderen europäischen Ländern relativ breit diversifiziert. Die Gasversorgung in Deutschland erfolgt derzeit ausschließlich durch Pipelines. Aus Norwegen wird das Gas über drei Pipelines mit einer Gesamtkapazität von 54 Mrd. m<sup>3</sup> nach Emden/Bunde gebracht. Russisches Gas wird durch die Jamal Europa (Kapazität 33 Mrd. m<sup>3</sup>, Grenzübergangspunkt Malnow) über Weißrussland in Polen und das Ukraine-Leitungssystem (Kapazität 120 Mrd. m<sup>3</sup>, Grenzübergangspunkte Waidhaus, Olbernhau) nach Deutschland und Europa geleitet. Ein weiterer Ausbau des Importpipelinesystems für Europa ist in Planung. Besonders wichtig für Europa und Deutschland ist dabei der Bau der Nord Stream-Pipeline, die es erlauben wird, russisches Gas unmittelbar aus Russland zu beziehen. Durch diese so genannten offshore-Pipelines, d. h. Leitungen deren Großteil unter Wasser auf dem Meeresboden verläuft, soll ab 2011 russisches Gas von Wyborg nach Greifswald für den deutschen und europäischen Gasbedarf fließen (Kapazität in der Endausbaustufe 55 Mrd. m<sup>3</sup>/a).

### Speicherung

Deutschland verfügt auf Grund günstiger geologischer Gegebenheiten über ausreichende Möglichkeiten für die Einrichtung von Speichern. In Deutschland stehen derzeit über 43 in Betrieb befindliche Untertagespeicher und damit nach den USA, Russland und der Ukraine die weltweit größten Speicherkapazitäten zur Verfügung. Die maximale Speicherkapazität reicht gegenwärtig statistisch gesehen für ca. 70 Tage. Die Speicher dienen in Deutschland in erster Linie der Erfüllung von zwei Aufgaben:

Spitzenlastdeckung, d. h. Ausgleich zwischen konstanten Lieferungen/Produktionsmengen und Schwankungen beim Verbrauch (Winter, Sommer, wochentags/Wochenende, Tag/Nacht); Verfügbarkeit bei technischen Störungen bei der Produktion und/oder beim Transport, d.h. Sicherstellung der kurzfristigen Versorgung.

Nach momentanen Planungen zum Ausbau der Speicherkapazitäten in Deutschland würde das vorhandene Arbeitsgasvolumen um über 20 Prozent erhöht.

Das zum 31.12.2007 im Betrieb befindliche Gesamtarbeitsgasvolumen der Speicher mit Standort in Deutschland betrug nach Angaben der LBEG 19,918 Mrd. Nm<sup>3</sup>, die kumulierte Plateau-Entnahmerate 470,1 Mio. Nm<sup>3</sup>/Tag.

Der europäische Speicherbetreiberverband „Gas Storage Europe“ (GSE<sup>188</sup>) veröffentlicht regionen- bzw. länder-scharf seit 1. Oktober 2007 wöchentlich die aggregierten Speicherfüllstände seiner Mitglieder. Deutschland betreffend stehen mit insgesamt 11,918 Mrd. Nm<sup>3</sup> technisch verfügbaren Arbeitsgasvolumen lediglich die kumulierten Füllstände von 7 Speicherbetreibern<sup>189</sup> - und somit jeweils nur für einen Anteil von knapp 60 Prozent am gesamten Arbeitsgasvolumen der Speicherstandorte in Deutschland – die Füllstandsdaten zur Verfügung. Dementsprechend sind diese Informationen für Deutschland insgesamt allenfalls als Indikation anzusehen: erstmals zum 19.11.2007 (Füllstand: 91 Prozent) erfolgte eine vollständige Meldung. Zum 25.02.2008 betrug der wöchentlich und vollständig gemeldete Füllstand 60 Prozent.

### **3.4.2 Netzausbau und Netzzustand**

Mit Hilfe der Erkenntnisse des Monitoring werden auf aggregierter Ebene die durchgeführten sowie die geplanten Investitionen in den Erhalt, die Erneuerung sowie in die Erweiterung der bestehenden Gastransportnetze sichtbar. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass aufgrund der Qualität der Datenrückläufe nur eingeschränkt Aussagen über die tat-

<sup>188</sup> GSE vertritt die Interessen von 28 Speicherbetreibern mit etwa 110 Speicherstandorten in 16 europäischen Ländern, die über zirka 85% der technischen Speicherkapazität in der EU verfügen.

<sup>189</sup> BEB, E.ON, RWE Energy, EnBW, EWE, Bayerngas, VNG.

sächlichen Entwicklungen im Bereich der Aufwendungen für Wartung/Instandhaltung, der Investitionen sowie der Kapazitätserweiterungen möglich sind. Einerseits kann davon ausgegangen werden, dass es sich bei den Unternehmensangaben aufgrund von einer Unvollständigkeit in der 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. Der Gesamteffekt aufgrund der unvollständigen Datenbasis und der Planwerteangaben lässt derzeit keine eindeutigen Aussagen zu diesen Daten zu.

#### **3.4.2.1 Erhöhung der Importkapazität**

Die projektgenaue Abfrage zu diesem Thema wurde nur von neun der 19 FNB beantwortet. Dabei wurden teilweise Projekte genannt, aber keine Angaben zu den zugehörigen technischen Kapazitäten gemacht. Zusätzlich wurde von den Unternehmen vorgebracht, dass eine maßnahmenbezogene Unterscheidung zwischen einer Erhöhung der freien Zuordenbarkeit von Kapazitäten und der Import-/Exportkapazitäten nicht möglich sei. Dies resultiere daraus, dass Angaben zur Erhöhung der technischen Kapazitäten einzelner Projekte aufgrund der Anwendung des Zweivertragsmodells (Entry-/Exit-Systematik) nicht mehr eindeutig möglich seien. So sei es schwierig, valide Aussagen auf aggregiertem Niveau zu treffen. Analysiert man die vorliegenden Daten, so wurden in 2007 zusätzliche Kapazitäten in Höhe von etwa 13 Mio. kWh/h geschaffen. Für den Zeitraum von 2008 bis 2010 sind zusätzliche Kapazitäten in Höhe von 68 Mio. kWh/h geplant, für den Zeitraum von 2011 bis 2013 sollen weitere 63 Mio. kWh/h geschaffen werden. Aus den Angaben der FNB bleibt offen, in welchem Umfang diese Werte als reine weitere Importkapazitäten ausgewiesen werden können.

Im Rahmen der Anbindung der Nord Stream-Pipeline sind landseitig in Deutschland mehrere kostenintensive Ausbauprojekte zum Abtransport der anlandenden Gasmengen geplant. Der Bau, gepaart mit den landseitigen Maßnahmen, würde zusätzliche Transportkapazitäten für russisches Erdgas bieten und somit positiv auf die Versorgungssicherheit in Deutschland und Europa wirken.

### 3.4.2.2 Fernleitungsnetzbetreiber

Die nachfolgende Tabelle bildet die erwarteten Investitionsvolumina in das gesamte deutsche Fernleitungsnetz in einem Zeitraum bis 2013 ab. Des Weiteren werden die daraus resultierenden zusätzlichen technischen Kapazitäten dargestellt.<sup>190</sup>

Zeitraum	2006	2007		2008 - 2010	2011 - 2013
		Plan (Monitoring 2007)	Ist (Monitoring 2008)		
Investitionen in Neubau/Ausbau/Erweiterung <sup>191</sup> (in Mio. €)	280	418	430	1.376	1.195
Zusätzliche techn. Kapazität (in Mio. kWh/h)	(3) (Unvollständige Angaben)	11	14	120	95
Investitionen in Erhalt/Erneuerung (in Mio. €)	26	74	37	196	71
<b>Summe der Investitionen (in Mio. €)</b>	<b>306</b>	<b>492</b>	<b>467</b>	<b>1.572</b>	<b>1.266</b>
Aufwendungen Wartung/Instandhaltung (in Mio. €)	255	218	433	1.243	1.234

Tabelle 83: Erwartetes Investitionsvolumen in das deutsche Fernleitungsnetz bis 2013

Zunächst ist unter Beachtung der Unsicherheiten in der Datenlage festzustellen, dass von 2006 nach 2007 die Investitionen in den Netzausbau und die -erneuerung sowie die Aufwendungen für Wartung/Instandhaltung deutlich zugenommen haben. Für das Jahr 2007 liegen jetzt Istwerte der tatsächlichen Investitionen vor. Im Verhältnis zu den im Monitoring 2007 angegebenen Planwerten für 2007 lässt sich feststellen, dass die Ist-Werte für 2007 in der Regel höher ausfallen als die ursprünglichen Planwerte. Insbesondere die in 2007 tatsächlich realisierten Aufwendungen für Wartung/Instandhaltung haben sich gegenüber den Planannahmen der Unternehmen fast verdoppelt.

<sup>190</sup> 2 von 19 FNB haben keine Angaben zu dem Thema gemacht. 2 Unternehmen planen derzeit keine Projekte mit einem Volumen oberhalb von 10 Mio. €. Einzelne Unternehmen machten aufgrund der bestehenden Pachtstruktur reduzierte Angaben zu dem Thema.

<sup>191</sup> Daten zu dem laufenden Open Season Verfahren der E.ON Gastransport AG & Co. KG (EGT) liegen nur über die Internetveröffentlichungen vor. Dort lassen sich folgende Zahlen über die abgeschlossene Phase der verbindlichen Kapazitätsanfragen finden: Die angefragte Kapazität beträgt unter Berücksichtigung der 80/5-Regel 120 Mio. kWh/h mit 107 Mio. kWh/h für das H-Gas-Marktgebiet und 13 Mio. kWh/h für das L-Gas-Marktgebiet. Dieses vorläufige Netzausbauszenario soll laut EGT die technische, personelle und finanzielle Realisierbarkeit deutlich übertreffen. Daher sei eine Ergänzung um ein transparentes und diskriminierungsfreies Priorisierungsverfahren notwendig.

Für die Zeit von 2007 bis 2010 werden jährliche Investitionen in den Ausbau von durchschnittlich etwa 450 Mio. Euro genannt. Eine ähnliche Größenordnung ist für die Aufwendungen für Wartung/Instandhaltung im selben Zeitraum zu beobachten. Die Investitionen in Erhalt/Erneuerung nehmen zu. In den Zeiträumen 2008-2010 und 2011-2013 nehmen die Gesamtinvestitionsvolumina sowie die zusätzlichen Kapazitäten um 20 Prozent und um 21 Prozent ab. Als ein Grund hierfür kann die verringerte Prognosegüte, die sich bei einem entsprechend längerfristigen Betrachtungszeitraum ergibt, identifiziert werden. So haben einzelne Unternehmen weniger umfangreiche oder keine Angaben zu Investitionen ab 2011 gemacht, da entsprechende Planungen noch nicht im notwendigen Detaillierungsgrad abgeschlossen seien.

In den Betrachtungen der Investitionsvolumina noch nicht enthalten sind unter anderem die Angaben der E.ON Gastransport zu einem derzeit laufenden Open Season Verfahren. Das Verfahren dient zur Ermittlung des Ausbaubedarfs und zum Abschluss verbindlicher - vornehmlich langjähriger - Kapazitätsverträge für ab 2011 bis 2013 in Betrieb zu nehmende Gasinfrastrukturen und soll bis September 2008 abgeschlossen werden. Zum Ende der Datenauswertungen zum Monitoringbericht 2008 sind keine Angaben bekannt, die über die bisher veröffentlichten Gesamtzahlen hinausgehen und eine Untergliederung nach Einzelvorhaben ermöglichen.

Nach Unternehmensangaben sind in einem Zeitraum von 2007 bis 2013 anhand unterschiedlichster Verfahren zur Bedarfsermittlung insgesamt 47 Ausbauprojekte durchgeführt oder geplant worden. Eine Darstellung der angewendeten Verfahren sowie der dazugehörigen Ausbauprojekte findet sich in der folgenden Abbildung. Hierin noch nicht enthalten sind Angaben aus dem derzeit laufenden o.g. Open Season Verfahren.

**Verfahren zur Bedarfsermittlung von Ausbauprojekten und Anzahl der jeweils ermittelten Projekte**

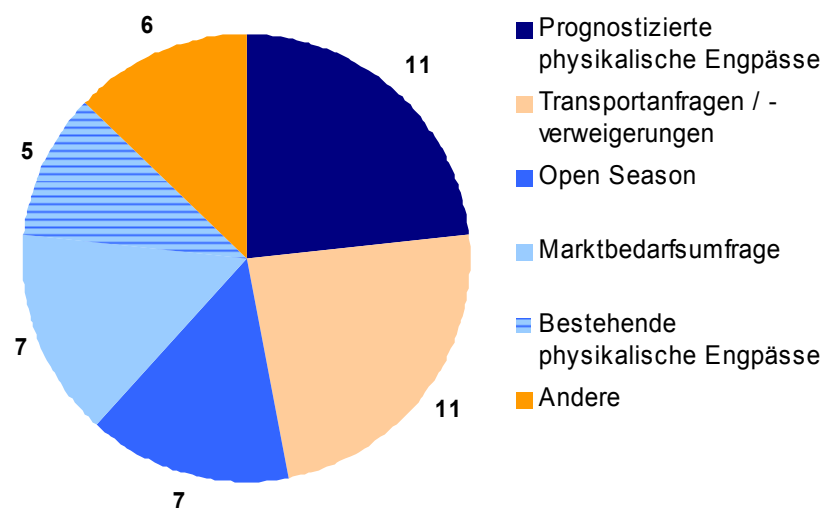


Abbildung 77: Verfahren zur Bedarfsermittlung und Anzahl der jeweils ermittelten Projekte in einem Zeitraum von 2007 bis 2013

### 3.4.2.3 Verteilernetzbetreiber Gas

Die nachfolgende Tabelle zeigt die abgeschlossenen und erwarteten Investitionsvolumina in die Gasverteilernetze in den Jahren 2007 und 2008:

<b>Zeitraum</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>
<b>Investitionen in</b> Neubau/Ausbau/Erweiterung (in Mio. €)	496	565
<b>Investitionen in</b> Erhalt/Erneuerung (in Mio. €)	300	357
<b>Aufwendungen</b> Wartung/Instandhaltung (in Mio. €)	735	706

Tabelle 84 : Abgeschlossenes und erwartetes Investitionsvolumen in die Gasverteilernetze in den Jahren 2007 und 2008

Bei den VNB lässt sich im Vergleich der Jahre 2007 zu 2008 ein prognostizierter Trend zu höheren Investitionen beobachten. Die Summe der Erneuerungsinvestitionen und der Aufwendungen für Wartung/Instandhaltung zusammengenommen sind laut Angaben der Unternehmen jedoch in etwa konstant.

### 3.4.3 Systemverantwortung

Im Rahmen der Monitoringerhebung wurden die Netzbetreiber zur Thematik Systemverantwortung befragt. Sowohl durch netzbezogene als auch marktbezogene Maßnahmen, wie sie in § 16 Abs. 1 EnWG gefordert werden, soll erreicht werden, dass die Netzbetreiber Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit und Zuverlässigkeit ihrer Gasversorgungsnetze beseitigen.

#### Netzbezogene Maßnahmen

Der Bereitschaftsdienst bzw. die Netzüberwachung ist mit 88 Prozent der antwortenden Netzbetreiber eine häufig vorgesehene netzbezogene Maßnahme. Die tatsächliche Einsatzhäufigkeit dieser Maßnahme liegt bei 87 Prozent der eingegangenen Antworten. Ein zertifiziertes technisches Sicherheitsmanagement als weitere netzbezogene Maßnahme ist bei 62 Prozent der Befragten als Möglichkeit vorgesehen. Bei 61 Prozent der Antworten wurde der Einsatz dieser Möglichkeit bejaht. Die Verwendung redundanter Bauteile stellt eine netzbezogene Maßnahme dar, welche von 67 Prozent der Befragten vorgesehen ist. Verwendung findet sie bei 36 Prozent der befragten Netzbetreiber. Reparaturen werden von einer großen Mehrheit der Netzbetreiber, nämlich 92 Prozent, als netzbezogene Maßnahme vorgesehen. Zum Einsatz kamen sie bei 66 Prozent. Bezogen auf die Anzahl ihrer Anwendung ist die Reparatur die mit großem Abstand am häufigsten vorkommende netzbezogene Maßnahme. Weitere sonstige netzbezogene Maßnahmen spielten kaum eine Rolle.



### Marktbezogene Maßnahmen

Etwa 39 Prozent der Gasnetzbetreiber (FNB + VNB) sehen zur Beseitigung einer Gefährdung oder Störung die Unterstützung durch angrenzende Netzbetreiber vor und 34 Prozent geben an, dass vertragliche Regelungen über eine Abschaltung oder Reduzierung im Bedarfsfall angewendet werden sollen. Im Fernleitungsnetzbereich sind diese Anteile mit 65 Prozent (Unterstützung Netzbetreiber) bzw. 60 Prozent (Abschaltung, Reduzierung) deutlich höher. Der Einsatz von Ausgleichsleistungen und vertragliche Regelungen über den Einsatz von Speichern hingegen sind in deutlich weniger Fällen vorgesehen. Zum Einsatz gekommen sind diese Maßnahmen vergleichsweise selten. So haben 19 Netzbetreiber in insgesamt 44 Fällen die Unterstützung eines angrenzenden Netzbetreibers tatsächlich in Anspruch genommen und 33 Netzbetreiber haben in 167 Fällen von vertraglichen Regelungen über eine Abschaltung oder Reduzierung Gebrauch gemacht. Die übrigen genannten marktbezogenen Maßnahmen spielen den Aussagen der Netzbetreiber nach eine sehr untergeordnete Rolle. Insgesamt hat sich das Bild im Vergleich zu 2006 kaum verändert.

Lässt sich eine Störung oder Gefährdung weder durch netzbezogene noch durch marktbezogene Maßnahmen beseitigen, so sind die Betreiber von Fernleitungsnetzen und örtlichen Verteilernetzen nach § 16 Abs. 2 EnWG bzw. § 16a EnWG berechtigt und verpflichtet, sämtliche Gaseinspeisungen, Gastransporte und Gasausspeisungen in ihren Netzen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebes der Netze anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen. Derartige Anpassungen waren bei drei Fernleitungsnetzbetreibern und zwei VNB in insgesamt zwölf Fällen erforderlich. Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die netzbezogenen Maßnahmen, und hier insbesondere die Reparaturen, die entscheidende Rolle zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit spielen. Alle anderen Möglichkeiten zur Beseitigung einer Gefährdung oder Störung werden weit weniger genutzt.

## 4 Entflechtung

Transparenz und diskriminierungsfreie Ausgestaltung des Netzbetriebes sind Grundvoraussetzungen, um Vertrauen bei den Marktteilnehmern zu erzeugen und Wettbewerb in den vor- und nachgelagerten Bereichen der Wertschöpfungskette zu fördern. Folglich sind die vier im EnWG genannten Entflechtungsarten – rechtlich, operationell, informativ und buchhalterisch – ein wesentliches Instrument des EnWG zur Umsetzung des Entflechtungsgedankens aus den europäischen Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG.

### 4.1 Entflechtungsprozess – Status quo

Seit dem 01.07.2007 sind auch die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen mit mindestens 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden verpflichtet, eine Rechtsform zu wählen, die von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung unabhängig ist. Infolgedessen waren im Berichtsjahr zahlreiche Unternehmen mit Strukturänderungsmaßnahmen befasst. Zwar hatten bereits in den vorangegangenen Jahren einige Unternehmen den Weg der rechtlichen Entflechtung beschritten oder zumindest vorbereitende Maßnahmen getroffen, der größte Teil der Unternehmen setzte die gesetzliche Verpflichtung jedoch erst im Jahr 2007 um.

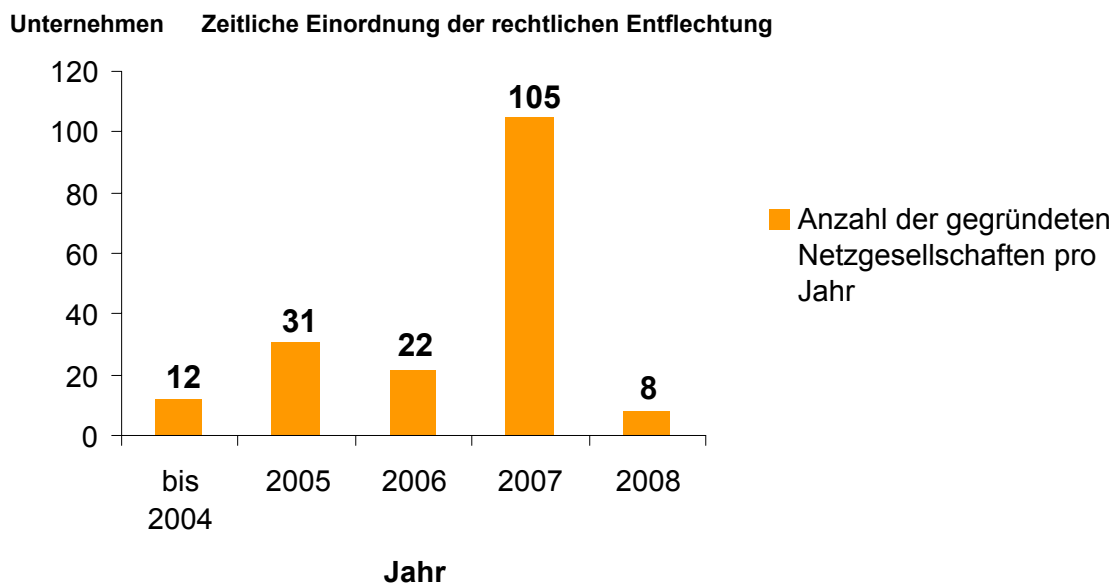


Abbildung 78: Zeitliche Einordnung der bisher erfolgten Gründungen von Netzgesellschaften der Verteilernetzbetreiber Elektrizität und/oder Gas

Gründe für eine verzögerte Umsetzung einzelner Entflechtungsbereiche sind mit der Herstellung klarer und endgültiger Strukturen nunmehr entfallen. Damit wurde eine weitere Verfestigung des Entflechtungsgedankens in den Unternehmen erreicht.

Bei der Gewinnung ihrer Erkenntnisse stützt sich die Bundesnetzagentur in erster Linie auf die gesetzlichen Berichtspflichten, Marktbefragungen, eigene Auskunftsverlangen sowie die Verzahnung der Informationen mit den Landesregulierungsbehörden. Wie im Berichtszeitraum 2006 war die Zahl der unmittelbar auf Entflechtungsfragen bezogenen Kundenbeschwerden bei den Regulierungsbehörden auch im Berichtsjahr 2007 gering. Dies lässt sich zum einen dadurch erklären, dass Entflechtungsverstöße in der Regel vertiefte Einblicke in die Unternehmensorganisation erfordern, die Außenstehenden in der Regel nicht möglich sind. Zum anderen ist für den Verbraucher seine direkte persönliche Betroffenheit z.B. bei Anschlussfragen und Preisgestaltungen das erkennbare Symptom möglicher struktureller

Defizite. Vielfach lassen sich diese erkennbaren Probleme auch mit direkten regulatorischen Maßnahmen beheben, wie z.B. der Festlegung und Überwachung der Lieferantenwechselbedingungen.

Angesichts des Stichtages zur Umsetzung der rechtlichen Entflechtung und zur Erfüllung der Berichtspflichten gegenüber der Europäischen Kommission wurde im Rahmen der Monitoringbefragung ein Fragebogen zum Thema Entflechtung genutzt. Insofern sind die Angaben von 1.153 Verteilernetzbetreibern Elektrizität und/oder Gas zur Entflechtung berücksichtigt. Damit wird, gemessen an der Gesamtabgabemenge und über alle Entflechtungsthemen hinweg, eine Marktabdeckung von 86 Prozent im Bereich Elektrizität und 75 Prozent im Bereich Gas repräsentiert.

#### 4.1.1 Rechtliche Entflechtung

Zum 01.01.2008 waren nach eigener Angabe insgesamt 295 Verteilernetzbetreiber Elektrizität und/oder Gas entflochten.

Sowohl 20 Fernleitungsnetzbetreiber und 27 Gasverteilernetzbetreiber mit mehr als 100.000 unmittelbar angeschlossenen Kunden, als auch vier Übertragungsnetzbetreiber und 67 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber mit mehr als 100.000 unmittelbar angeschlossenen Kunden sind der Monitoringbefragung folgend zur rechtlichen Entflechtung verpflichtet. In dieser Unternehmensgruppe liegt der Umsetzungsstand der rechtlichen Entflechtung bei 98 Prozent; lediglich zwei Unternehmen haben ihr Entflechtungsprojekt nicht fristgerecht zu Ende geführt.

**Struktur der rechtlich entflochtenen Verteilernetzbetreiber**

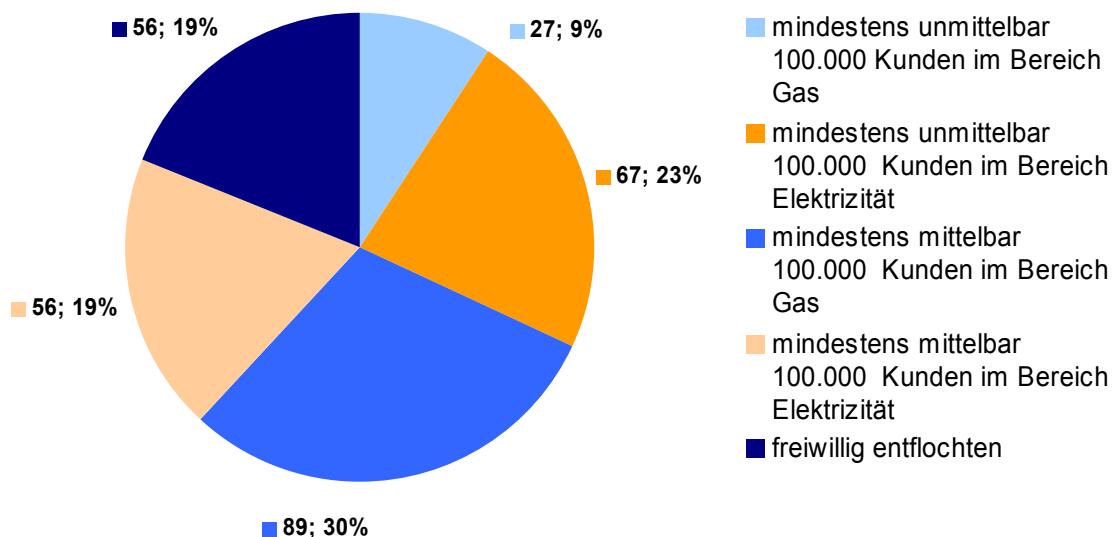


Abbildung 79: Struktur der rechtlich entflochtenen Verteilernetzbetreiber nach dem Grund ihrer Verpflichtung

In der Unternehmensklasse der Verteilernetzbetreiber unter 100.000 unmittelbar angeschlossenen Kunden werden den Unternehmen die Kunden derjenigen Energieversorgungsunternehmen zugerechnet, mit denen sie im Sinne der Europäischen Fusionskontrollverordnung mit bestimmendem Einfluss verbunden sind. Unter Einbeziehung dieser Fälle sind damit einschließlich der o.g. Fälle insgesamt 249 Verteilernetzbetreiber (Elektrizität und/oder Gas) zur rechtlichen Entflechtung verpflichtet. Hiervon sind 96 Prozent ihrer Verpflichtung nachgekommen. Die verbliebenen Unternehmen sind in der Mehrzahl bereits in der Umsetzungsphase begriffen. Nur in Einzelfällen wird die Verpflichtung bestritten, dabei geht es

um die Auslegung der Unternehmensverträge im Lichte des Fusionskontrollrechts. Auch werden z.T. Gespräche mit den Gesellschaftern zu einer „Entherrschung“ des Unternehmens geführt. Allerdings ist im Rahmen der Regelungen der Fusionskontrollverordnung das tatsächliche Ausüben der Kontrolle für die Beurteilung des „bestimmenden Einflusses“ nicht relevant. Es reicht die rechtliche oder tatsächliche Möglichkeit der Kontrolle. Der Erwerb der Stimmrechtsmehrheit durch ein Unternehmen führt in der Regel zur alleinigen Kontrolle, unabhängig von der Höhe der Beteiligung. Minderheitsbeteiligungen führen in der Regel nicht zur Kontrolle, es sei denn, besondere Umstände begründen einen bestimmenden Einfluss. Auch ohne Beteiligungserwerb kann eine Kontrolle durch Erwerb von Vermögenswerten oder Nutzungsrechten am Vermögen sowie durch konzernrechtliche Organisationsverträge (z.B. Beherrschungs-, Betriebsüberlassungs- oder Betriebsführungsvertrag) oder in „sonstiger Weise“ (beispielsweise denkbar bei personeller Verflechtung) begründet werden.

Wegen der Vielgestaltigkeit der Möglichkeiten, Kontrolle über ein Unternehmen auszuüben, entscheidet nicht die äußere Form, sondern das erzielte Ergebnis. Es kommt darauf an, ob der Einfluss auf eine dauerhafte strukturelle Veränderung im Verhältnis der beteiligten Unternehmen angelegt ist. Nach heutigem Erkenntnisstand sind in Anwendung der Fusionskontrollverordnung mindestens 145 von den o.g. 249 Netzbetreibern zur rechtlichen Entflechtung verpflichtet.

Ihren gesetzlichen Aufgaben zum effizienten und diskriminierungsfreien Netzbetrieb werden rechtlich unabhängige Gesellschaften nur dann nachkommen können, wenn sie über ihren rechtlichen Status hinaus auch unternehmerisch unabhängig sind. Grundlage für diese Unabhängigkeit ist die Verfügungsgewalt über das Netz aufgrund eigenen Eigentums der Netzgesellschaft oder aufgrund eines mittel- oder langfristigen Pachtvertrags.

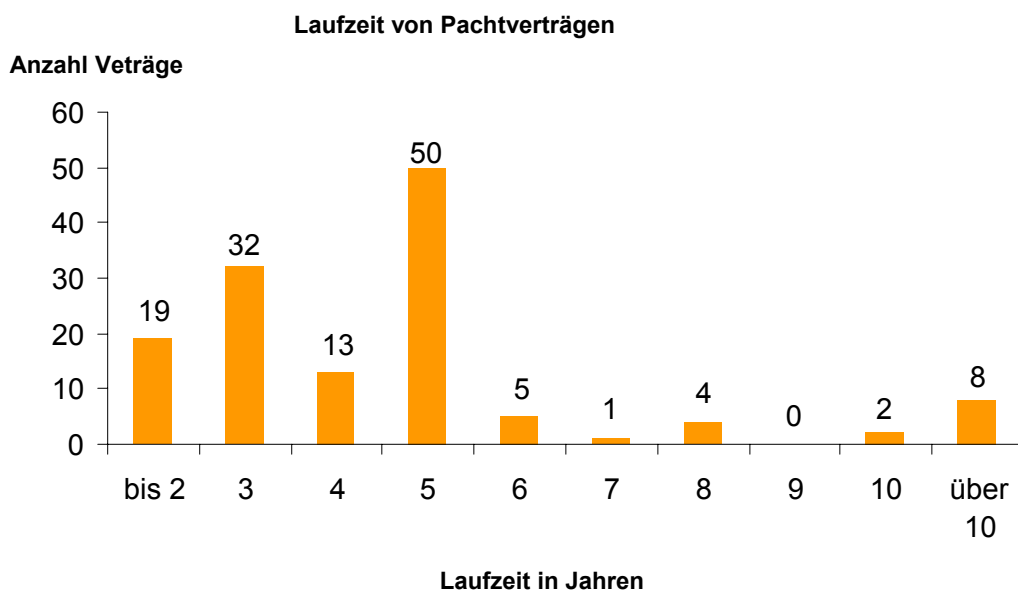


Abbildung 80: Verteilung der Pachtverträge bei rechtlich entflochtenen Unternehmen nach Laufzeiten;  
Datenbasis: 134 rechtlich entflochtene Unternehmen

Von den rechtlich entflochtenen Netzbetreibern haben nahezu 90 Prozent ihre Netze gepachtet. Wenn eine Eigentumsübertragung gewählt wurde, so war dies im Bereich der Elektrizitätsversorgung doppelt so häufig wie im Gasbereich. Mehr als ein Drittel der Pächter verfügen mit Vertragslaufzeiten unter vier Jahren allerdings nur über eine sehr begrenzte Planungssicherheit.

Außerdem ist eine Verstärkung der gemeinsamen Netzbetriebsaktivitäten zu beobachten. 31 Netzgesellschaften geben an, dass sich die Eigentümer der von ihnen betriebenen Energieverteilernetze zur Gründung einer gemeinsamen Netzgesellschaft zusammengeschlossen haben. Davon sind 16 Netzbetreibergesellschaftskooperationen „auf Augenhöhe“, d.h. kleine und mittlere Verteilernetzbetreiber haben sich zu einer Kooperation zusammengeschlossen.

#### 4.1.2 Operationelle Entflechtung

Die operationelle Entflechtung soll die organisatorische und operative Unabhängigkeit des Netzbetreibers sicherstellen. Da eine Vielzahl von operationellen Maßnahmen eng mit der rechtlichen Entflechtung verknüpft ist, konnte die effektive operationelle Entflechtung strukturell erst mit der Umsetzung der rechtlichen Entflechtung untermauert werden. Insofern war das Jahr 2007 auch für die operationelle Entflechtung ein Schlüsseljahr.

Die Regulierungsbehörden messen die Erfüllung dieser Anforderungen auch daran, ob die Netzgesellschaft über eine für die Erfüllung der ihr obliegenden Aufgaben angemessene Anzahl an hinreichend qualifiziertem eigenem Personal verfügt. Zudem muss der Netzbetreiber im vertikal integrierten Unternehmen gemäß § 6 Abs. 1 S. 2 EnWG und § 8 Abs. 4 EnWG bei Erfüllung seiner Aufgaben unabhängig von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sein. Ohne eine dem Umfang seiner Aufgaben entsprechenden angemessenen Ausstattung mit unabhängigem Personal für zentrale strategischen Bereiche ist die unabhängige und eigenverantwortliche Aufgabenwahrnehmung nicht möglich und die notwendige Beurteilungsfähigkeit und unabhängige Steuerungsfähigkeit genommen.

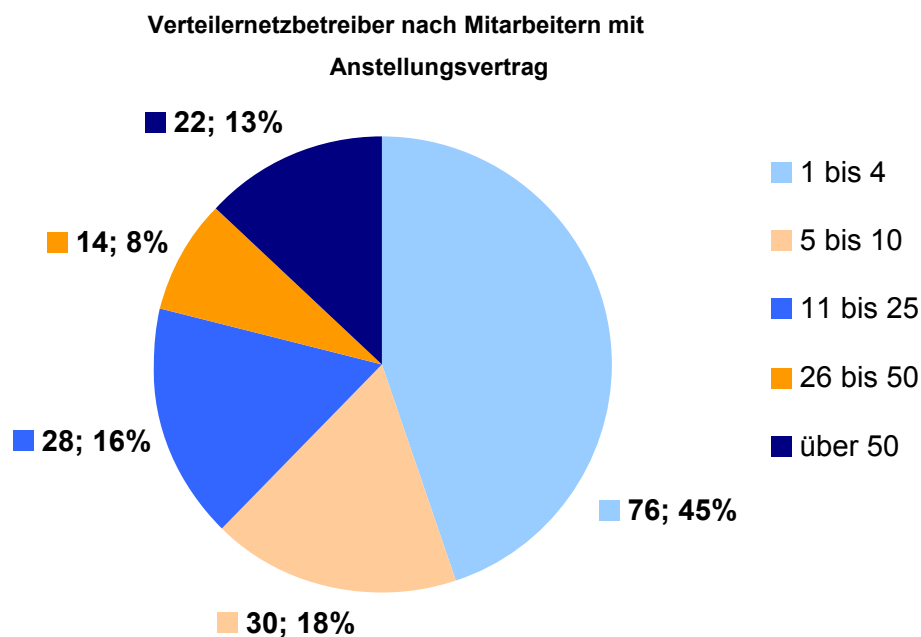


Abbildung 81: Prozentuale Verteilung der rechtlich entflochtenen Verteilernetzbetreiber „Elektrizität“ nach Anzahl ihrer Mitarbeiter (einschließlich Geschäftsführer) mit eigenem schuldrechtlichen Anstellungsvertrag (ohne Arbeitnehmerüberlassung) Datenbasis: 170 rechtlich entflochtene Verteilernetzbetreibergesellschaften

Die Anzahl der erforderlichen eigenen Mitarbeiter wird bestimmt nach dem Umfang und der Komplexität der zu bewältigenden Aufgaben des Netzbetreibers. Deshalb sind pauschale Rückschlüsse auf den Status der operationellen Entflechtung anhand der Anzahl von Mitarbeitern mit Anstellungsvertrag beim Netzbetreiber nicht möglich.

**Die 20 größten Elektrizitätsverteilternetzbetreiber nach Mitarbeitern mit Anstellungsvertrag**

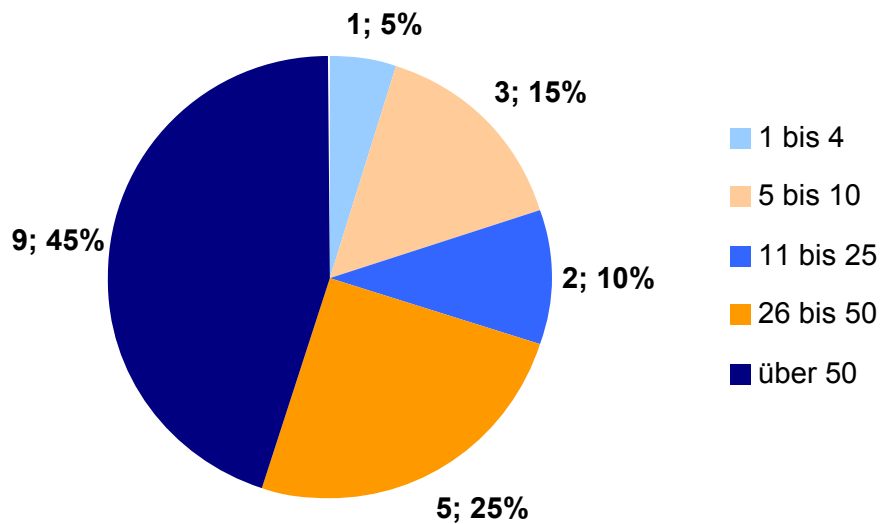


Abbildung 82: Prozentuale Verteilung der 20 Verteilernetzbetreiber „Elektrizität“ mit den meisten Kunden nach Anzahl ihrer Mitarbeiter (einschließlich Geschäftsführer) mit eigenem schuldrechtlichen Anstellungsvertrag (ohne Arbeitnehmerüberlassung) und unter Einbeziehung aller Mitarbeiter, also auch anderer Bereiche, falls vorhanden

**Die 20 größten Gasverteilternetzbetreiber nach Mitarbeitern mit Anstellungsvertrag**

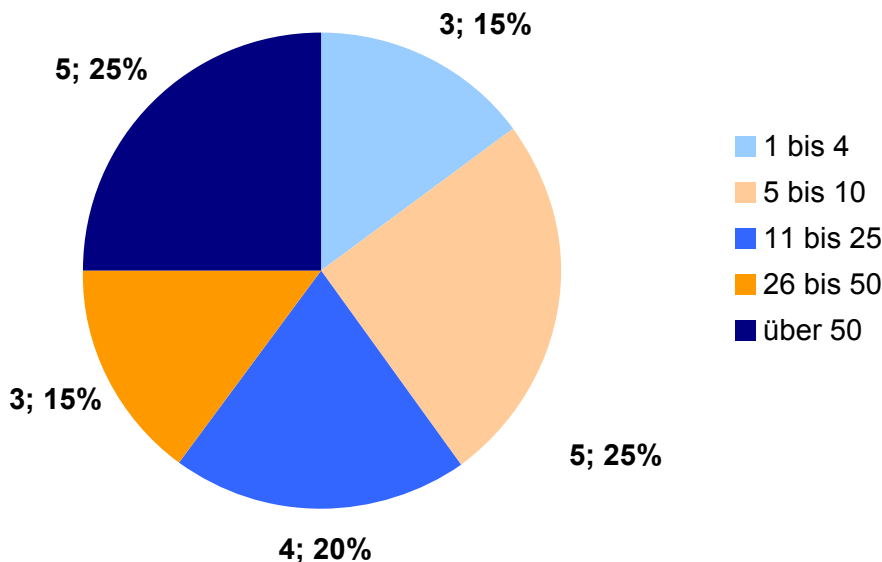


Abbildung 83: Prozentuale Verteilung der 20 Verteilernetzbetreiber „Gas“ mit den meisten Kunden nach Anzahl ihrer Mitarbeiter (einschließlich Geschäftsführer) mit eigenem schuldrechtlichen Anstellungsvertrag (ohne Arbeitnehmerüberlassung) und unter Einbeziehung aller Mitarbeiter, also auch anderer Bereiche, falls vorhanden

Auch wenn sich das Bild für die großen Verteilernetzbetreiber in der Gesamtschau anders darstellt, so gibt es auch dort Fälle, die Zweifel an der Unabhängigkeit des Netzbetriebes hervorrufen. So arbeiten z.B. im Bereich Elektrizität vier von 20 Unternehmen mit zehn oder

weniger Mitarbeitern mit eigenem schuldrechtlichen Anstellungsvertrag. Im Bereich Gas haben acht der 20 größten Verteilernetzbetreiber weniger als elf eigene Mitarbeiter (jeweils inklusive Geschäftsführung).

Für den Berichtszeitraum 2007 wurde festgestellt, dass Firmen, auch nach ihrer rechtlichen Ausgliederung aus dem Mutterkonzern, in beachtlichem Umfang keinen eigenständigen Marktauftritt, z.B. anhand der Merkmale

- räumliche Trennung von wettbewerblichen Bereichen
- Entwicklung einer Marke
- Firmenlogo und
- Internetadresse

verfolgen.

Obwohl es seit dem Berichtsjahr 2006 eine Vielzahl von rechtlichen Entflechtungen gegeben hat, haben sich hier keine wesentlichen Änderungen ergeben. Allerdings besteht auch keine gesetzliche Verpflichtung in diesem Bereich.

**Räumliche Trennung und eigenständiger Marktauftritt**

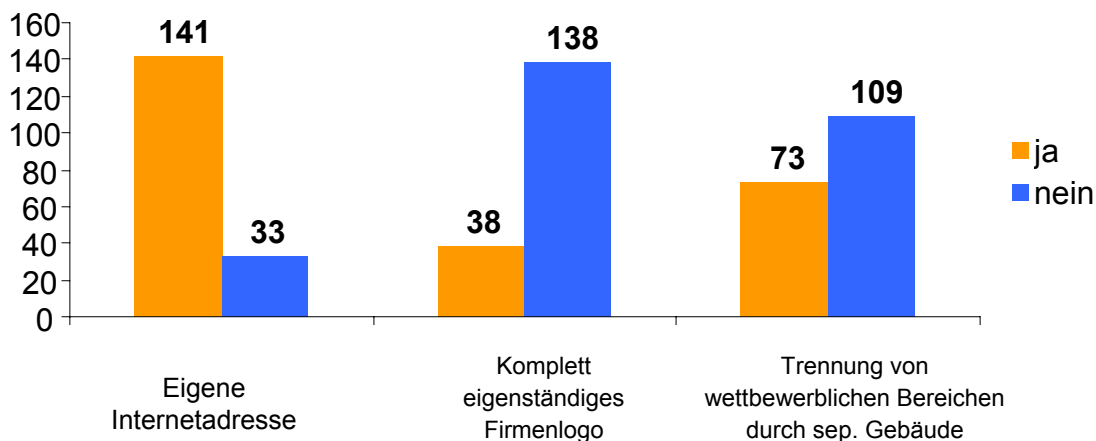


Abbildung 84: Räumliche Trennung von wettbewerblichen Bereichen und eigenständiger Marktauftritt bei rechtlich entflochtenen Verteilernetzbetreibergesellschaften

Derzeit lassen sich im Bereich der Netzbetreiber in punkto operativer Eigenständigkeit allerdings neue Entwicklungen erkennen. Zunehmend wird von den integrierten Energieversorgungsunternehmen in Betracht gezogen, die soeben erst eingenommene gesellschaftsrechtliche Organisationsstruktur wieder zu verlassen und, gleichsam gegenläufig zu den bisherigen Maßnahmen, den Netzbetrieb auf eine höhere Stufe in der Unternehmenshierarchie zu stellen, etwa wieder in eine Muttergesellschaft. Als Gründe sind hier wohl Kalkulationsmechanismen des Effizienzvergleichs und verstärkte Schnittstellenprobleme in den kleinen Netzgesellschaften maßgeblich. Eine breitere Aufstellung der Netzgesellschaften ist aus Entflechtungssicht grundsätzlich positiv zu bewerten. Sollten diese Maßnahmen jedoch dazu führen, dass Aktivitäten der wettbewerblichen Bereiche in Tochterunternehmen dieser Netzgesellschaften wahrgenommen werden, so ist diese Entwicklung aus Entflechtungsgesichtspunkten bedenklich.

Resümierend lässt sich für die operationelle Entflechtung festhalten, dass auch weiterhin sehr genau betrachtet werden muss, wie die Unabhängigkeit der Netzbetreiber im Einzelfall sicher gestellt wird. Operative Entflechtung ist ein Prozess, der eine gewisse Zeit in Anspruch nehmen darf. Aus Sicht der Bundesnetzagentur sind aber solche Fälle problematisch, in denen die Grundstrukturen erkennbar verhindern, operative Eigenständigkeit entstehen zu

lassen. Dazu gehört neben der ausstehenden Auflösung personeller Kongruenzen bei Entscheidungsträgern auch die fehlende adäquate Ausstattung mit unabhängigem Personal.

#### **4.1.3 Informatrische Entflechtung**

Die informatrische Entflechtung umfasst den vertraulichen Umgang mit Netzkundeninformationen sowie die diskriminierungsfreie Weitergabe von netzbezogenen Informationen, die für Energielieferanten von wirtschaftlicher Bedeutung sein können. Mitte 2007 wurde die gemeinsame Richtlinie der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zur Umsetzung der informatrischen Entflechtung öffentlich gemacht. Die Richtlinie bietet eine Umsetzungshilfe für Energieversorgungsunternehmen und zeigt geeignete Mittel und Verfahren zur Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Netzbetriebes auf.

In den Unternehmen zeigt sich nach wie vor ein sehr heterogenes Bild. Neben sehr guten Beispielen, die durchaus auch kleinere Unternehmen betreffen, befinden sich viele Netzbetreiber noch in dem Stadium, ihre Prozesse entsprechend zu gestalten und auf Entflechtungsgesichtspunkte hin zu überprüfen.

Eine konkrete Erfassung der besonders relevanten Prozesse:

- Netzentgelte
- Anschlusswesen
- Kundencenter (Kundenbefragung, Beratung, Kundenprobleme)

ist somit oftmals noch nicht vollständig erfolgt.

Die aktuellen Gleichbehandlungsberichte der Unternehmen lassen zudem oftmals konkrete Angaben, etwa über die Hinterlegung der Geschäftsprozesse in unternehmensinternen Dokumenten und konkrete Handlungsanweisungen im Umgang mit diskriminierungsrelevanten Informationen vermissen. Während des Überprüfungsverfahrens sind dementsprechend Nachforderungen an die Unternehmen gestellt worden. Zudem wird das Thema nochmals einen Prüfungsschwerpunkt in der folgenden Berichtsperiode bilden.

#### **4.1.4 Buchhalterische Entflechtung**

Schon im Monitoringbericht 2007 konnte eine weitgehende formale Umsetzung der buchhalterischen Entflechtung festgestellt werden. Diesbezüglich hat sich keine signifikante Änderung ergeben. Für die regulatorische Praxis erweisen sich die Spartenabschlüsse vielfach jedoch als unzureichend. Der Bestätigungsvermerk zum Jahresabschluss erfasst formal die Einhaltung der Vorgaben nach § 10 Abs. 3 EnWG (Kontenführung), lässt aber vielfach nicht erkennen, dass eine Überprüfung der Zuordnung zu den Konten durch die Prüfer stattgefunden hat.

### **4.2 Entwicklungen auf dem Elektrizitätsmarkt (Entflechtung)**

Über die bereits benannten Entwicklungen hinaus bestehen keine wesentlichen Veränderungen gegenüber dem Berichtsjahr 2006. Hinsichtlich der ÜNB waren die formellen Anforderungen schon im letzten Berichtszeitraum abgeschlossen; die operative Entflechtung sowohl der ÜNB als auch der VNB hat sich im Jahr 2007 erkennbar weiter entwickelt. Dies zeigt sich z.B. durch eigenständige Interessenwahrnehmung der Netzgesellschaften in den Entgeltgenehmigungsverfahren 2007. Auch hinsichtlich der Preisentwicklung auf den Regelenergiemärkten ist zu beobachten, dass die ÜNB die von ihren Schwestergesellschaften durchgesetzten Preiserhöhungen nicht mehr kommentarlos hinnehmen. In einem Einzelfall hatte die Bundesnetzagentur auch bereits über einen Missbrauchsvorwurf zu entscheiden, den eine



Erzeugungsgesellschaft aus dem Kreis der großen integrierten Versorgungsunternehmen gegen die eigene Transportnetzschwester erhoben hatte.

#### **4.3 Entwicklungen auf dem Gasmarkt (Entflechtung)**

Ende 2007 verständigten sich die ExxonMobil Central Europe Holding GmbH und Shell Verwaltungsgesellschaft für Erdgasbeteiligungen mbH darauf, das Erdgastransportgeschäft ihrer gemeinsamen Tochter BEB Erdgas und Erdöl GmbH (BEB) in Hannover an die NV Nederlandse Gasunie (Gasunie) zu veräußern. Damit hat der erste Gasfernleitungsnetzbetreiber eine konsequente eigentumsrechtliche Entflechtung vollzogen.

Die zunehmende Konzentration der Marktgebiete von anfänglich 19, die im Jahr 2007 zu einer Reduzierung auf 14 geführt hat,<sup>192</sup> trägt ebenfalls dazu bei, dass eine stärkere operative Eigenständigkeit der Netzbetreiber entsteht, sofern sie in ihrem Marktgebiet mit anderen Netzbetreibern technisch zusammenwirken müssen (vgl. Kapitel 3.1.3).

---

<sup>192</sup> Zusagen von Unternehmen, die Anzahl der Marktgebiete weiter zu reduzieren, liegen bereits vor.

## 5 Verbraucheraspekte

### 5.1 Verbraucheranfragen bzw. -beschwerden

Auch im Berichtsjahr 2007 hat die Bundesnetzagentur im Rahmen des Monitoring und über ihren eigenen Verbraucherservice die Entwicklungen auf dem deutschen Energiemarkt aus Sicht der Verbraucher aufmerksam verfolgt. Im Berichtsjahr gingen über 4.000 Verbraucheranfragen bzw. -beschwerden für den Energiebereich bei der Bundesnetzagentur ein.

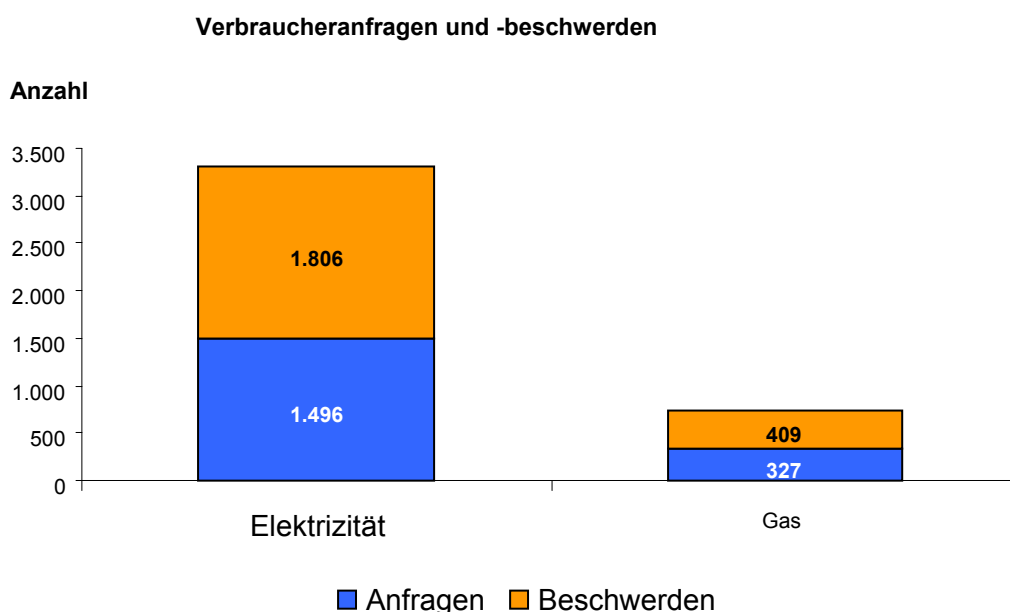


Abbildung 85: Verbraucheranfragen bzw. -beschwerden im Energiebereich in 2007

Die Themenschwerpunkte der 2007 eingegangenen Verbraucheranfragen bzw. -beschwerden bezogen sich sowohl im Elektrizitäts- als auch im Gasbereich auf Schwierigkeiten bzw. Verzögerungen beim Lieferantenwechsel (vgl. Kapitel 2.2.3.3 und 3.3.3.2) sowie auf Fragen der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Wie bereits in 2006 war das Informationsbedürfnis der Verbraucher, aufgrund der weiter steigenden Elektrizitäts- und Gaspreise in diesem Bereich, hoch. Darüber hinaus bildeten die Ende 2006 in Kraft getretenen Verordnungen zur Regelung der Allgemeinen Bedingungen für den Netzanschluss von Letztverbrauchern in Niederspannung und Niederdruck (NAV und NDAV) sowie der Verordnungen über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Energie (StromGKV und GasGKV) Anfrageschwerpunkte. In der folgenden Grafik werden die prozentualen Anteile der Schwerpunkte der Verbraucheranfragen bzw. -beschwerden zum Energiebereich nach Elektrizität und Gas in 2007 dargestellt.

## Anfragen und Beschwerden beim Verbraucherservice zum Energiebereich in 2007

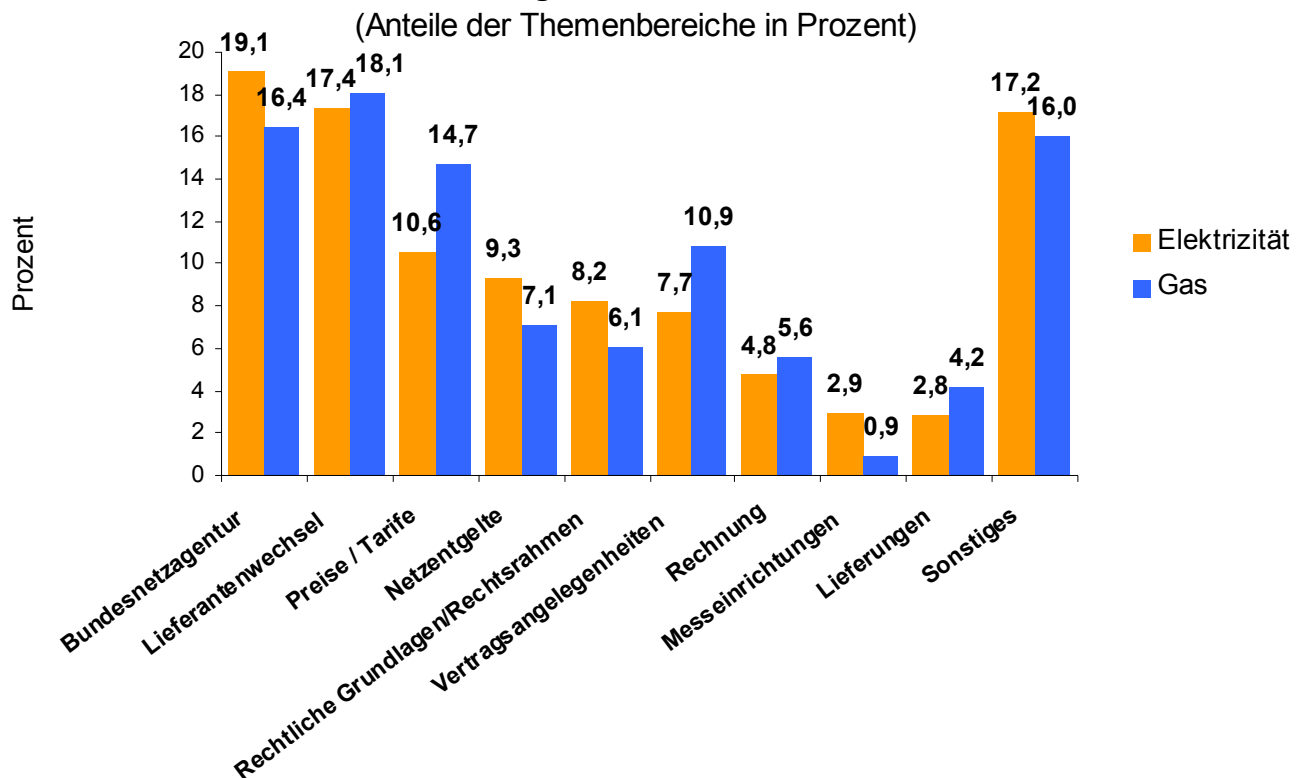


Abbildung 86: Verbraucheranfragen bzw. -beschwerden zum Energiebereich 2007  
- Anteile der Schwerpunkte in Prozent -

### 5.2 Erfüllung der Verpflichtungen zur Stromkennzeichnung

Nach § 42 EnWG sind Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtet eine Stromkennzeichnung durchzuführen. Zur Pflicht der Stromkennzeichnung gehört u.a., dass Elektrizitätsversorgungsunternehmen in oder als Anlage zu ihren Stromrechnungen an Letztverbraucher und in ihrem Werbematerial für den Stromverkauf den Anteil der einzelnen Energieträger an dem Gesamtenergieträgermix, den der Lieferant in der Vergangenheit verwendet hat, ausweisen.

Im Markt existieren unterschiedliche Umsetzungshilfen (Leitfaden des BDEW, Leitfaden von APT – Austrian Power Trading - in Kooperation mit Stadtwerken) zu den Stromkennzeichnungspflichten. Diese unterscheiden sich u. a. signifikant hinsichtlich der Empfehlung zur Bilanzierung der UCTE<sup>193</sup>-Strommengen und zur Darstellung der Stromkennzeichnung auf der Letztverbraucherrechnung. Im Markt ebenfalls weitverbreitet ist die individuelle Umsetzung der Stromkennzeichnungspflicht.

Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen des Monitorings die Unternehmen befragt, welchen Anteil (in Prozent) die einzelnen Energieträger gemäß § 42 Abs. 1 Nr. 1 EnWG am Gesamtelektrizitätsmix in 2006 hatten. Insbesondere war im Rahmen des Monitorings zur Stromkennzeichnung auch der Anteil UCTE-Strommengen und sonstiger Energiemengen, die ge-

<sup>193</sup> Union for the Coordination of Transmission of Electricity.

mäß § 42 Abs. 4 Satz 2 EnWG auch einem der in § 42 Abs. 1 Nr. 1 EnWG genannten Energieträger untergeordnet werden können, separat auszuweisen. Im Ergebnis zeigt die Erhebung, dass bei ca. 91 Prozent der befragten Elektrizitätsversorgungsunternehmen der Anteil der UCTE-Strommenge i. S. v. § 42 Abs. 4 Satz 1 EnWG in 2007 bei Null liegt. Aus dem Umstand dass im Markt tätige Unternehmen ihren Strom vielfach von der Strombörse beziehen, lässt sich schließen, dass viele Unternehmen den von der Strombörse bezogenen Strom nicht als UCTE-Strommenge ausweisen. Es ist anzunehmen, dass Unternehmen ihren von der Strombörse bezogenen Strom einem in § 42 Abs. 1 Nr. 1 EnWG genannten Energieträger zuordnen (sog. Durchrechnung). Damit geht eine Vermischung einher, womit im Ergebnis UCTE-Strommengen zu Strommengen eines bestimmten Energieträgers umdeklariert werden.

§ 42 Abs. 6 EnWG verpflichtet die Elektrizitätsversorgungsunternehmen dazu, in ihren Rechnungen das Entgelt für den Netzzugang gesondert auszuweisen. Dabei gibt es, wie folgende Tabelle aufzeigt, unterschiedliche Umsetzungen am Markt.

		Ja	Nein	keine Angabe
Gesonderte Ausweisung der Netzentgelte in der Rechnung entsprechend § 42 Abs. 6 EnWG		652	19	50
Wenn ja,	separater Ausweis der Netzentgelte (Arbeitspreis in ct/kWh und Leistungspreis in Euro/kW bzw. Grundpreis in Euro)	290	345	17
	Ausweis der Netzentgelte in Form eines Gesamtbetrages (in Euro) anteilig zum Rechnungsbetrag	471	177	4

Tabelle 85: Gesonderte Ausweisung der Netzentgelte in der Rechnung entsprechend § 42 Abs. 6 EnWG

Es ist festzuhalten, dass ein Großteil der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (rund 65 Prozent) das Netzentgelt in Form eines Gesamtbetrages (in Euro) anteilig zum Rechnungsbetrag angibt. Lediglich ca. 40 Prozent der Elektrizitätsversorgungsunternehmen weisen das Netzentgelt separat als Arbeits- und Leistungspreis bzw. Grundpreis aus. Transparent für die Nachvollziehbarkeit der Netzentgelte ist eine Kombination aus Gesamtbetrag (in Euro) und separater Ausweisung der Netzentgelte als Arbeits- und Leistungspreis bzw. Grundpreis. Diese Kombination wird nur von 85 Elektrizitätsversorgungsunternehmen (knapp 12 Prozent) vorgenommen.

### 5.3 Gewährleistung von Transparenz in den Liefervertragsbedingungen

Auch im Berichtsjahr 2007 hat die Bundesnetzagentur überprüft, ob die Energielieferverträge mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung den Vorgaben des § 41 EnWG entsprechen. Gefragt wurde:

- Enthalten Energielieferverträge mit Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG außerhalb der Grundversorgung die im § 41 EnWG festgelegten Bestimmungen?
- Werden den Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG vor Abschluss eines Energieliefervertrages außerhalb der Grundversorgung gemäß § 41 EnWG verschiedene Zahlungsmodalitäten (Bankeinzug, Überweisung, etc.) angeboten?

Die Auswertung der hierzu eingegangenen Antworten der Elektrizitäts- und Gaslieferanten hat zu dem in der folgenden Tabelle dargestellten Ergebnis geführt.

<b>Vertragliche Bestimmungen</b>	<b>Anzahl Elektrizitätslieferanten in %</b>	<b>Anzahl Gaslieferanten in %</b>
Vertragsdauer	96,4 (97,4)	94,0 (85,6)
Preisanpassung	95,4 (96,5)	93,1 (85,4)
Verlängerung und Beendigung der Leistungen und des Vertragsverhältnisses	96,4 (88,1)	94,8 (85,6)
Rücktrittsrecht des Kunden	88,0 (97,0)	86,5 (76,2)
Zu erbringende Leistungen einschl. angebotener Wartungsdienste	80,3 (79,3)	76,4 (72,5)
Zahlungsweise	95,3 (95,0)	93,4 (83,9)
Haftungs- und Entschädigungsregelungen bei Nichteinhaltung vertraglich vereinbarter Leistungen	91,6 (91,5)	89,0 (83,0)
Unentgeltlicher und zügiger Lieferantenwechsel	80,3 (71,8)	76,0 (63,3)
Art und Weise, wie aktuelle Informationen über die geltenden Tarife und Wartungsentgelte erhältlich sind	89,2 (86,4)	85,6 (75,8)

Tabelle 86: Umsetzungsstand gesetzlicher Bestimmungen für die inhaltliche Gestaltung von Energielieferverträgen mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung nach § 41 EnWG im Monitoring 2008 und 2007 (Werte Monitoring 2007 in Klammern)<sup>194</sup>

Die zusammengefasste 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 den meisten Kriterien Verbesserungen gegenüber dem Monitoring 2007 zu verzeichnen. Dabei ist der Umsetzungsgrad der gesetzlichen Vorgaben bei den Gaslieferanten deutlicher als bei den Elektrizitätslieferanten angestiegen. Allerdings werden die gesetzlichen Vorgaben immer noch nicht vollständig umgesetzt. Der geringste Umsetzungsgrad ist mit etwa 80 Prozent (Elektrizitätslieferanten) bzw. ca. 76 Prozent (Gaslieferanten) bei den vertraglichen Bestimmungen hinsichtlich „zu erbringender Leistungen einschließlich angebotener Wartungsdienste“ sowie „unentgeltlichem und zügigem Lieferantenwechsel“ festzustellen.

Hinsichtlich des zweiten Untersuchungsschwerpunktes konnte ermittelt werden, dass 95,4 Prozent (94,1 Prozent im Monitoring 2007) der Elektrizitätslieferanten und ebenfalls 95,4 Prozent (91,0 Prozent im Monitoring 2007) der Gaslieferanten ihren Kunden verschie-

<sup>194</sup> Bei der Ermittlung der Prozentwerte wurde im Monitoring 2007 die Anzahl der antwortenden Grundversorger i.S.d. § 36 Abs. 2 EnWG als Bezugsgröße verwendet. Im Monitoring 2008 wurde die Anzahl der Lieferanten, die Angaben zum Angebot von Energielieferverträgen außerhalb der Grundversorgung gem. § 41 EnWG an Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG vorgenommen hatten, als Bezugsgröße verwendet.

dene Zahlungsmodalitäten vor Abschluss eines Energieliefervertrages außerhalb der Grundversorgung angeboten haben.

#### 5.4 Anzeige der Energiebelieferung nach § 5 EnWG, Energielieferantenliste

Für Energieversorgungsunternehmen, die Haushaltskunden nach dem Inkrafttreten des EnWG am 13.07.2005 mit Strom und/ oder Gas beliefern wollen, besteht gegenüber der Bundesnetzagentur eine Anzeigepflichtung<sup>195</sup> nach § 5 EnWG.

Die Regulierungsbehörde prüft die Anzeigen auf das Vorliegen der personellen, technischen und wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit sowie der Zuverlässigkeit der Geschäftsleitung und veröffentlicht die entsprechende Liste der Energieversorgungsunternehmen auf ihrer Internetseite. Energieversorgungsunternehmen, die vor dem 13.07.2005 bereits Haushaltskunden mit Energie beliefert haben, können durch ihre Anzeige ebenfalls in die Veröffentlichungsliste der Bundesnetzagentur aufgenommen werden. Gegenwärtig enthält die Liste 126 Elektrizitäts- und 116 Gasversorgungsunternehmen (Stand: 08/2008).

Im Berichtsjahr 2007 gingen insgesamt 84 Anzeigen von Energieversorgungsunternehmen für Elektrizität und Gas ein.

Vergleich eingegangener Anzeigen der Energieversorgungsunternehmen im Jahr 2006 und 2007

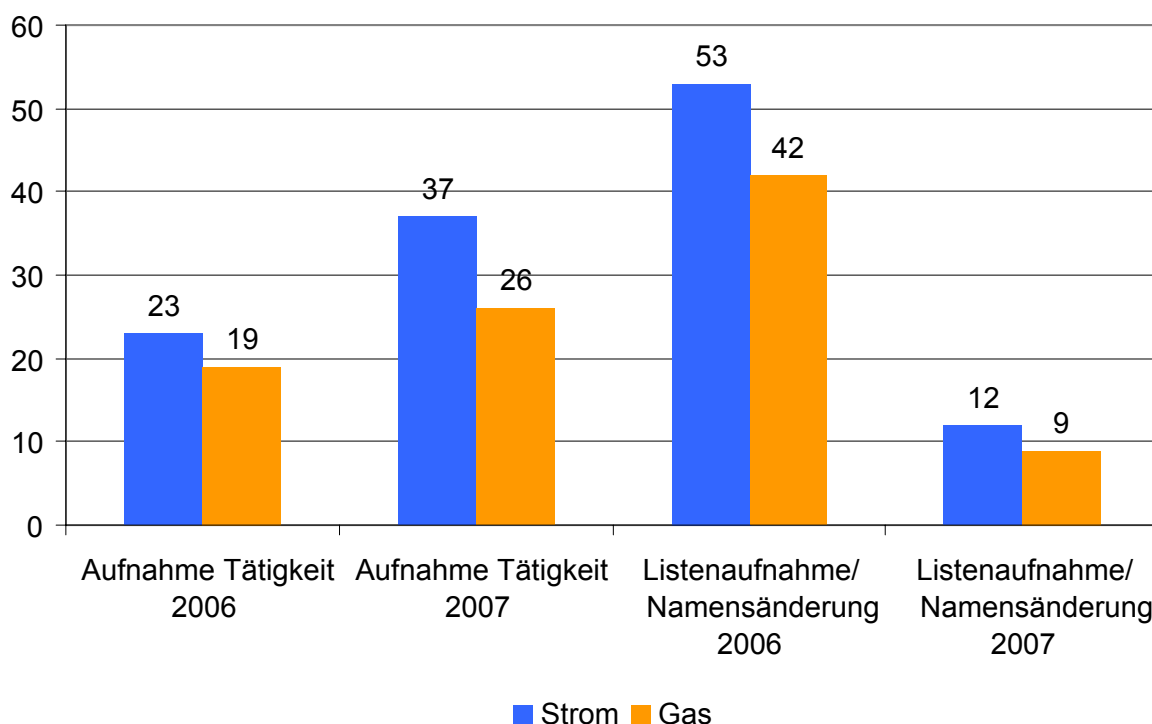


Abbildung 87: Angezeigte Energieversorgungsunternehmen 2006 / 2007

Bei der Interpretation der veröffentlichten Liste im Monitoring 2008 ist zu beachten, dass die Frage zur Veröffentlichung von der Bundesnetzagentur fakultativ gestellt wurde, was bedeutet, dass die Aufstellung nicht abschließend sein kann. Des Weiteren kann auf Grund der Anzeige nach § 5 EnWG keine Aussage darüber getroffen werden, inwieweit die veröffentlichten Energieversorgungsunternehmen regional oder bundesweit tätig sind.

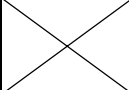
<sup>195</sup> Hinweis: Die Anzeigepflicht nach § 5 EnWG stellt keine "Genehmigung" dar.

Erkennbar ist, dass im Berichtsjahr 2007 mehr Anzeigen zur Neuaufnahme der Tätigkeit sowohl im Strom als auch im Gasbereich getätigt worden sind als Anzeigen zur reinen Aufnahme in die Liste und Namensänderungen von bestehenden Energieversorgungsunternehmen. Für die Zukunft ist eine Verstärkung des Wettbewerbs durch weitere neue Anbieter auf dem Energieversorgungsmarkt – auch durch ausländische Energieversorgungsunternehmen – zu erwarten.

## Anhang: Tabelle der Indikatoren mit Definitionen

Disclaimer:

The information of the associations (BDEW, WEG), institutions (BAFA, BMWi, LBEG) and companies (EEX) shall not be binding on future decisions of the Federal Network Agency and the Federal Cartel Office as it was not subject to detailed scrutiny.

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2007)	Comments
<b>General Regulatory Issues</b>					
1.	<b>Electricity market opening threshold</b>	GWh/y	Threshold of eligibility of customers to choose supplier	0	
2.	<b>Proportion (%) of market open to competition</b>	%	Eligible consumption (GWh) divided by annual consumption (GWh) in the country	100	
3.	<b>Interruptions</b>		SAIDI = System average interruption duration index. It indicates the total duration of interruption for the average customer during a pre-defined period of time. It is commonly measured in customer minutes separated for planned and unplanned interruptions and cleared for extreme weather.		
3.1	SAIDI (planned and unplanned interruptions)	min/yr		36.63	As of 2006; source: Federal Network Agency
3.2	SAIDI (planned interruptions)	min/yr		15.10	As of 2006; source: Federal Network Agency
3.3	SAIDI (unplanned interruptions)	min/yr		21.53	As of 2006 (without cases of force majeure); source: Federal Network Agency
4.	<b>Length of network in the country</b>				
4.1	Length of network (sum of all TSO)	km		56,808	As of 31 December 2007 Highest Voltage 34,848 km; High Voltage 21,960 km; source: Federal Network Agency's monitoring survey
4.2	Length of network (sum of all DSO)	km		1,622,177	As of 31 December 2007 (calculated market coverage appr. 92.3 percent in relation to the total net consumption transported by the DSOs) Highest Voltage 299 km; High Voltage 54.438 km; Medium Voltage 492.257km; Low Voltage 1.075.183 km;  source: Federal Network Agency's monitoring survey



ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2007)	Comments
<b>Effective Unbundling</b>					
<b>1.</b>	<b>Transmission System Operators (TSOs)</b>				
1.1	TSOs in the country	number	Number of TSOs in the country	4	As of 12 June 2008
1.2	Ownership unbundled TSOs	number	Number of TSOs that are ownership unbundled	0	As of 12 June 2008
1.3	Name and market share of largest TSO	%	% of total TSO network (by km) in the country managed by the largest TSO	57	Aggregated share based on Highest and High Voltage network; Name largest TSO: E.ON Netz GmbH;  source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.4	Ownership structure of largest TSO			X	
1.4.1	Indicate % of state ownership	%		0	As of 31 March 2008; source: Federal Network Agency
1.4.2	Indicate % of private companies ownership	%	(1.4.1 + 1.4.2. = 100%)	100	As of 31 March 2008; source: Federal Network Agency
1.5	TSOs with network assets	number	Number of legally unbundled TSOs that own network assets	4	As of 31 March 2008; source: Federal Network Agency
1.6	TSOs w/o network assets	number	Number of legally unbundled TSOs that do not own network assets	0	As of 31 March 2008; source: Federal Network Agency
<b>2.</b>	<b>Distribution System Operators (DSOs)</b>				
2.1	DSOs in the country	number	Number of DSOs in the country	855	As of 12 June 2008; source: Federal Network Agency
2.2	Ownership unbundled DSOs	number	Number of DSO that are ownership unbundled	n.av.	No legal obligation for ownership unbundling in Germany
2.3	Legally unbundled DSOs	number	Number of DSOs that are legally unbundled	150	As of 31 March 2008 (calculated market coverage appr. 86 percent in relation to the total net consumption transported by the DSOs);  source: Federal Network Agency's monitoring survey

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2007)	Comments
<b>Effective Unbundling</b>					
2.4	100 000 customer exemption	yes/no	Application of the 100 000 customer exemption in the country	Yes	
2.5	Small DSOs (< 100 000 customers)	number	Number of DSOs with less than 100 000 customers	779	As of 12 June 2008; source: Federal Network Agency
2.6	DSOs with network assets	number	Number of legally unbundled DSOs that own network assets	23	As of 31 March 2008 (calculated market coverage appr. 86 percent in relation to the total net consumption transported by the DSOs);  source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.7	DSOs w/o network assets	number	Number of legally unbundled DSOs that do not own network assets	122	As of 31 March 2008  (calculated market coverage appr. 86 percent in relation to the total net consumption transported by the DSOs);  source: Federal Network Agency's monitoring survey
<b>3.</b>	<b>Separate location of network business</b>			X	
3.1	% of TSOs (by number)	%	% of TSOs (by number) that are located separately (i.e. that access restrictions to the facilities of the network company are in place) from both production and supply affiliates	100	source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.2	% of DSOs (by number)	%	% of DSOs (by number) that are located separately (i.e. that access restrictions to the facilities of the network company are in place) from both production and supply affiliates	79	source: Federal Network Agency's monitoring survey
<b>4.</b>	<b>Separate identity of network business</b>			X	
4.1	% of TSOs (by number)	%	% of TSOs (by number) that present themselves to customers as separate entities: name of company, logos, websites, emails, etc	50	source: Federal Network Agency's monitoring survey
4.2	% of DSOs (by number)	%	% of DSOs (by number) that present themselves to customers as separate entities: name of company, logos, websites, emails, etc	81	source: Federal Network Agency's monitoring survey

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2007)	Comments
<b>Description of the wholesale market (generation)</b>					
1.	<b>Generation and consumption figures</b>			X	
1.1	Demand/ consumption	TWh/y	Annual final total demand including losses without pumped storage	569.2	Total consumption of electricity (total electricity industry, including the industry's consumption of electricity from industrial power plants and including grid losses);  source: BDEW (preliminary data)
1.2	Peak load in the system of the TSO	GW	<ul style="list-style-type: none"> <li>- The highest simultaneous demand for electricity satisfied during the year.</li> <li>- The electricity supply at the time of peak demand may include demand satisfied by imported electricity or alternatively the demand may include exports of electricity.</li> <li>- The total peak load on the national grid is not the sum of the peak loads during the year on every power station as they may occur at different times.</li> </ul>	78.5	Figure of public supply;  source: BDEW
1.3	Maximum net generating capacity	GW	<p>The capacity should be reported at 31st December of the relevant reported year. Includes electrical capacity of both electricity (only) and CHP plants.</p> <p>The Net Maximum Electrical Capacity is the sum of the net maximum capacities of all stations taken individually throughout a given period of operation.</p> <p>The period of operation assumed for present purposes is continuous running: in practice 15 hours or more per day.</p> <p>The net maximum capacity is the maximum power assumed to be solely active power that can be supplied, continuously, with all plant running, at the point of outlet to the network.</p>	143.3	Figure of total electricity industry;  figure of public supply: 104.4 GW in 2007;  source: BDEW (preliminary data)

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2007)	Comments
<b>Description of the wholesale market (generation)</b>					
1.4	Total net generation volume	TWh/y	The gross electricity production less the electrical energy absorbed by the generating auxiliaries and the losses in the main generator transformers (Gross Electricity Production: the sum of the electrical energy production by all the generating sets concerned - including pumped storage - measured at the output terminals of the main generators)	597.3	Figure of total electricity industry; figure of public supply: 492.1 TWh in 2007; source: BDEW (preliminary data)
1.5	Network interconnection	GW	Total sum of NTC for import: The total sum of NTC for import for all borders is defined as the sum of the average of Summer- and Winter-NTC for import for each border.	17	source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.6	Load Flows		Amounts of electricity are considered as imported or exported when they have crossed the political boundaries of the country, whether customs clearance has taken place or not. If electricity is transited through a country, the amount should be reported as both an import and an export.	X	
1.6.1	Load flows (Imports)	TWh	Total sum of physical Import Quantity	39	source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.6.2	Load flows (Exports)	TWh	Total sum of physical Export Quantity	56	source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.	<b>Market dominance figures</b>		For groupings the domination principle should be used: Where one generation firm owns (controls) 50% or more of another generation firm, they are counted as one company. If exactly 50% are owned only 50% are added to the one company.	X	
2.1	Generation companies $\geq 5\%$ by capacity	number	Number of companies running more than 5% of national net generating capacity	4	Companies' net generating capacity in relation to the net generating capacity of public supply; source: Federal Network Agency's monitoring survey

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2007)	Comments
<b>Description of the wholesale market (generation)</b>					
2.2.	Generation companies >=5% by volume	number	Number of companies running more than 5% of national net generation volume	4	Companies' net generation volume in relation to the net generation volume of public supply;  source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.3	Share of three biggest generators by capacity	%	Share of three largest generation companies by net generating capacity	85.4	Aggregated net generating capacity of the <b>four</b> biggest companies (86.3 GW) in relation to the net generating capacity of public supply (101 GW)  according to the Federal Network Agency's monitoring survey
2.4.	Share of three biggest generators by volume	%	Share of three largest generation companies by net generation volume	87.9	Aggregated net generation volume of the <b>four</b> biggest companies (451.4 TWh) in relation to the net generation volume for public supply (513.5 TWh)  according to the Federal Network Agency's monitoring survey
2.5	HHI by capacity	number	Sum of squared shares of individual companies.  The threshold should be set in a way to guarantee 80% coverage.  Number between 1 and 10000	n.av	
2.6	HHI by volume	number	Sum of squared shares of individual companies.  The threshold should be set in a way to guarantee 80% coverage.  Number between 1 and 10000	2,182	Reference value for market shares:  Net generation volume of public supply incl. industrial feed-ins for public supply (520.4 TWh according to BDEW, preliminary data);  source: Federal Network Agency's monitoring survey

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2007)	Comments
<b>Description of the wholesale market (traded electricity)</b>					
1.	<b>Electricity traded (power exchange - spot)</b>	TWh	Volume of electricity traded at power exchange spot market (day ahead). Trade of standardised products for physical delivery the next day.	122,26	Day-ahead spot market for the market area of Germany/ Austria 117,93 TWh; market area Switzerland 4,33 TWh; source: EEX
2.	<b>Electricity traded (power exchange - future)</b>	TWh	Volume of electricity traded at power exchange future markets. Trade of standardised products.	188,68	Phelix futures, German power futures and options for Phelix futures (excl. French power futures, EUA futures and Coal futures); excl. OTC-Clearing source: EEX
3.	<b>Electricity traded (OTC-Clearing at power exchange)</b>	TWh	OTC contracts that are cleared at power exchange	960,6	Phelix futures, German power futures and options for Phelix futures (excl. French power futures, EUA futures and Coal futures); source: EEX
4.	<b>Number of traders active at power exchange</b>	number		192	As of 14 April 2008; Total number of electricity traders in the trade and clearing sectors at EEX as well as OTC-Clearing at EEX; source: EEX

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2007)	Comments
<b>Description of the retail market</b>					
1.	<b>Independent suppliers</b>	number	Number of independent suppliers that are ownership unbundled of any electricity network business in the country	n.av.	
2.	<b>Share in the retail market</b>		For groupings the domination principle should be used: Where one supplier owns (controls) 50% or more of another supplier, they are counted as one company. If exactly 50% are owned only 50% are added to the one company. (large, medium and small industry as usually defined in the individual country) The final retail market should be split into eligible and not eligible and the share calculated on the basis of consumption quantity of eligible customers	X	
2.1	No companies $\geq$ 5% market share in the whole retail market	number		3	Figure of public supply; estimation; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.2	Market share of the three largest companies in the whole retail market	%		46.10	Figure of public supply; estimation; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.3	Market share of the three largest companies in large industry	%		48.55	Figure of public supply; estimation; consumption of more than 2 GWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.4	Market share of the three largest companies in medium-sized industry	%		37.09	Figure of public supply; estimation; consumption of more than 10 MWh/year to 2 GWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.5	Market share of the three largest companies in small industry and households	%		48.66	Figure of public supply; estimation, consumption of 10 MWh/year or less; source: Federal Network Agency's monitoring survey

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2007)	Comments
<b>Description of the retail market</b>					
3.	<b>Switching rates</b>		<p>Switching supplier is defined as "the action through which a customer changes supplier".</p> <p>More detailed: A switch is essentially seen as the free (by choice) movement of a customer (defined in terms of an overall relationship or the supply points and quantity of electricity or gas associated with the relationship) from one supplier to another. It involves some activity by the customer. (So changes of supplier resulting from a merger are excluded).</p> <p>Switching activity is defined as the number of switches in a given period of time.</p> <p>A switch additionally includes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A re-switch: when a customer switches for the second or subsequent time, even within the same measured period of time.</li> <li>• A switch-back: when a customer switches back to his/her former or previous supplier.</li> </ul> <p>Switching and moving: When a customer moves, a switch should only be recorded if a customer switches to a supplier other than the supplier which is incumbent in the area where he/she is moving to.</p> <p>Changes of tariffs: A change of tariff with the same retailer is not equivalent to a switch (this exclusion extends to: changing to a new tariff; changing from a regulated to a non-regulated tariff with the same supplier or a subsidiary of the same supplier).</p>		
3.1	Annual switching rate in the whole retail market (by number of eligible meter points)	%	% of customers having changed supplier	3.36	by number of customers; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.2	Annual switching rate in large industry (by number of eligible meter points)	%	% of large industrial customers having changed supplier	5.49	by number of customers; consumption of more than 2 GWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.3	Annual switching rate in medium-sized industry (by number of eligible meter points)	%	% of medium industrial and commercial customers having changed supplier	4.65	by number of customers; consumption of more than 10 MWh/year to 2 GWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.4	Annual switching rate in small industry and households (by number of eligible meter points)	%	% of very small commercial customers and households having changed supplier	3.18	by number of customers; consumption of 10 MWh/year or less; source: Federal Network Agency's monitoring survey



ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2007)	Comments
<b>Description of the retail market</b>					
3.5	Annual switching rate in the whole retail market (by eligible volume)	%	% of customers having changed supplier	10.03	source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.6	Annual switching rate in large industry (by eligible volume)	%	% of large industrial customers having changed supplier	13.19	Consumption of more than 2 GWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.7	Annual switching rate in medium-sized industry (by eligible volume)	%	% of medium industrial and commercial customers having changed supplier	9.71	Consumption of more than 10 MWh/year to 2 GWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.8	Annual switching rate in small industry and households (by eligible volume)	%	% of very small commercial customers and households having changed supplier (by customers)	4.23	Consumption of 10 MWh/year or less; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.9	Annual rate of customer re-negotiating in the whole retail market (by eligible volume)	%	Customer renegotiating means changing the contractual terms with the existing electricity supplier resulting in a price reduction for the customer	n.av.	The results of the Federal Network Agency's monitoring survey for the annual rate of customer negotiating are implausible.

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2007)	Comments
<b>Retail market prices</b>					
1.	<b>Prices for standard consumer Ig</b>		Standard consumer Ig = annual consumption of 24 000 MWh and maximum demand of 4 000 kW	X	
1.1	Ig - Network Charges	ct/kWh	Including: <ul style="list-style-type: none"> <li>• system operators costs</li> <li>• commercial and billing costs related to transmission and distribution activities</li> <li>• congestion management costs</li> </ul> Excluding: taxes	1.46	Weighted average as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.2	Ig - Levies	ct/kWh	Either charged to customers or suppliers – renewables, stranded cost, chp levies, concession levies	1.28	Weighted average as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.3	Ig - Taxes	ct/kWh	VAT, energy taxes, local taxes	3.21	Weighted average (reduced electricity tax rate) as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.4	Ig - Energy Price	ct/kWh	Total price - network charges - levies - taxes = Energy Price	6.61	Weighted average as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.	<b>Prices for standard consumer Ib</b>		Standard consumer Ib = annual consumption of 50 MWh and maximum demand of 50kW	X	
2.1	Ib - Network Charges	ct/kWh	Including: <ul style="list-style-type: none"> <li>• system operators costs</li> <li>• commercial and billing costs related to transmission and distribution activities</li> <li>• congestion management costs</li> </ul> Excluding: taxes	5.07	Weighted average as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.2	Ib - Levies	ct/kWh	Either charged to customers or suppliers – renewables, stranded cost, chp levies, concession levies	2.16	Weighted average as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.3	Ib - Taxes	ct/kWh	VAT, energy taxes, local taxes	4.23	Weighted average (reduced electricity tax rate) as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey <sup>196</sup>

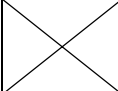
<sup>196</sup> Not included in the taxes is the share of the electricity tax base amount (205 Euro corresponding to 0.41 ct/kWh at 50 MWh/year) that production companies with a reduced electricity tax rate transfer directly to the responsible customs office.

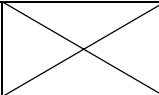
ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2007)	Comments
<b>Retail market prices</b>					
2.4	Prices (lb) - Energy Price	ct/kWh	Total price - network charges - levies - taxes = Energy Price	7.36	Weighted average as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.	<b>Prices for standard consumer Dc</b>		Standard consumer Dc = annual consumption of 3 500 kWh of which 1.300 kWh by night	X	
3.1	Dc - Network Charges	ct/kWh	Including: • system operators costs • commercial and billing costs related to transmission and distribution activities • congestion management costs Excluding: taxes	5.83	Weighted average (excluding universal supply) as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.2	Dc - Levies	ct/kWh	Either charged to customers or suppliers – renewables, stranded cost, chp levies, concession levies	2.89	Weighted average (excluding universal supply) as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.3	Dc - Taxes	ct/kWh	VAT, energy taxes, local taxes	5.39	Weighted average (excluding universal supply) as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.4	Dc - Energy Price	ct/kWh	Total price - network charges - levies - taxes = Energy Price	6.93	Weighted average (excluding universal supply) as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey
4.	<b>Prices for typical household in the country</b>			X	
4.1	Typical household consumption	kWh	Typical household consumption = energy (kWh) consumed by households divided by number of households or household metering points.  Describe the composition of the average consumption of the typical household in the field for comments (e.g. summer/winter, day/night, etc.)	3,601	According to BDEW, the typical electricity consumption of a household in Germany cannot be specified (owing to significant differences in consumption among the various regions, notably between the eastern and western federal states). The given figure is the estimated average consumption of household customers in 2006, including special contracts (3,155 kWh without special contracts); source: BDEW

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2007)	Comments
<b>Retail market prices</b>					
4.2	Typical household - Network Charges	ct/kWh	Including: <ul style="list-style-type: none"> <li>• system operators costs</li> <li>• commercial and billing costs related to transmission and distribution activities</li> <li>• congestion management costs</li> </ul> Excluding: taxes	5.92	Weighted average (universal supply) as of 1 April 2008  for standard consumer Dc;  source: Federal Network Agency's monitoring survey
4.3	Typical household - Levies	ct/kWh	Either charged to customers or suppliers – renewables, stranded cost, chp levies, concession levies	2.81	Weighted average (universal supply) as of 1 April 2008  for standard consumer Dc;  source: Federal Network Agency's monitoring survey
4.4	Typical household - Taxes	ct/kWh	VAT, energy taxes, local taxes	5.48	Weighted average (universal supply) as of 1 April 2008 for standard consumer Dc;  source: Federal Network Agency's monitoring survey
4.5	Typical household - Energy Price	ct/kWh	Total price - network charges - levies - taxes = Energy Price	7.39	Weighted average (universal supply) as of 1 April 2008  for standard consumer Dc;  source: Federal Network Agency's monitoring survey

Gas					
	Variables	Unit	Definition	Figure 2007	Comments
<b>General Regulatory Issues</b>					
1.	<b>Gas market opening threshold</b>	Mm <sup>3</sup> /y	Threshold of eligibility of customers to choose supplier	0	
2.	<b>Proportion (%) of market open to competition</b>	%	Eligible consumption (TWh) divided by annual consumption (TWh) in the country	100	
3.	<b>Length of network in the country in km</b>			X	
3.1	Length of network (sum of all TSO) in km	km		56,476	As of 31 Dec 2005 Source: BDEW
3.2	Length of network (sum of all DSO) in km	km		341,324	As of 31 Dec 2005 Source: BDEW
4.	<b>Balancing</b>			X	
4.1	Balancing model applied		TSO buys balancing gas on the regular gas market/TSO contracts sources of balancing gas/TSO uses storage for balancing	n.av.	Procurement currently intransparent, new balancing regime under way (1 Oct 08)
4.2	Tolerance in balancing		Balancing model allows tolerances/ balancing model does not allow tolerances	Balancing model allows tolerances	new balancing regime under way (1 Oct 08) with no tolerances allowed
5.	<b>Tariff model</b>		entry exit (coupled/uncoupled)/ point to point	Entry exit uncoupled	Since 2006
6.	Capacity allocation mechanism		First come first served/ auction/ pro rata/ allocation on deadline / capacity goes with the customer	First come first served	Since 2006
7.	Congestion management		auction/pro rata/ lottery/ capacity buy back /UIOLI/ secondary market/ interruptible capacity/ use it or sell it	secondary market/ interruptible capacity	

Gas					
	Variables	Unit	Definition	Figure 2007	Comments
<b>Effective unbundling</b>					
1.	<b>Transmission System Operators (TSOs)</b>			X	
1.1	TSOs in the country	number	Number of TSOs in the country	20	As of 12 June 2008
1.2	Ownership unbundled TSOs	number	Number of TSOs that are ownership unbundled	1	As of 12 June 2008
1.3	Name and market share of largest TSO	%	% of total TSO network (by km) in the country managed by the largest TSO	n.av.	Name largest TSO: n.av.
1.4	Ownership structure of largest TSO			X	
1.4.1	Indicate % of state ownership	%		n.av.	
1.4.2	Indicate % of private companies ownership	%	(1.4.1 + 1.4.2. = 100%)	n.av.	
1.5	TSOs with network assets	number	Number of legally unbundled TSOs that own network assets	3	As of 31 March 2008; source: Federal Network Agency
1.6	TSOs w/o network assets	number	Number of legally unbundled TSOs that do not own network assets	17	As of 31 March 2008; source: Federal Network Agency
2.	<b>Distribution System Operators (DSOs)</b>			X	
2.1	DSOs in the country	number	Number of DSOs in the country	697	As of 12 June 2008; source: Federal Network Agency
2.2	Ownership unbundled DSOs	number	Number of DSO that are ownership unbundled	n.av.	No legal obligation for ownership unbundling in Germany.
2.3	Legally unbundled DSOs	number	Number of DSOs that are legally unbundled	145	As of 31 March 2008  (calculated market coverage appr. 74 percent in relation to the total net consumption transported by the DSOs);  source: Federal Network Agency's monitoring survey

Gas					
	Variables	Unit	Definition	Figure 2007	Comments
<b>Effective unbundling</b>					
2.4	100 000 customer exemption	yes/no	Application of the 100 000 customer exemption in the country	yes	
2.5	Small DSOs (< 100 000 customers)	number	Number of DSOs with less than 100 000 customers	668	As of 12 June 2008; source: Federal Network Agency
2.6	DSOs with network assets	number	Number of legally unbundled DSOs that own network assets	15	As of 31 March 2008 (calculated market coverage appr. 74 percent in relation to the total net consumption transported by the DSOs);  source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.7	DSOs w/o network assets	number	Number of legally unbundled DSOs that do not own network assets	130	As of 31 March 2008 (calculated market coverage appr. 74 percent in relation to the total net consumption transported by the DSOs);  source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.	<b>Separate location of network business</b>				
3.1	% of TSOs (by number) that are located separately (i.e. that access restrictions to the facilities of the network company are in place ) from both production and supply affiliates	%		80	source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.2	% of DSOs (by number) that are located separately (i.e. that access restrictions to the facilities of the network company are in place ) from both production and supply affiliates	%		79	source: Federal Network Agency's monitoring survey

Gas					
	Variables	Unit	Definition	Figure 2007	Comments
<b>Effective unbundling</b>					
4.	Separate identity of network business				
4.1	% of TSOs (by number) that present themselves to customers as separate entities: name of company, logos, websites, emails, etc.	%		95	source: Federal Network Agency's monitoring survey
4.2	% of DSOs (by number) that present themselves to customers as separate entities: name of company, logos, websites, emails, etc.	%		79	source: Federal Network Agency's monitoring survey



Gas					
	Variables	Unit	Definition	Figure 2007	Comments
<b>Description of the wholesale market incl. production, import, export, transit and storage</b>					
1.	Production, import, export, transit and consumption figures				
1.1	Demand/ Consumption	TWh/yr	Gross Inland Consumption = Production + Imports - Exports + Storage variations; NB Storage variation reflect the difference between opening stock level at the first day of the year and closing stock level at the last day of the year of stocks held on national territory. A stock build is shown as a negative number and a stock draw as a positive number.	991.2	Source: BMWi/BAFA
1.2	Peak	TWh/day	Maximum quantity of gas consumed in a day during the year	n.av.	
1.3	National production quantity	TWh/yr	National production per year Indigenous Production: All dry marketable production within national boundaries, including offshore production. Production is measured after purification and extraction of NGLs and sulphur. Excludes extraction losses and quantities reinjected, vented or flared	166.5	Source: WEG
1.4	National production capacity	TWh/day	Production capacity (technically available) per day	0.473	Source: WEG
			Amounts of gas are considered as imported or exported when they have crossed the political boundaries of the country, whether customs clearance has taken place or not. If gas is transited through a country, the amount should be reported as both an import and an export.		
1.5	Pipeline import quantity per year	TWh/yr		1453	Import quantity including transit (please note: import quantity in the written report is given without transit). source: Federal Network Agency's monitoring survey

Gas					
	Variables	Unit	Definition	Figure 2007	Comments
<b>Description of the wholesale market incl. production, import, export, transit and storage</b>					
1.6	Firm pipeline import capacity (maximal technically available)	TWh/h		0.255	source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.7	Export quantity per year	TWh/yr		571	Export quantity including transit (please note: export quantity in the written report is given without transit). source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.8	Firm export capacity (maximal technically available)	TWh/h		0.108	source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.9	Transit quantity per year	TWh/yr		391	source: Federal Network Agency's monitoring survey (estimation)
1.10	Firm pipeline import capacity reserved to domestic or foreign LT contracts	TWh/h	Long term contract to supply domestic or foreign market ( $\geq 1$ year)	0.230	source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.11	Firm export capacity reserved to foreign LT contracts	TWh/h	Long term contract to supply foreign market ( $\geq 1$ year)	0.105	source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.12	Firm pipeline import capacity not reserved to domestic or foreign LT contracts	TWh/h	Open to short term transport ( $< 1$ year)	0.025	source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.13	Free pipeline import capacity				
1.13.1	Peak hourly gas flow (TWh/h) within the year	TWh/h		0.224	source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.13.2	Maximum pipeline utilisation	%	Calculate: [1.13.1]/[1.6] *100 (peak hourly gas flow within the year/pipeline import capacity total)	87.8	
1.13.3	Free pipeline import capacity total	%	Calculate: (100-[maximum pipeline utilisation])	12.2	
1.14	Firm export capacity not reserved to foreign LT contracts	TWh/h	open to short term transport ( $< 1$ year)	0.003	source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.15	LNG import capacity (maximal technically available) total	TWh/h		0	no LNG
1.16	LNG Gas volume flow into the country	TWh/yr		0	no LNG

Gas					
	Variables	Unit	Definition	Figure 2007	Comments
<b>Description of the wholesale market incl. production, import, export, transit and storage</b>					
1.17	maximum peak outflow rate per LNG terminal		Maximum peak outflow rate for each LNG terminal	0	no LNG
1.18	Gas import flows to the EU	TWh/yr	Total gas volume imported from sources outside EU-27 (TWh/yr)	341,5	Import including transit. Source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.19	Gas export flows from the EU	TWh/yr	Total gas volume exported to countries outside EU-27 (TWh/yr)	99,4	Export including transit. Source: Federal Network Agency's monitoring survey
<b>2.</b>	<b>Storage figures</b>				
2.1	LNG Gas Storage Capacity (Unit: Nm3)	Nm <sup>3</sup>		0	no LNG
2.2	Underground gas storage – Working gas volume (Unit: Nm3)	Nm <sup>3</sup>		19,900,000,000	Source: LBEG
2.3	Underground gas storage – Maximum withdrawal capacity (Unit: Nm3/h)	Nm <sup>3</sup> /h		470,100,000	Source: LBEG
<b>3.</b>	<b>Market dominance figures</b>		For groupings the domination principle should be used: Where one firm owns (controls) 50% or more of another firm, they are counted as one company. If exactly 50% are owned only 50% are added to the one company.		
3.1	No of companies >= 5% available gas	number	available gas = gross inland consumption (production + net imports + storage variations) Net imports=imports-exports	6	source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.2	Share of three biggest companies by available gas	%		58.65	source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.3	Share of three largest wholesalers	%	Share calculated on volumes traded in wholesale markets (the number includes resales)	n.av.	The results of the Federal Network Agency's monitoring survey concerning this matter are implausible

<b>Gas</b>					
	<b>Variables</b>	<b>Unit</b>	<b>Definition</b>	<b>Figure 2007</b>	<b>Comments</b>
<b>Description of the wholesale market (traded gas)</b>					
1.	<b>Gas traded (power exchange - spot)</b>	TWh/yr	Volume of gas traded at power exchange spot market (day ahead). Trade of standardised products for physical delivery the next day.	0.409	Market areas : EGT and BEB only, no power exchange trading in other market areas in Germany
2.	<b>Gas traded (power exchange - future)</b>	TWh/yr	Volume of gas traded at power exchange future markets. Trade of standardised products	3.698	Market areas : EGT and BEB only, no power exchange trading in other market areas in Germany
3.	<b>Gas traded (OTC-Clearing at power exchange)</b>	TWh/yr	OTC contracts that are cleared at power exchange	0.058	Market areas : EGT and BEB only, no power exchange trading in other market areas in Germany
4	<b>Number of traders active at power exchange</b>	number		45	As of 14 April 2008; Total number of gas traders in the trade and clearing sectors at EEX as well as OTC-Clearing at EEX; source: EEX

Gas					
	Variables	Unit	Definition	Figure 2007	Comments
<b>Description of the retail market</b>					
1.	<b>Independent suppliers</b>	number	Number of independent suppliers that are ownership unbundled of any gas network business in the country	n.av.	
2.	<b>Share in the retail market</b>		<p>For groupings the domination principle should be used:</p> <p>Where one supplier owns 50% or more of another supplier, they are counted as one company. If exactly 50% are owned only 50% are added to the one company (large, medium and small industry as usually defined in the individual country).</p> <p>The final retail market should be split into eligible and not eligible and the share calculated on the basis of consumption quantity of eligible customers</p>		
2.1	No of companies >= 5% market share in the whole retail market	number		4	estimation; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.2	Market share of the three largest companies in the whole retail market	%		26.3	estimation; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.3	Market share of the three largest companies in power plants	%		33.0	estimation; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.4	Market share of the three largest companies in large industry	%		37.4	estimation; consumption of more than 10,000 MWh/year source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.5	Market share of the three largest companies in medium-sized industry	%		22.2	estimation; consumption of more than 300 MWh/year to 10,000 MWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.6	Market share of the three largest companies in small industry and households	%		24.3	estimation; consumption of up to 300 MWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey

Gas					
	Variables	Unit	Definition	Figure 2007	Comments
<b>Description of the retail market</b>					
3.	<b>Switching rates</b>		<p>Switching supplier is defined as "the action through which a customer changes supplier".</p> <p>More detailed: A switch is essentially seen as the free (by choice) movement of a customer (defined in terms of an overall relationship or the supply points and quantity of electricity or gas associated with the relationship) from one supplier to another. It involves some activity by the customer. (So changes of supplier resulting from a merger are excluded).</p> <p>Switching activity is defined as the number of switches in a given period of time.</p> <p>A switch additionally includes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- A re-switch: when a customer switches for the second or subsequent time, even within the same measured period of time.</li> <li>- A switch-back: when a customer switches back to his/her former or previous supplier.</li> </ul> <p>Changes of tariffs: A change of tariff with the same retailer is not equivalent to a switch (this exclusion extends to: changing to a new tariff; changing from a regulated to a non-regulated tariff with the same supplier or a subsidiary of the same supplier).</p>		
3.1	Annual switching rate in the whole retail market (by number of eligible meter points)	%	% of customers having changed supplier	1.01	by number of customers; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.2	Annual switching rate of power plants (by number of eligible meter points)	%	% of power plants having changed supplier	3.34	by number of customers; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.3	Annual switching rate in large industry (by number of eligible meter points)	%	% of large industrial customers having changed supplier	4.20	by number of customers; consumption of more than 100.000 MWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.4	Annual switching rate in medium-sized industry (by number of eligible meter points)	%	% of medium industrial and commercial customers having changed supplier	0.85	by number of customers; consumption of more than 300 MWh/year to 100.000 MWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.5	Annual switching rate in small industry and households (by number of eligible meter points)	%	% of very small commercial customers and households having changed supplier	1.01	by number of customers; consumption of 300 MWh/year or less; source: Federal Network Agency's monitoring survey

Gas					
	Variables	Unit	Definition	Figure 2007	Comments
<b>Description of the retail market</b>					
3.6	Annual switching rate in the whole retail market (by eligible volume)	%	% of customers having changed supplier	3.79	source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.7	Annual switching rate of power plants (by eligible volume)	%	% of power plants having changed supplier	8.06	source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.8	Annual switching rate in large industry (by eligible volume)	%	% of large industrial having changed supplier	4.76	Consumption of more than 100.000 MWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.9	Annual switching rate in medium-sized industry (by eligible volume)	%	% of medium industrial and commercial customers having changed supplier	3.88	Consumption of more than 300 MWh/year to 100.000 GWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.10	Annual switching rate in small industry and households (by eligible volume)	%	% of very small commercial customers and households having changed supplier	1.23	Consumption of 300 MWh/year or less; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.11	Annual rate of customer re-negotiating in the whole retail market (by eligible volume)	%	Customer renegotiating means changing the contractual terms with the existing gas supplier resulting in a price reduction for the customer	n.av.	The results of the Federal Network Agency's monitoring survey show implausible figures for the annual rate of customer negotiating.

Gas					
	Variables	Unit	Definition	Figure 2007	Comments
<b>Retail market prices</b>					
<b>1.</b>	<b>Prices for standard consumer I4-1</b>		Standard consumer I4-1 = annual consumption of 418,6 TJ	X	
1.1	I4-1 - Network Charges	ct/kWh	Network tariff including metering costs excluding levies and taxes)	0.21	Weighted average as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.2	I4-1 - Levies	ct/kWh	Either charged to customers or suppliers – concession levies	n.app.	
1.3	I4-1 - Taxes	ct/kWh	VAT, energy taxes, local taxes	1.26	Weighted average as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.4	I4-1 - Energy price	ct/kWh	Total price - network charges - levies - taxes = Energy Price	3.06	Weighted average as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey
<b>2.</b>	<b>Prices for standard consumer I1</b>		Standard consumer I1 = annual consumption of 0,4186 TJ	X	
2.1	I1 - Network Charges	ct/kWh	Network tariff including metering costs excluding levies and taxes	1.00	Weighted average as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.2	I1 - Levies	ct/kWh	Either charged to customers or suppliers – concession levies	0.05	Weighted average as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.3	I1 - Taxes	ct/kWh	VAT, energy taxes, local taxes	1.49	Weighted average as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.4	I1 - Energy Price	ct/kWh	Total price - network charges - levies - taxes = Energy Price	3.51	Weighted average as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey



Gas					
	Variables	Unit	Definition	Figure 2007	Comments
<b>Retail market prices</b>					
<b>3.</b>	<b>Prices for standard consumer D3</b>		Standard consumer D3 = annual consumption of 83,7 GJ	X	
3.1	D3 - Network Charges	ct/kWh	Network tariff including metering costs excluding levies and taxes	1.29	Weighted average (excluding universal supply) as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.2	D3 - Levies	ct/kWh	Either charged to customers or suppliers – concession levies	0.06	Weighted average (excluding universal supply) as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.3	D3 - Taxes	ct/kWh	VAT, energy taxes, local taxes	1.57	Weighted average (excluding universal supply) as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.4	D3 - Energy Price	ct/kWh	Total price - network charges - levies - taxes = Energy Price	3.58	Weighted average (excluding universal supply) as of 1 April 2008; source: Federal Network Agency's monitoring survey
<b>4.</b>	<b>Prices for typical household in the country</b>			X	
4.1	Typical household consumption	kWh	Typical household consumption = energy (kWh) consumed by households divided by number of households or household metering points.  Describe the composition of the average consumption of the typical household in the field for comments (e.g. summer/winter, day/night, etc.)	20,454.30	Typical household consumption in 2006 Source: BDEW (preliminary data)
4.2	Typical household - Network Charges	ct/kWh	Network tariff including metering costs excluding levies and taxes	1.26	Weighted average (excluding universal supply) as of 1 April 2008 for standard consumer D3; source: Federal Network Agency's monitoring survey

Gas					
	Variables	Unit	Definition	Figure 2007	Comments
<b>Retail market prices</b>					
4.3	Typical household - Levies	ct/kWh	Either charged to customers or suppliers – concession levies	0.27	Weighted average (excluding universal supply) as of 1 April 2008 for standard consumer D3; source: Federal Network Agency's monitoring survey
4.4	Typical household - Taxes	ct/kWh	VAT, energy taxes, local taxes	1.63	Weighted average (excluding universal supply) as of 1 April 2008 for standard consumer D3; source: Federal Network Agency's monitoring survey
4.5	Typical household - Energy Price	ct/kWh	Total price - network charges - levies - taxes = Energy Price	3.74	Weighted average (excluding universal supply) as of 1 April 2008 for standard consumer D3; source: Federal Network Agency's monitoring survey
5.	<b>Calorific value</b>	kWh/m <sup>3</sup>	Average calorific value of the country	9.7692	Value should be reinvestigated for EU as a whole. National value (still) underestimates the rising level of high caloric gas
6.	<b>Storage charges</b>	ct/kWh	Average value for the country (total cost of storage used in the respective country divided by total consumption)	n.av.	Germany's NRA is not authorised to monitor cost related data of storage operators

## Glossar

### Elektrizität und Gas

Begriff	Definition
Aufwendungen für Instandhaltung	Aufwendungen für Instandhaltung stellen die Aufwendungen aus der Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements dar, 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.
Bestimmender Einfluss	Die Möglichkeit bestimmender Einflussnahme ist im Sinne von Art. 3 Abs. 2 der Verordnung (EG) Nr. 139/2004 des Rates vom 20.01.2004 über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (EU-FKVO) zu verstehen.
Betriebsnummer „Netzbetreiber“	Die achtstellige Betriebsnummer wird von der Bundesnetzagentur als Kennzahl für die Zuordnung und Identifikation des Unternehmens je Tätigkeitsfeld vergeben und ist an der führenden 1000 (Elektrizität) bzw. 1200 (Gas) und weiteren vier Stellen zu erkennen (z.B. 10005678 oder 12005679).
Clearing	Die physische und finanzielle Erfüllung von Spot- bzw. Termingeschäften. Auf- und Verrechnung von Forderungen und Verbindlichkeiten aus Spot- bzw. Termingeschäften. Insbesondere umfasst es für den Spotmarkt die Abwicklung und die Erfassung der Sicherheiten und den täglichen Gewinn- und Verlustausgleich, die Erfassung der Sicherheiten, sowie die Schlussabrechnung am letzten Handelstag. <sup>1)</sup>
Dominanzmethode	Die 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. <sup>2)</sup>
Ersatzversorger	Der 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	Die Grundversorgung ist die 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.<sup>3)</sup></p>
Kunden	<p>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.</p> <p>Diese sind unter folgendem Link abrufbar:</p> <p><a href="http://www.bundesnetzagentur.de/enid/4d1f10fa9fdca6d57f4bfe6049907912,0/Allgemeine_Informationen/Leitfaden_-_Auslegungsgrundsaeetze_2kl.html">http://www.bundesnetzagentur.de/enid/4d1f10fa9fdca6d57f4bfe6049907912,0/Allgemeine_Informationen/Leitfaden_-_Auslegungsgrundsaeetze_2kl.html</a></p>
Leistungsgemessene Letztverbraucher	<p>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.</p>
Lieferantenwechsel	<p>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.</p>

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. <sup>4)</sup>
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	Ein Markt, an dem die Geschäfte sofort einer Abwicklung zugeführt werden. <sup>1)</sup>
Zeitpunkt Marktöffnung	Inkrafttreten des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BGBl. Teil I Nr. 24 vom 28.04.1998) am 29.04.1998.

#### Quellen Definitionsliste:

<sup>1)</sup> EEX: Einführung in den Börsenhandel an der EEX auf Xetra und Eurex, Dokumentversion 0001B, Leipzig, 28.04.2006

<sup>2)</sup> 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

<sup>3)</sup> Statistisches Bundesamt: Fachserie 4 Reihe 6.1, Produzierendes Gewerbe; Beschäftigung, Umsatz, Investitionen und Kostenstruktur der Unternehmen in der Energie- und Wasserversorgung, 2005, Wiesbaden, 2007

<sup>4)</sup> EEX: OTC-Clearing-Bedingungen, Bedingungen für die OTC Clearing Fazilität, Dokumentversion 0003c, Leipzig, 04.10.2005

## Elektrizität

Es gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 3 EnWG, § 2 StromNZV und § 2 StromNEV. Ergänzend hierzu gelten folgende Definitionen:

Begriff	Definition
Anschluss	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 <sup>1)</sup>
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	Die Betriebszeit ist die Zeitspanne, in der eine Anlage oder ein Anlageteil 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. <sup>2)</sup>
Biomasse	Der biologisch abbaubare Anteil von Erzeugnissen, Abfällen und Rückständen der Landwirtschaft (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Industriezweige sowie der biologisch abbaubare Anteil von Abfällen aus Industrie und Haushalten. <sup>3)</sup>
Brutto-Leistung	Die Brutto-Leistung einer Erzeugungseinheit ist die abgegebene Leistung an den Klemmen des Generators. <sup>2)</sup>
Brutto-Elektrizitätserzeugung	Die Brutto-Elektrizitätserzeugung einer Erzeugungseinheit ist die erzeugte elektrische Arbeit, gemessen an den Generatorklemmen. <sup>2)</sup>
Dauer der Anschlussherstellung	Die Dauer zur Herstellung des Anschlusses ist die 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	Die Dauerleistung einer Erzeugungs-, Übertragungs- und Verbrauchsanlage ist die höchste Leistung, 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. <sup>2)</sup>

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. <sup>1)</sup>
Eigenverbrauch	<p>Der Eigenverbrauch ist die 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.<sup>2)</sup></p>
Eigenverbrauchsleistung	Die Eigenverbrauchsleistung einer Erzeugungseinheit ist die elektrische Leistung, 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. <sup>2)</sup>
Energieträger	Alle Quellen oder Stoffe, in denen Energie mechanisch, thermisch, chemisch oder physikalisch gespeichert ist. <sup>3)</sup>
Engpass	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.

Engpassleistung	Die Engpassleistung einer Erzeugungseinheit ist diejenige Dauerleistung, die unter Normalbedingungen erreichbar ist. Sie ist durch den leistungsschwächsten Anlageteil (Engpass) begrenzt, wird durch Messungen ermittelt und auf Normalbedingungen umgerechnet. Bei einer längerfristigen Veränderung (z.B. Änderungen an Einzelaggregaten, Alterungseinflüsse) ist die Engpassleistung entsprechend den neuen Verhältnissen zu bestimmen. Die Engpassleistung kann von der Nennleistung um einen Betrag $\pm \Delta P$ abweichen. Kurzfristig nicht einsatzfähige Anlagenteile mindern die Engpassleistung nicht. Bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ist die Engpassleistung die elektrische Engpassleistung. <sup>2)</sup>
Entgelt für Abrechnung	Entgelt für Abrechnung i.S.d. § 17 Abs. 7 StromNEV: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Abrechnung der Netznutzung</li> <li>• Ermittlung Jahresverbrauchsprognose nach § 13 Abs. 1 StromNZV</li> </ul>
Entgelt für Messung	Entgelt für Messung i.S.d. § 21b EnWG: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Je nach Typ der Messeinrichtung <ul style="list-style-type: none"> <li>• turnusmäßige (jährliche) Ablesung (Arbeitszähler)</li> <li>• werktägliche Ablesung (Lastgangzähler) inkl. der dazu benötigten Hard- und Software</li> <li>• bei Mehrtarifzählern: Bereitstellung des Tarifsteuersignals</li> </ul> </li> <li>• Zwischenablesung oder vom Lieferanten/Kunden gewünschte spezielle Ablesung</li> <li>• Datenaufbereitung</li> <li>• Datenweitergabe nach MeteringCode inkl. der dazu benötigten Hard- und Software (Weitergabezyklus (monatlich), periodische Zählerstände (monatlich, jährlich), Energiemengen im Betrachtungszeitraum, Prognosewerte)</li> <li>• Anschlussnehmer-, Anschlussnutzer- und Messstellenbetreiberbetreuung</li> <li>• Richtlinien und gesetzliche Vorschriften, Planung</li> <li>• Technische Betreuung der Messstelle durch den Netzbetreiber</li> <li>• Dokumentation und Datenpflege beim Netzbetreiber</li> <li>• Wechsel des Messstellenbetreibers</li> </ul>
Entgelt für Messstellenbetrieb	Entgelt für Messstellenbetrieb (Einbau, Betrieb und Wartung i. S. d. § 21b EnWG) ist die Summe aus Entgelt für Standardleistungen des Messstellenbetriebes plus Entgelt für Standardleistungen bei Messeinrichtungen mit Telekommunikationskomponente (falls vorhanden)



<p>Entgelt für Messstellenbetrieb (hier: Entgelt für Standardleistungen des Messstellenbetriebes)</p>	<p>Entgelt für Standardleistungen des Messstellenbetriebes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bereitstellung der Messeinrichtung entsprechend den Vorschriften</li> <li>• Gerätetechnik und Funktion: Je nach gewähltem Typ der Messeinrichtung als Arbeitszähler, Registrierender Lastgangzähler oder Zähler mit sonstiger Leistungsmessung, in Wechselstrom- oder Drehstromausführung, als Eintarif- oder Mehrtarifzähler, mit Wandler oder ohne Wandler.</li> <li>• Montage und Inbetriebnahme der Messeinrichtung.</li> <li>• Wechsel der Messeinrichtung (Arbeitszähler nach Lastgangzähler oder umgekehrt) aufgrund dauerhaften Über- oder Unterschreitens der in § 12 Abs. 1 Satz 1 StromNZV oder gemäß § 12 Abs. 1 Satz 2 StromNZV vom Netzbetreiber festgelegten Lastganggrenze.</li> <li>• Dokumentation und Bereitstellung der messstellenbezogenen Stammdaten</li> <li>• Qualitätsüberwachung, Störungsbeseitigung und Tausch nach Ablauf der Eichgültigkeit</li> <li>• Demontage der Messeinrichtung bei Anlagenauflösung</li> <li>• Impulsweitergabe an einer ohne Brechung der Verplombung zugänglichen Schnittstelle des Messgerätes</li> </ul> <p><u>Keine</u> Standardleistungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Wechsel des Messgerätes auf Kundenwunsch</li> <li>• Versetzung des Zählerplatzes auf Kundenwunsch</li> <li>• Vergleichsmesseinrichtung</li> </ul>
<p>Entgelt für Messstellenbetrieb (hier: Entgelt für Standardleistungen bei Messeinrichtungen mit Telekommunikationskomponente)</p>	<p>Entgelt für Standardleistungen bei Messeinrichtungen mit Telekommunikationskomponente: Einrichtung und Bereithaltung einer Telekommunikationsverbindung (analoge Telefonleitung, GSM oder ähnliches) zur Ermöglichung der Datenübertragung zwischen Netzbetreiber und Messstelle</p>
<p>Erneuerbare Energien</p>	<p>Erneuerbare Energien sind Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie. (vgl. § 3 Abs. 1 EEG)</p>
<p>Erzeuger</p>	<p>Erzeuger von Elektrizität sind die Unternehmen, die Energieträger in elektrische Energie umwandeln. Sie stehen am Anfang der Wertschöpfungskette der Elektrizitätswirtschaft.<sup>4)</sup></p>
<p>Erzeugung</p>	<p>Erzeugung ist die Produktion elektrischer Energie bzw. bei der Kraft-Wärme-Kopplung von elektrischer Energie und Nutzwärme.<sup>2)</sup></p>
<p>Erzeugungseinheit</p>	<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.<sup>2)</sup></p>

Explizite Auktion	Im Rahmen der expliziten Auktion wird die zur Verfügung stehende Kapazität an die Marktteilnehmer vergeben, die im Rahmen einer Auktion die höchsten Gebote für diese Kapazität abgegeben haben (vgl. ETSO, An Overview of Current Cross-border Congestion Management Methods in Europe, Mai 2006).
Freileitung	Oberirdisch, über Isolatoren an Stützpunkten (z.B. Masten) befestigte Leiterelemente (Leiterseile, isolierte Freileitungen) eines Elektrizitätsnetzes. Eine Freileitung besteht im Wesentlichen aus Masten, Leiterseilen, Isolatoren, Verbindungsteilen und Erdungen.
Futures	Ein Futures ist die 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. <sup>1)</sup>
Grundversorger	Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das nach § 36 Abs. 1 EnWG in einem Netzgebiet die Grundversorgung mit Elektrizität durchführt. (vgl. § 1 Abs. 3 StromGVV)
Implizite Auktion	s. Market Coupling
Intraday Handel	Im Intra-Day-Handel der EEX werden Stromkontrakte mit Lieferung am selben oder folgenden Tag gehandelt. (vgl. www.eex.de)
Jahresbenutzungsdauer (Letztverbraucher)	Die Jahresbenutzungsdauer bestimmt die Regelmäßigkeit, mit der elektrische Energie von dem Verbraucher im Laufe des Jahres aus dem Netz entnommen wird. Je höher die Dauer ist, um so mehr verteilt sich der Verbrauch regelmäßig auf die 8.760 Stunden des Jahres. Sie gibt die Zahl der Stunden an, in denen der Verbraucher seinen Jahresverbrauch bei ständiger Inanspruchnahme der seiner Jahreshöchstlast entsprechenden Leistung erreichen könnte (Jahresbenutzungsdauer = Jahresverbrauch dividiert durch Jahreshöchstlast). <sup>5)</sup>
Jahreshöchstlast (Letztverbraucher)	Die Jahreshöchstlast ist die in Kilowatt (kW) ausgedrückte und im Zeitraum eines Jahres viertelstündig gemessene Höchstlast. <sup>5)</sup>
Kabel	Unterirdisch, im Erdreich, in Schächten oder in Rohren verlegte, isolierte Leiter eines Elektrizitätsnetzes.
Kraft-Wärme-Kopplung	Kraft-Wärme-Kopplung ist die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und in Nutzwärme in einer ortsfesten technischen Anlage. Als ortsfest gilt auch eine Anlage, die zur Erzielung einer höheren Auslastung für eine abwechselnde Nutzung an zwei Standorten errichtet worden ist. (vgl. § 3 Abs. 1 KWKG)
Kraftwerk	Ein Kraftwerk ist eine Anlage, die dazu bestimmt ist, durch Energieumwandlung elektrische Energie zu erzeugen. <sup>2)</sup>
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 Couplings 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	Ein Market Maker ist ein Börsenteilnehmer, der für eine Mindestzeit am Börsentag gleichzeitig einen Kauf- und Verkaufsantrag (Quote) im Auftragsbuch hält. Market Maker dienen zur Sicherstellung einer Grundliquidität. <sup>1)</sup>
Marktgebiet	Mehrere Lieferorte (ÜNB) werden zu einem Marktgebiet zusammengefasst, wenn es keine Übertragungsengpässe zwischen den Netzen dieser ÜNB gibt. Die Auktionspreise der Stundenkontrakte gleicher Lieferstunde aber verschiedenen Lieferortes (ÜNB) sind gleich, wenn sie dem gleichen Marktgebiet angehören. <sup>1)</sup>
Nachrichtentypen GPKE	<p>UTILMD: Utilities master data message Diese Nachricht enthält Angaben über Stammdaten von Kunden, Verträgen und Zählpunkten, die z.B. im Zusammenhang mit dem Wechsel des Energieversorgers stehen.</p> <p>MSCONS: Metered services consumption report message Mit dieser Nachricht können alle energiemengen-relevanten Informationen, die sich auf das Zähl- und Messwesen im deregulierten Energiemarkt beziehen, ausgetauscht werden.</p> <p>REQDOC: Request for document message Diese Nachricht wird benutzt, um Dokumente (z.B. die EDIFACT-Nachrichten MSCONS) anzufordern. Sie enthält Angaben über die angeforderten Dokumente, wie Kennung bzw. Dokumententyp. Mittels der REQDOC können Zählwerte und Verbräuche (MSCONS) angefordert werden.</p> <p>INVOIC: Invoice message Mit dieser Nachricht wird die Zahlung für Netz-, Energie- und Dienstleistungen, entsprechend den Vereinbarungen zwischen Verkäufer und Käufer, gefordert.</p> <p>REMADV: Remittance advice message Das Zahlungsavis wird zwischen Zahlendem und Zahlungsempfänger ausgetauscht und enthält detaillierte Informationen zu einem bestimmten Datum in Bezug auf eine oder mehrere Rechnungen für die Bereitstellung von Energiedienstleistungen (z.B. für Netznutzung).</p> <p>CONTRL: Syntax and service report message Diese Nachricht wird benutzt, um Auskunft bzw. Rückmeldungen zu geben, wenn Nachrichten erfolgreich empfangen wurden oder Syntaxfehler aufweisen.</p> <p>APERAK: Application error and acknowledgement message Diese Nachricht wird benutzt, um eine Bestätigung oder Fehlermeldung zu Nachrichtendateiinhalten auf elektronischem Wege zurückzumelden.</p>

Nennleistung	Die Nennleistung einer Erzeugungs-, Übertragungs- und Verbrauchsanlage ist die Dauerleistung, 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. <sup>2)</sup>
Nennzeit	Die Nennzeit ist die gesamte zusammenhängende Berichtszeitspanne, ohne jegliche Unterbrechung (Kalenderzeit, z.B. Tag, Monat, Quartal, Jahr). <sup>2)</sup>
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-Leistung	Die Netto-Leistung einer Erzeugungseinheit ist die an das Versorgungssystem (Übertragungs- und Verteilungsnetz, Verbraucher) abgegebene Leistung. 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. <sup>2)</sup>
Netto-Netzentgelt	Netzentgelt ohne Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe sowie Umlagen nach EEG und KWKG
Netto-Elektrizitätserzeugung	Die Netto-Elektrizitätserzeugung einer Erzeugungseinheit ist die um ihren Betriebs-Eigenverbrauch verminderte Brutto-Elektrizitätserzeugung. Wenn nichts anderes vermerkt wird, bezieht sich die Netto-Elektrizitätserzeugung auf die Nennzeit. <sup>2)</sup>
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. <sup>2)</sup>
Netzebene	Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird (§ 2 Nr. 6 StromNEV)  Niederspannung (NS) $\leq 1 \text{ kV}$ Mittelspannung (MS) $> 1 \text{ kV}$ und $\leq 72,5 \text{ kV}$ Hochspannung (HS) $> 72,5 \text{ kV}$ und $\leq 125 \text{ kV}$ Höchstspannung (HöS) $> 125 \text{ kV}$
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. <sup>2)</sup>
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 Zertifizierung oder Stromkennzeichnung als Stromprodukt mit besonderer Relevanz des Anteils bzw. der Förderung Erneuerbarer Energien 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. <sup>1)</sup>
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. <a href="http://www.eex.de">www.eex.de</a> )
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	Unter Schwarzstartfähigkeit wird die Fähigkeit einer Erzeugungseinheit (Kraftwerk) verstanden, 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. Die ÜNB tragen dafür Sorge, dass in der jeweiligen Regelzone ausreichend schwarzstartfähige Erzeugungseinheiten zur Verfügung stehen.
Stromkreislänge	Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Kabel in den Netzebenen NS, MS, HS und HöS (Beispiel: Wenn L1 = 1km, L2 = 1km und L3 = 1km, dann Stromkreislänge = 1km). Bei unterschiedlichen Phasenlängen ist die durchschnittliche Länge in km zu ermitteln. Die Anzahl der pro Phase verwendeten Kabel ist für die Stromkreislänge unmaßgeblich. Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Kabel, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Geplante, in Bau befindliche, verpachtete sowie stillgelegte Kabel sind nicht zu berücksichtigen. Leitungen in Bruchteilnutzung sind bei der Berechnung der Netzlänge mit voller Kilometerzahl anzusetzen. Die Stromkreislänge in der Netzebene Niederspannung ist einschließlich Hausanschlussleitungen und ohne Leitungen von Straßenbeleuchtungsanlagen anzugeben. Leitungen über 36 kV mit Transportfunktion und Hochspannungsentgelt können bei der Hochspannung angegeben werden.
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.
Underlying	Basiswert. <sup>1)</sup>
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:

<sup>1)</sup> EEX: Einführung in den Börsenhandel an der EEX auf Xetra und Eurex, Dokumentversion 0001B, Leipzig, 28.04.2006

<sup>2)</sup> VDEW: Begriffe der Versorgungswirtschaft, Teil B Elektrizität und Fernwärme, Heft 1, Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, 7. Ausgabe 1999

<sup>3)</sup> Statistisches Bundesamt: Energie in Deutschland, Wiesbaden, 2006

<sup>4)</sup> VDEW: Leitfaden „Stromkennzeichnung“, Umsetzungshilfe für Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Erzeuger und Lieferanten von Strom zu den Bestimmungen über die Stromkennzeichnung, Berlin, 14.10.2005

<sup>5)</sup> Europäische Gemeinschaften: Elektrizitätspreise, Daten 1990 – 2003, Luxemburg, 2003

## Gas

Es gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 3 EnWG, § 2 GasNZV und § 2 GasNEV.  
Ergänzend hierzu gelten folgende Definitionen:

Begriff	Definition
Anschlüsse	Anschlüsse sind zum einen Netzanschlüsse nach § 5 NDAV und zum anderen 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 usw. gebaut wurden.
Arbeitsgas	Gas, das in einem Gasspeicher zur Ausspeisung tatsächlich zur Verfügung steht. Hier gilt: Gesamtvolumen des Speichers – Kissengas (nicht nutzbares Volumen) = Arbeitsgas.
Arbeitsgasvolumen	Ein Anteil vom maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen (siehe Definition maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen).
Ausgleichsenergie	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 Ausspeisepunkt ist ein Punkt, an dem Gas aus einem Netz eines Netzbetreibers an Letztverbraucher, nachgelagerte Netze (eigene und fremde) oder Weiterverteiler ausgespeist werden kann, zuzüglich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen (vgl. dazu auch § 3 Nr. 1b EnWG).
Beistellung	Die Beistellung ist eine Marktöffnungsregelung, die bereits in der energiewirtschaftlichen Praxis zu Beginn der Liberalisierung 1998 bis zur fortschreitenden Anwendung der Verbändevereinbarung II im Strombereich durchgeführt worden ist. 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)	Die Benutzungsdauer in Tagen 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) <sup>1)</sup>
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.

Dauer der Anschlussherstellung	Die Dauer zur Herstellung des Anschlusses ist die Zeitspanne vom Beginn der unmittelbaren Anschlussarbeiten (Verlegung der Rohrleitung, Druckprobe, Vermessen der Rohrleitung usw.), ohne Berücksichtigung der nötigen Tiefbauarbeiten (Rohrgraben-/ Kopflöcherherstellung usw.), bis zur Fertigstellung/Inbetriebnahme. Die Fertigstellung/Inbetriebnahme ist der Zeitpunkt, an dem die Gaslieferung aufgenommen werden könnte (Gasleitung steht bis zum Absperrhahn unter Druck). 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).
Dauer von Reparaturen	Die Dauer einer Reparatur, die im Zusammenhang mit einem Gasaustritt steht, beginnt mit dem Zeitpunkt der Instandsetzung, ohne Berücksichtigung der nötigen Tiefbauarbeiten (Rohrgraben-/ Kopflöcherherstellung usw.) und endet mit der Fertigstellung in den bestimmungsgemäßen Zustand. Es wird der Zeitraum zwischen Beginn und Ende der Reparatur ermittelt und nicht die effektiven Arbeitsstunden oder Tage an denen tatsächlich an der Reparatur gearbeitet wurde.
Einspeisepunkt	Ein 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	Entbündelte Speicherdienstleistungen sind Produkte, bei denen Arbeitsvolumen, Einspeiserate 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	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	First come first served / First committed first served. Der erste Nachfrager wird zuerst bedient. Er erhält die Kapazitäten in Höhe seiner Anfrage, wenn sie erfüllbar ist.
Geschäftsdaten	Prozessgesteuerte Daten eines Unternehmens, wie z.B. Bestellungen, Rechnungen.
Grundversorger	Gasversorgungsunternehmen, das nach § 36 Abs. 1 EnWG in einem Netzgebiet die Grundversorgung mit Gas durchführt. (vgl. § 1 Abs. 3 GasGVV)



H-Gas	H-Gas ist ein Gas der 2. Gasfamilie mit höherem Methangehalt (87 bis 99 Volumenprozent) und somit weniger Volumenprozent an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 11,5 kWh/m <sup>3</sup> und einen Wobbeindex von 12,8 kWh/m <sup>3</sup> bis 15,7 kWh/m <sup>3</sup> . Gefördert wird H-Gas zum Beispiel in den GUS-Staaten, Norwegen oder auch Dänemark.
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 sind zylinderförmig, können Durchmesser bis zu 80 m und Höhen zwischen 50 und 500 m haben und liegen Hunderte von Metern unter der Erdoberfläche, in Deutschland zum Teil in Tiefen (bergmännisch Teufen) bis zu 2.500 m. Sie zeichnen sich oftmals durch – im Vergleich zu Porenspeichern – höhere Ein- und Ausspeicherkapazitäten, aber kleinere Volumina aus.
L-Gas	L-Gas ist ein Gas der 2. Gasfamilie mit niedrigerem Methangehalt (80 bis 87 Volumenprozent) und größeren Volumenprozenten an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 9,77 kWh/m <sup>3</sup> und einen Wobbeindex von 10,5 kWh/m <sup>3</sup> bis 13,0 kWh/m <sup>3</sup> . Gefördert wird L-Gas zum Beispiel in den Niederlanden oder in Norddeutschland.
Lieferant	Ein Unternehmen, dessen Geschäftstätigkeit auf den Vertrieb von Gas gerichtet ist.
Marktgebietsaufspannender Netzbetreiber	Der FNB, der das oberste Leitungsnetz in einem Marktgebiet betreibt. Sinngemäß gilt dies auch, wenn mehrere Netzbetreiber gemeinschaftlich ein Marktgebiet aufspannen.
Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen	Das Volumen des Speichers abzüglich des benötigten Kissengases.
Netzzugangsverweigerung	Ablehnende Antwort oder abänderndes Vertragsangebot durch den Netzbetreiber auf eine verbindliche Netzzugangsanfrage.
Nominierung	Die Pflicht des Transportkunden an den betroffenen Netzbetreiber - bis spätestens 14:00 Uhr - die am Folgetag beabsichtigte Inanspruchnahme seiner Ein- und Ausspeisekapazität für jede Stunde des Folgetages zu melden (s. § 27 Abs. 1 GasNZV).
Normkubikmeter Nm <sup>3</sup>	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	Open-Season-Verfahren dienen der Bedarfsabfrage des Marktes nach Kapazitäten einer neuen bzw. auszubauenden Gasinfrastruktur. Sie beinhaltet im zweiten Schritt 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	Beim Porenspeicher wird das Erdgas in den Porenräumen geeigneter Gesteinshorizonte gelagert. Sie zeichnen sich oftmals durch große Volumina 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	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 wirtschaftlich verstanden. Es geht also nicht um den technischen Betreiber; angesprochen ist das Unternehmen, das die Kapazitäten des Speichers vermarktet.
Stammdaten	Grunddaten eines Unternehmens für die erfolgreiche Abwicklung von Geschäftsvorgängen. Hierzu zählen u.a. Vertragsdaten von Kunden, wie z.B. Name, Adresse, Zählnummer.
Systemspeicher	Zusammenfassung mehrerer Speicheranlagen zur Erbringung von Speicherdienstleistungen, die unabhängig von den physischen Speichern sind und die erforderliche Netznutzung beinhalten.
Transportkunde	Transportkunden sind alle Kapazitätsbuchenden, Bilanzkreisverantwortlichen und jeder Kunde am Hub (jeder Kunde/Vertragspartner), jedoch nicht nachgelagerte Netzbetreiber.
"Verbundene Unternehmen" i.S.d. § 15 AktG:	Verbundene Unternehmen sind 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	(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 ist das Gas am VP dieses Marktgebietes und kann dort beliebig gehandelt werden.
Zählpunkt	Netzpunkt, an dem der Energiefluss zu Abrechnungszwecken messtechnisch erfasst wird (Definition i.S.d. Monitoring nach § 35 EnWG)
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 marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber, nachgelagert und i.d.R. zusätzlich einem Verteilernetzbetreiber vorgelagert ist.

1) Europäische Gemeinschaften: Gaspreise, Daten 1990 – 2003, Luxemburg, 2003

## Abkürzungsverzeichnis

Abs.: Absatz  
AktG: Aktiengesetz  
ARegV: Anreizregulierungsverordnung  
Art.: Artikel  
BAFA: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle  
BBA: Basisbilanzausgleich  
BDEW: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.  
BEB-VEP: Virtueller Entry/Exit Punkt der BEB Transport und Speicher Service GmbH  
BGBl.: Bundesgesetzblatt  
BGH: Bundesgerichtshof  
BGHZ: Bundesgerichtshof Zivilsachen  
BKV: Bilanzkreisverantwortlicher  
BMWi: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie  
BuG: Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse  
CAIDI: Customer Average Interruption Duration Index  
ct: Cent  
DIN: Deutsches Institut für Normung e.V.  
DVGW: Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.  
EDIFACT: (United Nations) Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport  
Edigas (Edig@s): Subset des EDIFACT-Standards für den Gastransport  
EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz  
EEX: European Energy Exchange AG  
EG: Europäische Gemeinschaft  
EGT: E.ON Gastransport AG & Co. KG  
EnBW TNG: EnBW Transportnetze AG  
EnWG: Energiewirtschaftsgesetz  
E.ON Netz: E.ON Netz GmbH  
EON-GT VP: Virtueller Handlungspunkt der E.ON Gastransport AG & Co. KG  
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  
GdFDT: Gaz de France Deutschland Transport GmbH  
GeLi Gas: Geschäftsprozesse für den Lieferantenwechsel im Gassektor  
GPKE: Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität  
GSE: Gas Storage Europe  
GUS: Gemeinschaft Unabhängiger Staaten  
GVV: Grundversorgungsverordnung  
GW: Gigawatt  
GWB: Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen  
GWh: Gigawattstunde  
GWJ: Gaswirtschaftsjahr  
h: Stunde  
HoBA: Horizontaler Belastungsausgleich  
HöS: Höchstspannung  
HS: Hochspannung  
HTWK: Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur

HuK: Haushalt und Kleingewerbe  
 IMICA: Improved Modelling for Infrastructure Cost Allocation  
 ISO: International Organisation for Standardization  
 km: Kilometer  
 KoV: Vereinbarung über die Kooperation zwischen den Betreibern von in Deutschland  
 gelegenen Gasversorgungsnetzen  
 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: Liquefied Natural Gas, verflüssigtes Erdgas  
 m<sup>2</sup>: Quadratmeter  
 m<sup>3</sup>/h: Kubikmeter pro Stunde  
 Mio.: Million  
 MoU: Memorandum of Understanding  
 MR: Minutenreserve  
 Mrd.: Milliarde  
 MS: Mittelspannung  
 MüT-NKP: Netzkoppelpunkt, an dem ein marktgebietsüberschreitender Transport stattfindet  
 MW: Megawatt  
 MWh: Megawattstunde  
 MWh/km<sup>2</sup>: Megawattstunde pro Quadratkilometer  
 NAV: Niederspannungsanschlussverordnung  
 NDAV: Niederdruckanschlussverordnung  
 neg.: negativ  
 NKP: Netzkoppelpunkte  
 Nm<sup>3</sup>: Normkubikmeter  
 Nm<sup>3</sup>/h: Normkubikmeter pro Stunde  
 NS: Niederspannung  
 OLG: Oberlandesgericht  
 OTC: Over the counter  
 pos.: positiv  
 RECS: Renewable Energy Certificate System  
 RWE TSO: RWE Transportnetz Strom GmbH  
 SAIDI: System Average Interruption Duration Index  
 SAIFI: System Average Interruption Frequency Index  
 SRL: Sekundärregelleistung  
 StromNEV: Stromnetzentgeltverordnung  
 StromNZV: Stromnetzzugangsverordnung  
 TJ: Terajoule  
 trac-x: transport capacity exchange  
 TRM: Transmission Reliability Margin  
 TTC: Total Transfer Capacity  
 TTF: Title Transfer Facility (Virtueller Gashandelspunkt in den Niederlanden)  
 TU: Technische Universität  
 TWh: Terawattstunde  
 TWh/h: Terawattstunde pro Stunde  
 UCTE: Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity  
 ÜNB: Übertragungsnetzbetreiber  
 VAN: Value added network  
 VDN: ehemaliger Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW (nunmehr BDEW)  
 VE-T: Vattenfall Europe Transmission GmbH

VNB: Verteilernetzbetreiber

VNG: Verbundnetz Gas AG

VP: Virtueller Handelspunkt

VP des DVGW: vorläufige Prüfordnung im Zusammenhang mit Arbeitsblättern  
der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.

WEG: Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.

## Quellenverzeichnis

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

Bundesnetzagentur: 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, Bonn, Juni 2007

Bundesnetzagentur: Bericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – Statistikbericht Jahresendabrechnung 2006 nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Bonn, April 2008

EEX: Einführung in den Börsenhandel an der EEX auf Xetra und Eurex, Dokumentversion 0001B, Leipzig, 28.04.2006

EEX: OTC-Clearing-Bedingungen, Bedingungen für die OTC Clearing Fazilität, Dokumentversion 0003c, Leipzig, 04.10.2005

Europäische Gemeinschaften: Elektrizitätspreise, Daten 1990 – 2003, Luxemburg, 2003

LBEG Niedersachsen: Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2007, Stand 31.12.2007

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

Statistisches Bundesamt: Energie in Deutschland, Wiesbaden, 2006

Statistisches Bundesamt: Fachserie 4 Reihe 6.1, Produzierendes Gewerbe; Beschäftigung, Umsatz, Investitionen und Kostenstruktur der Unternehmen in der Energie- und Wasserversorgung, 2005, Wiesbaden, 2007

VDEW: Begriffe der Versorgungswirtschaft, Teil B Elektrizität und Fernwärme, Heft 1, Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, 7. Ausgabe 1999

VDEW: Leitfaden „Stromkennzeichnung“, Umsetzungshilfe für Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Erzeuger und Lieferanten von Strom zu den Bestimmungen über die Stromkennzeichnung, Berlin, 14.10.2005

VDN: Leistungsbilanzen in Deutschland – Rahmen, Zielsetzung und Systematik, Berlin, Januar 2000

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

**Referat 603 - Monitoring, Marktbeobachtung**

Postfach 8001, 53105 Bonn  
Tel.: +49(0)228 14-5920  
Fax: +49(0)228 14-5973  
E-mail: [harald.doerr@bnetza.de](mailto:harald.doerr@bnetza.de)

---

Redaktionsschluss: 31.07.2008