



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**

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	6
1 Zusammenfassung/Wichtige Entwicklungen	8
1.1 Organisatorischer Aufbau der Bundesnetzagentur	8
1.2 Wichtige Entwicklungen in den Bereichen Entflechtung und Verbraucheraspekte	9
1.3 Wichtige Entwicklungen auf dem Elektrizitätsmarkt	10
1.4 Wichtige Entwicklungen auf dem Gasmarkt	16
1.5 Arbeitsschwerpunkte Bundesnetzagentur	21
1.6 Arbeitsschwerpunkte Bundeskartellamt	28
2 Entflechtung	33
2.1 Entflechtungsprozess – Status quo	33
2.1.1 Rechtliche Entflechtung	33
2.1.2 Operationelle Entflechtung	34
2.1.3 Informatrische Entflechtung	35
2.1.4 Buchhalterische Entflechtung	36
2.2 Ausgewählte Entwicklungen auf dem Elektrizitätsmarkt	37
2.2.1 Übertragungsnetzbetreiber	37
2.2.1.1 Eigentums- und Beschäftigungsverhältnisse	37
2.2.1.2 Außendarstellung von Netzgesellschaften als rechtlich selbständige Unternehmen	37
2.2.2 Verteilernetzbetreiber	37
2.2.2.1 Eigentums- und Beschäftigungsverhältnisse	38
2.2.2.2 Außendarstellung von Netzgesellschaften als rechtlich selbständige Unternehmen	38
2.3 Ausgewählte Entwicklungen auf dem Gasmarkt	39
2.3.1 Fernleitungsnetzbetreiber	39
2.3.1.1 Eigentums- und Beschäftigungsverhältnisse	39
2.3.1.2 Außendarstellung von Netzgesellschaften als rechtlich selbständige Unternehmen	39
2.3.2 Verteilernetzbetreiber	39

3	Regulierung und Entwicklung auf dem Elektrizitätsmarkt	40
3.1	Regulierungsbezogene Fragen	40
3.1.1	Allgemeines	40
3.1.2	Management und Zuweisung von Verbindungskapazitäten und Mechanismen zur Behebung von Kapazitätsengpässen	40
3.1.2.1	Übertragungsnetze	40
3.1.2.2	Verteilernetze	51
3.1.3	Regulierung der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber	52
3.1.3.1	Netzentgelte	52
3.1.3.2	Hilfsdienste	56
3.1.3.3	Bilanzausgleich.....	61
3.1.3.4	Veröffentlichung angemessener Informationen.....	70
3.1.4	Anschlüsse und Reparaturen.....	73
3.1.4.1	Übertragungsnetze	73
3.1.4.2	Verteilernetze	74
3.1.5	Mindestanforderungen an Messeinrichtungen sowie Datenumfang und Datenqualität.....	76
3.2	Wettbewerbliche Fragen	78
3.2.1	Erzeugung.....	78
3.2.1.1	Situation im Erzeugungsbereich.....	78
3.2.1.2	Anschluss neuer Elektrizitätserzeuger bei Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern	79
3.2.2	Beschreibung des Großhandelsbereiches	86
3.2.2.1	Struktur des Großhandelsbereiches.....	86
3.2.2.2	Entwicklung Strompreis im Großhandelsbereich.....	89
3.2.3	Beschreibung des Einzelhandelsbereiches	90
3.2.3.1	Struktur des Einzelhandelsbereiches	90
3.2.3.2	Entwicklung Strompreis im Einzelhandelsbereich	103
3.2.4	Maßnahmen zur Vermeidung des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung.....	110
4	Regulierung und Entwicklung auf dem Gasmarkt.....	111
4.1	Regulierungsbezogene Fragen	111
4.1.1	Allgemeines	111
4.1.2	Übersicht Leitungssituation	111
4.1.3	Neues Gasnetzzugangsmodell	117
4.1.4	Bildung von Marktgebieten, Teilnetzen und Zuordnungsbeschränkungen	118
4.1.5	Entwicklung der Transportkundenanzahl	121

4.1.6 Management und Zuweisung von Verbindungskapazitäten und Mechanismen zur Behebung von Kapazitätsengpässen	122
4.1.6.1 Berechnung von Transportkapazitäten.....	122
4.1.6.2 Kapazitätssituation und Engpassmanagement	123
4.1.6.3 Sekundärmarkt für Kapazitäten	126
4.1.6.4 Swap-Geschäfte, Regelungen der Transitverträge	127
4.1.6.5 Fazit.....	127
4.1.7 Regulierung der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber	127
4.1.7.1 Netzentgelte	127
4.1.7.2 Lieferantenwechsel.....	132
4.1.7.3 Bilanzausgleich.....	136
4.1.7.4 Veröffentlichung angemessener Informationen.....	144
4.1.8 Anschlüsse und Reparaturen.....	150
4.1.9 Netzzugangsbedingungen für Anlagen zur Erzeugung von Biogas.....	153
4.1.10 Mindestanforderungen an Messeinrichtungen sowie Datenumfang und Datenqualität.....	154
4.2 Wettbewerbliche Fragen	156
4.2.1 Förderung und Import	156
4.2.2 Beschreibung des Großhandelsbereiches	159
4.2.2.1 Struktur des Großhandelsbereiches.....	159
4.2.2.2 Entwicklung Gaspreis im Großhandelsbereich.....	161
4.2.2.3 Einflussfaktoren Gaspreis.....	163
4.2.3 Beschreibung des Einzelhandelsbereiches	163
4.2.3.1 Struktur des Einzelhandelsbereiches	163
4.2.3.2 Entwicklung Gaspreis im Einzelhandelsbereich	171
4.2.3.3 Einflussfaktoren Gaspreis.....	176
5 Versorgungssicherheit	178
5.1 Versorgungssicherheit Elektrizität	178
5.1.1 Bereitstellung von notwendigen Informationen	178
5.1.2 Beschreibung der mittelfristigen Angebots-/Nachfragelage	178
5.1.3 Versorgungsstörungen.....	185
5.1.4 Schwachstellenanalyse, Netzzustand und –ausbauplanung	186
5.2 Versorgungssicherheit Gas	189
5.2.1 Inlandsproduktion.....	190
5.2.2 Beschreibung der mittelfristigen Angebots-/Nachfragelage	192
5.2.3 Systemverantwortung, Schwachstellenanalyse und Netzausbauplanung	194

6 Verbraucheraspekte	198
6.1 Verbraucheranfragen	198
6.2 Erfüllung der Verpflichtungen zur Stromkennzeichnung	198
6.3 Grund- und Ersatzversorgung	202
6.4 Mahnverfahren und Versorgungseinstellung	203
6.4.1 Mahnverfahren und Versorgungseinstellung Elektrizität	203
6.4.2 Mahnverfahren und Versorgungseinstellung Gas	203
6.5 Allgemeine Endnutzerpreise	204
6.5.1 Allgemeine Preise Elektrizität	204
6.5.2 Allgemeine Preise Gas	205
6.6 Gewährleistung von Transparenz in den Liefervertragsbedingungen	206
Anhang 1: Tabelle der Indikatoren mit Definitionen	208
Anhang 2: Ausländische Beteiligungen an deutschen Stromversorgern (Stand Juni 2007)	223
Glossar	226
Elektrizität und Gas	226
Elektrizität	227
Gas	232
Abkürzungsverzeichnis	235
Quellenverzeichnis	238
Abbildungsverzeichnis	239
Tabellenverzeichnis	241

Vorwort

Der vorliegende Bericht der Bundesnetzagentur an die Europäische Kommission zeigt die im Berichtszeitraum bei der Umsetzung der Vorgaben aus dem Energiewirtschaftsgesetz und den entsprechenden Verordnungen erzielten Fortschritte auf. Hervorzuheben sind die erreichten Senkungen der Netzentgelte im Strom- und Gasbereich aufgrund der durchgeführten Prüfungen und Genehmigungen der Netzkosten durch die Bundesnetzagentur bzw. durch die Landesregulierungsbehörden. Zudem wurde im Gasbereich mit der Einführung des neuen Gasnetzzugangsmodells die zentrale Voraussetzung für einen Wettbewerbsmarkt geschaffen.

Der Bericht zeigt aber auch noch bestehende Defizite bei der Umsetzung des energiewirtschaftlichen Ordnungsrahmens. Bei der Entflechtung, einer der wesentlichen Voraussetzungen für die Entstehung von Wettbewerb in den Energieversorgungsnetzen, sind im Bereich der operationellen und informatorischen Entflechtung zurzeit noch Fragen offen. Im Gasbereich bestehen Detailfragen im Bereich des Netzzugangs, die das Entstehen eines funktionsfähigen Wettbewerbsmarktes behindern. Defizite sind in den Bereichen Verfügbarkeit von Kapazitäten, Regel- und Ausgleichsenergie, Standardlastprofile sowie bei der Verwendung einheitlicher Datenformate festzustellen. Im Strombereich sind nach diesem Bericht u.a. in den Bereichen „EEG-Veredelung“, Mindestanschlussleistungen für Netz- bzw. Umspannebenen, Baukostenzuschüsse, Verlustenergie sowie Netzzustands- und Netzausbauberichte Verbesserungen erforderlich. Zudem erfüllt ein Teil der Netzbetreiber im Strom- und Gasbereich ihre gesetzlichen Veröffentlichungspflichten nicht zufriedenstellend.

Im Strombereich ist im Berichtsjahr 2006 eine Stagnation der Lieferantenwechselquote festzustellen. Im Gasbereich nutzten die Letztverbraucher in 2006 nur in geringem Maße die Möglichkeiten des Lieferantenwechsels. 2007 zeichnet sich jedoch eine deutliche Steigerung der Zahl der Lieferantenwechsel ab. Im Strom- und Gasbereich ist das Einzelhandelspreisniveau trotz der Netzentgeltreduzierung im Durchschnitt bei Haushaltskunden und Gewerblichen Kunden angestiegen. Bei Industriekunden ist es leicht gesunken. Der Bericht macht ferner deutlich, dass weder der Bau konventioneller Kraftwerke noch der Ausbau der Stromnetze im notwendigen Umfang vorankommen. Wenn es hier nicht zu verstärkten Anstrengungen kommt, könnte dies die Versorgungssicherheit mittelfristig tangieren. Die Schaffung eines vernünftigen „Überangebots“ – beim Strom durch Nettozubau von Erzeugungs- und Leitungskapazität – ist eine wichtige Voraussetzung für das Einsetzen von Wettbewerb und funktionierendem Handel. Weitere Anstrengungen sind hier erforderlich.

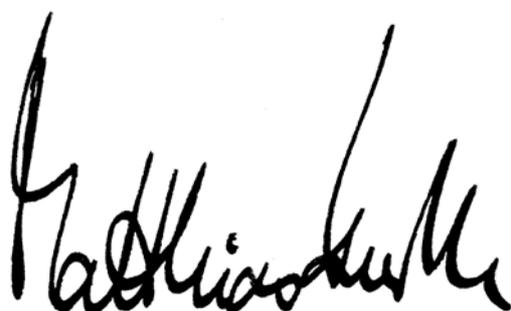
Die Bundesnetzagentur ruft alle Marktteilnehmer - Unternehmen wie Letztverbraucher - auf, die sich bietenden Möglichkeiten des liberalisierten Strom- und Gasmarktes zu nutzen und so zu einer größeren Anbietervielfalt sowie einem intensiveren Wettbewerb beizutragen.

Der vorliegende Bericht der Bundesnetzagentur basiert auf der vorgegebenen Struktur für die nationalen Berichte an die Europäische Kommission vom 17.04.2007. In den Bericht wurden hierzu die Ergebnisse des Monitoring 2007 der Bundesnetzagentur nach § 35 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) integriert. Dabei erfolgte ein Vergleich mit den Werten aus dem Monitoring 2006. Insgesamt wurden 2.744 (im Vorjahr 2.656) beantwortete Fragebögen aus den verschiedenen Marktbereichen ausgewertet. Die Marktabdeckung der eingegangenen Fragebögen in den jeweiligen Marktbereichen im Verhältnis zu ausgewählten Gesamtmarktdaten wird in den einzelnen Kapiteln dieses Berichtes dargestellt. Sofern ein Vergleich zu bekannten Gesamtmarktdaten möglich war, liegt die Marktabdeckung der Monitoringabfrage in einer Bandbreite von 84 bis 100 Prozent. Die Kennzahl Marktabdeckung reflektiert das Verhältnis einer besonders marktrelevanten Größe pro Kapitel (z.B. Abgabemenge) im Vergleich zu Marktdaten belastbarer externer Quellen.

Der Bericht ist im Einvernehmen mit dem Bundeskartellamt erstellt worden. Von Seiten des Bundeskartellamtes sind unterstützend Beiträge zu den Themenfeldern „Wichtige Entwicklungen auf dem Elektrizitäts- und Gasmarkt“, „Arbeitsschwerpunkte Bundeskartellamt“, „Situation und Struktur im Elektrizitäts- und Gasbereich“, „Maßnahmen zur Vermeidung des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung“, „Einflussfaktoren Gaspreise“ und „Beschreibung der mittelfristigen Angebots-/Nachfragelage im Gasbereich“ beigestellt worden.

Die Ausführungen im Bereich Entflechtung basieren auf den Ergebnissen von Markterhebungen der Bundesnetzagentur und der Auswertung der jährlichen Gleichbehandlungsberichte der vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen, welche der Bundesnetzagentur gemäß § 8 Abs. 5 EnWG vorzulegen sind.

Bei der Darstellung des Elektrizitätsbereiches wurden bei den „Regionalen Indikatoren“ Auswertungen zur Korrelation der Spotmarktpreise ergänzt. Darüber hinaus sind in den vorliegenden Bericht Angaben von Branchenverbänden und Organisationen zum Elektrizitäts- und Gasbereich aufgenommen worden.¹

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Matthias Kurth', written in a cursive style.

Matthias Kurth

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

¹ Hinsichtlich dieser Angaben von Branchenverbänden bzw. Organisationen ist eine Bindungswirkung für zukünftige Entscheidungen der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes ausgeschlossen, da eine Prüfung im Einzelnen nicht erfolgt ist.

1 Zusammenfassung/Wichtige Entwicklungen

1.1 Organisatorischer Aufbau der Bundesnetzagentur

Am 13.07.2005 ist als Teil des Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts das neue Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in Deutschland in Kraft getreten. Ziel des Gesetzes ist die Schaffung von diskriminierungsfreiem Netzzugang sowie fairen und effizienten Netzentgelten bei möglichst sicherer, preisgünstiger, verbraucherfreundlicher, effizienter und umweltverträglicher leitungsgebundener Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas. Es regelt insbesondere die Regulierung und Entflechtung des Netzbetriebs auf dem Elektrizitäts- und Gasmarkt. Der Elektrizitäts- wie auch der Gasmarkt in Deutschland sind zu 100 Prozent liberalisiert.

Die Bundesnetzagentur ist, wie das Bundeskartellamt, 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 vier Beschlusskammern getroffen (§ 59 Abs. 1 EnWG). Sie entscheiden in der Besetzung mit einem oder einer 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.

Die nachfolgende Abbildung zeigt den organisatorischen Aufbau der Energieregulierung sowie der dazugehörigen Beschlusskammern in der Bundesnetzagentur.

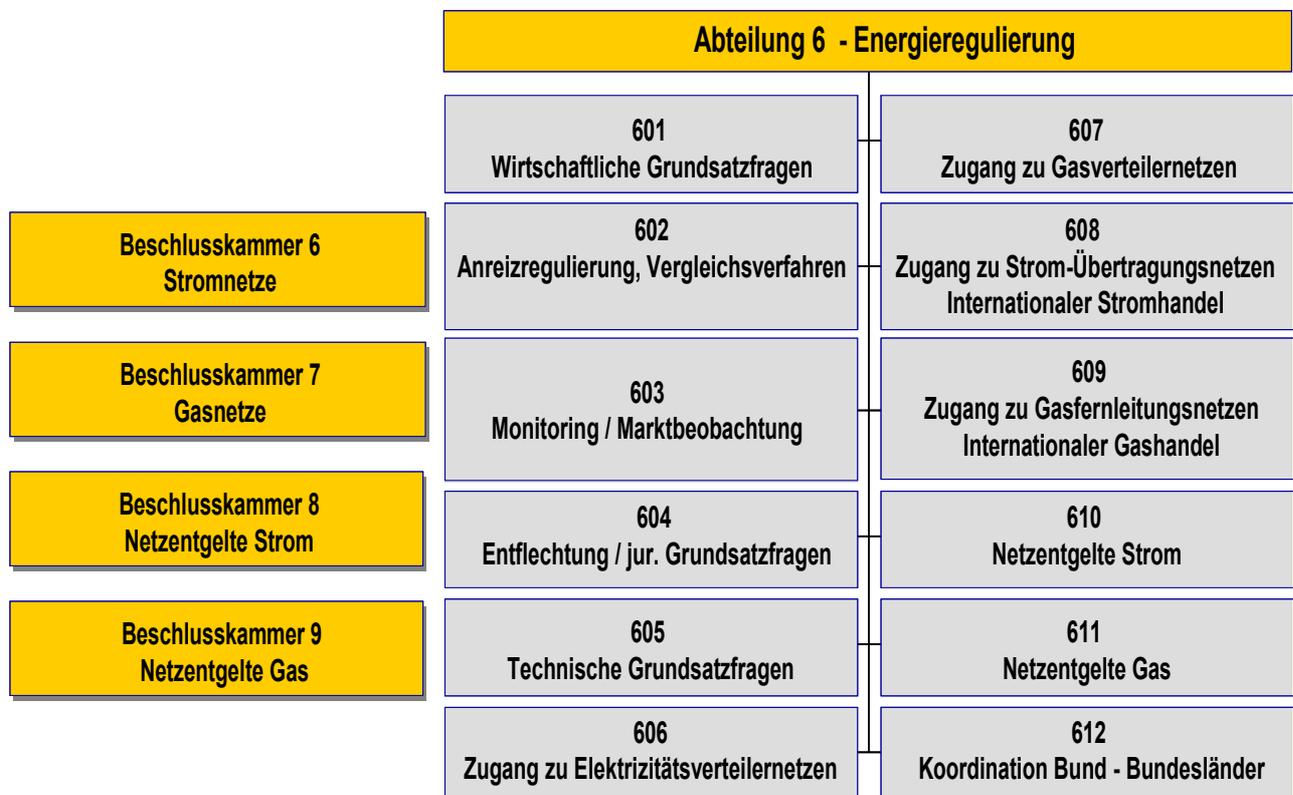


Abbildung 1: Organisatorischer Aufbau der Energieregulierung

Gemäß § 54 Abs. 3 EnWG ist die Bundesnetzagentur allgemeine Vollzugsbehörde des Energiewirtschaftsgesetzes und originär zuständig für Übertragungs- und Fernleitungsnetze. Die den Bundesländern als eigene Angelegenheit im Sinne von Art. 83 GG zugewiesenen Aufgaben sind in § 54 Abs. 2 EnWG aufgezählt. Die Landeszuständigkeit setzt voraus, dass das Verteilernetz eines Unternehmens nicht über die Grenze eines Bundeslandes hinausreicht und dass weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind. Des Weiteren übt die Bundesnetzagentur solche Kompetenzen aus, deren bundeseinheitliche Wahrnehmung zur Gewährleistung einer effizienten Marktaufsicht von besonderer Bedeutung sind. Auch nimmt sie die in der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel den Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten übertragenen Aufgaben wahr (§ 56 EnWG).

Die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden unterstützen sich gegenseitig bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben. 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 je einem Vertreter der Landesregulierungsbehörden zusammensetzt. Gemäß § 5 Abs. 1 des Gesetzes über die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen wurde bei der Bundesnetzagentur ein Beirat gebildet. Er besteht aus 16 Mitgliedern des Deutschen Bundestages und 16 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.

§ 58 EnWG legt die Zusammenarbeit zwischen Kartell- und Regulierungsbehörden fest. Bei Entscheidungen der Regulierungsbehörde zur Regulierung des Netzbetriebs (Teil 3 des EnWG) gibt die Bundesnetzagentur dem Bundeskartellamt und der nach Landesrecht zuständigen Behörde, in deren Bundesland der Sitz des betroffenen Netzbetreibers gelegen ist, rechtzeitig vor Ablauf des Verfahrens Gelegenheit zur Stellungnahme (§ 58 Abs. 1 S. 2 EnWG). Die Kartellbehörden geben gemäß § 58 Abs. 2 EnWG der Bundesnetzagentur Gelegenheit zur Stellungnahme. Bei verschiedenen Entscheidungen der Bundesnetzagentur sieht § 58 Abs. 1 S. 1 EnWG ein Einvernehmen mit dem Bundeskartellamt vor. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt können unabhängig von der jeweils gewählten Verfahrensart untereinander Informationen einschließlich personenbezogener Daten und Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse austauschen, soweit dies zur Erfüllung ihrer jeweiligen Aufgaben erforderlich ist, sowie diese in ihren Verfahren verwerten. Sie wirken auf eine einheitliche und den Zusammenhang mit dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen wahrende Auslegung des Energiewirtschaftsgesetzes hin.

1.2 Wichtige Entwicklungen in den Bereichen Entflechtung und Verbraucheraspekte

Eine effektive Entflechtung zwischen dem Netzbereich und den Bereichen innerhalb eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens, die dem Wettbewerb zugänglich sind, ist ein wesentliches Ziel des EnWG. Der **Entflechtungsprozess** hat sich im Berichtsjahr 2006 kontinuierlich fortgesetzt. Die Entflechtungsvorgaben sind auf der Übertragungs- und Fernleitungsnetzebene strukturell umgesetzt. Die Verteilernetzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden haben zum 01.07.2007 ihre Verteilernetze in eine rechtliche selbständige Gesellschaft auszugliedern. Die Bundesnetzagentur hat derzeit keine Anzeichen dafür, dass die rechtliche Entflechtung nicht fristgerecht von allen betroffenen Verteilernetzbetreibern umgesetzt wird.

Der im Ausgliederungsprozess zu beobachtende Trend bei Strom- und Gasverteilernetzen geht in Richtung kleiner Netzgesellschaften, die mit wenig eigenem Personal das gepachtete Netz der Muttergesellschaft betreiben. Alternativ kommt es zu Gründungen von Netzkooperationsgesellschaften, die die Netze verschiedener Eigentümer pachten und betreiben oder zur Verpachtung von Netzen an bestehende Netzgesellschaften der großen Versorgungsunternehmen. Die Übertragung des Netzeigentums auf die ausgegliederten Netzgesellschaften erfolgte nur in Einzelfällen. Während die Transportnetzbetreiber Strom die Ausgliederung frühzeitig und konsequent, d.h. mit Eigentumsübertragung der Netze und des wesentlichen Anteils des Personals auf die Netzgesellschaft, betrieben haben, verlief dieser Prozess bei den Transportnetzbetreibern Gas schleppend. Mit wenigen Ausnahmen werden die Erdgasfernleitungsnetze in befristeten Pachtmodellen von Gesellschaften mit wenig eigenem Personal betrieben. Die strategischen Funktionen der Netzgesellschaften befinden sich allerdings bei den Transportnetzbetreibern Strom und Gas durchgängig auf Konzernebene. Daher verbleiben, trotz weitgehender struktureller Umsetzung der rechtlichen und buchhalterischen Entflechtungsmaßnahmen, im Bereich der operationellen und informatorischen Entflechtung in allen Netzebenen noch weitere Fragen.

Nahezu alle Grundversorger sind im Jahr 2006 ihren Veröffentlichungspflichten in Bezug auf die Allgemeinen Preise und Allgemeinen Bedingungen der **Grundversorgung** nachgekommen. Die Berechnung und Veröffentlichung von gesonderten Allgemeinen Preisen für die **Ersatzversorgung** von Letztverbrauchern in Niederspannung bzw. Niederdruck, die keine Haushaltskunden sind, hat sich bei den Grundversorgern noch nicht mehrheitlich durchgesetzt. Die Transparenzvorschriften für die inhaltliche Gestaltung der Energielieferverträge mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung setzen sich durch.

Der **Informationsbedarf von Energieverbrauchern** war auch im Jahr 2006 unverändert hoch. Der Schwerpunkt der bei der Bundesnetzagentur eingegangenen Verbraucherbeschwerden lag erneut, sowohl im Strom- als auch im Gasbereich, bei der Erhöhung der Endkundenpreise.

1.3 Wichtige Entwicklungen auf dem Elektrizitätsmarkt

Gegenwärtig besteht kein Bedarf an einer Ausweisung von **Engpässen** an innerdeutschen Leitungen. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verhindern derzeit das Entstehen von Engpässen in ihren Netzen mit Hilfe von netz- und marktbezogenen Maßnahmen (sog. Topologiemassnahmen und Redispatching, d.h. Schaltungen im Netz und kurzfristige Änderungen in der regionalen Verteilung der Kraftwerkseinspeisung). Aufgrund der für den deutschen Markt absehbaren Entwicklung des Erzeugungsmarktes in den kommenden Jahren, der sowohl den Zubau neuer konventioneller Kraftwerke als auch die Errichtung von Onshore- und Offshore-Windparks erwarten lässt, ergeben sich jedoch an den Ausbau des Übertragungsnetzes und dessen Planung neue Anforderungen.

Engpässe existieren an allen deutschen Grenzen mit Ausnahme der österreichischen Grenze. Mit Beginn des Jahres 2006 wurde an allen deutschen Grenzen, an denen Engpässe deklariert wurden, ein den Vorgaben der EG-Verordnung 1228/2003 entsprechendes Verfahren zum Engpassmanagement angewendet. Auf dem Kontek-Kabel, einer Gleichstromverbindung zwischen Deutschland und Dänemark, wurden im Jahr 2006 implizite Auktionen eingeführt. An den übrigen **Grenzkuppelstellen** erfolgt die Kapazitätsvergabe mittels expliziter Auktionen, wobei die Zuschlagserteilung für die Marktteilnehmer von der Höhe des für die Kapazität gebotenen Preises abhängt.

Der **Verbundgrad** des gesamten deutschen Übertragungsnetzes berechnet sich aus der Importkapazität dividiert durch die insgesamt in Deutschland installierte Kraftwerksleistung.

Neben einer Importkapazität in 2006 von durchschnittlich 17 GW, weist der VDN² als installierte Kraftwerksleistung 124,3 GW aus. In 2006 lag der Verbundgrad Deutschlands damit bei rund 14 Prozent. Gegenüber 15 Prozent in 2005 ist der Verbundgrad zwischen Deutschland und den Nachbarstaaten zwar leicht zurückgegangen, liegt aber noch immer über dem vom Europäischen Rat von Barcelona 2002 angestrebten Verbundgrad von 10 Prozent. Die leichte Senkung des Verbundgrades erklärt sich durch die gestiegene Erzeugungskapazität bei gleich bleibender Importkapazität.

Bei den **grenzüberschreitenden physikalischen Lastflüssen** haben Import und Export (ohne die bei der Monitoringabfrage nicht berücksichtigten Länder Luxemburg und Schweden) in 2006 im Vergleich zu 2005 zugenommen. Während der Export nur leicht von 57 TWh auf 58 TWh gestiegen ist, ist der Import von 32 TWh in 2005 auf 42 TWh in 2006 angestiegen.

Die **Einnahmen aus Engpassmanagement** beliefen sich in 2006 auf insgesamt 636 Mio. Euro. Im Vergleich zu 2005 haben sich die Einnahmen aus Engpassmanagement damit nahezu verdoppelt. Für Exportkapazitäten fielen bei den ÜNB 2006 ca. 298 Mio. Euro (2005: ca. 119 Mio. Euro) an Einnahmen an, für Kapazitäten in Importrichtung waren es 2006 rund 338 Mio. Euro (2005: ca. 215 Mio. Euro). Auch die bei den deutschen ÜNB verbliebenen Auktionserlöse haben sich in 2006 auf ca. 314 Mio. Euro (2005: ca. 157 Mio. Euro) etwa verdoppelt. Deutschland exportierte Strom auch im Berichtsjahr 2006 hauptsächlich in die Niederlande, die Schweiz und nach Österreich. Wichtigste Importländer aus deutscher Sicht waren wie auch in 2005 Polen, die Tschechische Republik und Frankreich.

Gemäß Monitoring 2007 treten im innerdeutschen Verteilernetz vorwiegend Engpässe in der Hochspannungsebene auf. Ein Engpass wurde auch für die Niederspannungsebene gemeldet. Auf der Höchst- und Mittelspannungsebene traten im Erhebungszeitraum keine Engpässe auf. Dafür traten auch auf den Umspannebenen Engpässe auf, überwiegend war hier die Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung betroffen.

Die **Netzentgelte** für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr sind von durchschnittlich 7,30 ct/kWh (01.04.2006) auf 6,34 ct/kWh (01.04.2007) gesunken. Dies entspricht einer Reduzierung um ca. 13 Prozent. Diese Verringerung ergibt sich aus den Kürzungen der ersten Genehmigungsrunde der Regulierungsbehörden, die in Deutschland erstmalig über die eingegangenen Anträge der Stromnetzbetreiber entschieden. Allein die Bundesnetzagentur reguliert im Strombereich die Netzentgelte von 256 Netzbetreibern, davon entfallen 101 auf die originäre Zuständigkeit des Bundes. 155 weitere Netzbetreiber werden aufgrund von Verwaltungsabkommen des Bundes mit einigen Bundesländern ebenfalls bezüglich ihrer Netzentgelte von der Bundesnetzagentur im Auftrag der Bundesländer (Organleihe) reguliert. Bis Juni 2007 wurden insgesamt 246 Verfahren abgeschlossen. Die Kürzung der beantragten Kosten führte dazu, dass der Anteil der Netzentgelte am Einzelhandelsstrompreis deutlich gesunken ist. Jedoch führen mit Ausnahme bei den Industriekunden die im Zuge der Regulierung gesunkenen Netzentgelte aufgrund der gestiegenen Strombezugskosten plus Versorgungsmarge, Abgaben und Steuern im Durchschnitt nur zu einer Dämpfung des Preisanstiegs, nicht jedoch zu einer Preisreduzierung. Durch die Regulierung der Netzentgelte wurden die Voraussetzungen für die Entwicklung eines durch Wettbewerb geprägten Strommarktes verbessert.

Die Aufgabe der ÜNB, die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien in eine Profillieferung umzuwandeln, wird im Folgenden als „EEG-Veredelung“ bezeichnet. Für den Ausgleich der Differenz zwischen der Profillieferung (derzeit ein Monatsband) der Übertragungsnetzbetreiber an Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Letztverbraucher beliefern, und der tatsächlichen Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien muss der Übertragungsnetzbetreiber zusätzlich Strommengen an- oder bei Übereinspeisung verkaufen (Ausgleichsenergie). Da An- und Verkaufspreise sich wertmäßig nicht entsprechen, entstehen Kosten, die in die Netzentgelte einfließen. Die Übertragungsnetzbetreiber machen hierfür Kosten

² Vgl. VDN: Daten und Fakten - Stromnetze in Deutschland 2007, 2007.

von mehreren 100 Mio. Euro pro Jahr mit stark steigender Tendenz geltend. Die aus diesen Verpflichtungen resultierenden Netzkosten sind Bestandteil der Netzentgelte, eine separate Preisstellung im Sinne eines ausgewiesenen Aufpreises findet in Deutschland derzeit nicht statt. Derzeit entwickelt die Bundesnetzagentur ein Eckpunkte-Papier zur Ausgestaltung der Öffnung des Marktsegments „EEG-Veredelung“ auf Basis der vorliegenden Vorschläge.

Die Ausgaben für die Summe aller **Hilfsdienste** betragen im Berichtsjahr 2006 ca. 1.192 Mio. Euro. Der auf Basis der insgesamt abgerufenen Leistung berechnete Anteil positiver Sekundärregelleistung am gesamten Sekundärregelleistungsbedarf betrug 2006 ca. 53 Prozent. Während sich der durchschnittliche Bedarf an positiver Sekundärregelleistung damit innerhalb von zwei Jahren nahezu verdoppelt hat, ist bei der negativen Sekundärregelleistung ein deutlicher Rückgang zu verzeichnen. Die Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve ist auch 2006 mit insgesamt 3.940 Abrufen (2005: 6.456) zurückgegangen. In der Regelzone von RWE TSO war der Bedarf an Minutenreserve mit nahezu 3.000 Abrufen am größten.

Die **Ausgleichsenergiepreise** sind in 2006 auf 4,4 ct/kWh (2005: 3,1 ct/kWh) im Mittel gestiegen. Für positive Regelzonensalden lagen die durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise im Berichtsjahr 2006 zwischen 7,81 ct/kWh (E.ON Netz GmbH) und 10,39 ct/kWh (Vattenfall Europe Transmission GmbH). Für negative Regelzonensalden lagen die durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise zwischen 0,16 ct/kWh (E.ON Netz GmbH) und 0,71 ct/kWh (EnBW Transportnetze AG). Die gesamten Aufwendungen der ÜNB für Ausgleichsenergie sind in 2006 auf ca. 360 Mio. Euro (2005: ca. 213 Mio. Euro) angestiegen.

Bis Ende 2006 galt für regelzonenübergreifende **Fahrplanänderungen** eine Übergangslösung mit abweichenden Vorlaufzeiten für untertägliche Fahrplanänderungen, die zum Jahresbeginn 2007 von den ÜNB durch die gesetzlich geltenden Fristen – einem zeitlichen Vorlauf von mindestens drei Viertelstunden zu jeder Viertelstunde eines Tages – abgelöst wurde.

Den **Veröffentlichungspflichten** nach EnWG und den entsprechenden Verordnungen wird von den Verteilernetzbetreibern immer noch nicht in vollem Umfang nachgekommen. Gleiches ist im Bereich der Netzanschlussbedingungen festzustellen.

Die überwiegende Mehrheit der Netzbetreiber hat für ihr Netz noch keine objektiven Anschlussbedingungen für die Zuordnung von Kunden zu einer bestimmten Netz- bzw. Umspannebene festgelegt. Soweit diese Zuordnung erfolgt ist, ist eine relativ große Spannbreite der **Mindestanschlussleistungen** für die Zuordnung von Kunden zu einer Netz- bzw. Umspannebene zu verzeichnen.

Bei der Erstellung und Veröffentlichung von **Mindestanforderungen an Messeinrichtungen** sowie an Datenumfang und Datenqualität sind im Vergleich zum Vorjahr kaum Fortschritte zu verzeichnen. Ebenso hat es auf dem teilliberalisierten Markt des Einbaus, Betriebs und Wartung der Messeinrichtungen kaum Entwicklungen gegeben.

Für den **Netzanschluss neuer Erzeugungsanlagen** wurden von den Netzbetreibern mehrheitlich „Allgemeine Anschlussbedingungen“ entwickelt, jedoch nicht im vollen Umfang veröffentlicht. Dies erschwert nicht nur den potenziellen Anschlussnehmern die Überprüfung, ob die individuell vorgelegten Bedingungen auch mit den „Allgemeinen Anschlussbedingungen“ übereinstimmen. Bei der angeschlossenen Erzeugungsleistung ≥ 100 MW dominieren im Höchstspannungsnetz die Energieträger Kernenergie, Stein- sowie Braunkohle. Einen Zuwachs an Erzeugungsleistung im Höchstspannungsnetz hat es in 2006 entsprechend der Angaben der Übertragungsnetzbetreiber ausschließlich bei der Braunkohle und der Windenergie gegeben. Signifikant zeichnet sich ein Trend an Anschlussbegehren am Höchstspannungsnetz für Erzeugungsleistung auf Steinkohlebasis ab. Darüber hinaus ist im Berichtsjahr 2006 ein deutlicher Zuwachs von Anschlussbegehren für Windkraft festzustellen, der zu ca. 30 Prozent auf einer Steigerung durch Leistungserhöhung der Windkraftanlagen basiert.

Am 30.06.2007 ist die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) in Kraft getreten. Die Rechtsverordnung sorgt für größere Planungssicherheit aller Beteiligten bei Investitionen in Kraftwerke und Netze. Ziele der Rechtsverordnung sind eine Entlastung der Kraftwerksinvestoren von Verfahrenshindernissen und Kosten sowie eine höhere Transparenz für alle Marktbeteiligten, die auch ein Entdecken missbräuchlicher Verhaltensweisen erleichtert. Für Kraftwerksinvestoren, die sich bis Ende 2007 auf ein konkretes Netzanschlussbegehren festgelegt haben und bis Ende 2012 am Netz sind, ist eine begrenzte Durchleitungsgarantie für einen Zeitraum von 10 Jahren vorgesehen, falls es im deutschen Netz künftig zu Netzengpässen kommen sollte.

Die Wettbewerbssituation auf den dem Netzbereich vor- und nachgelagerten Strommärkten hat sich auch 2006 nicht wesentlich verbessert. Der Trend zu einer höheren Marktkonzentration, der insbesondere durch die angestrebte Vertiefung der vertikalen Integration der größten Stromversorgungsunternehmen und durch die Integration des Strom- und Gasgeschäfts bedingt ist, hält nach wie vor an. Auf der regionalen und lokalen Ebene bündeln die weiterverteilenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Stadtwerke insbesondere im Hinblick auf den Stromeinkauf ihre Kräfte.

Die Strukturen auf den Ebenen der Erzeugung und des Verteilens von Strom und die von Endkunden nachgefragten Absatzmengen sind im Wesentlichen unverändert geblieben. Geändert haben sich aber die Wege, auf denen der Strom von den Produzenten zu den Endabnehmern gelangt. Die gestiegene Bedeutung des Stromhandels hat sich im Berichtszeitraum damit fortgesetzt. Als Anbieter an der Stromhandelsbörse EEX in Leipzig sind hauptsächlich die vier größten Stromversorgungsunternehmen, aber auch größere Stadtwerke tätig. Auf der Nachfragerseite sind einige wenige Großabnehmer, beschaffungsoptimierende Weiterverteiler und die großen Stromversorgungsunternehmen selbst aktiv. Die vier größten Stromversorgungsunternehmen vereinigen dabei einen überragenden Anteil der Handelsangebote auf sich. Der Stromgroßhandel hat auch für den außerbörslichen Handel im Rahmen von over-the-counter (OTC)-Geschäften Bedeutung, da der Entwicklung der Börsenpreise dort eine Referenzwirkung zugesprochen wird.

Die gestiegene Bedeutung des Stromhandels, die veränderte Struktur der Nachfrage (z.B. durch verschiedene Lieferverträge über unterschiedliche Lastbereiche) und eine strukturell andere Aufstellung der Nachfrager (z.B. in Form von Einkaufskooperationen oder Stadtwerken mit Handelsfunktion) ist nicht ohne Folgen für die Abgrenzung der Märkte geblieben, auf denen Weiterverteiler, Großkunden und Händler ihren Strom nachfragen. Maßgeblich für die wettbewerbliche Beurteilung – wie auch immer man die Märkte im Einzelnen abgrenzt (vgl. näher zur Marktabgrenzung Kapitel 3.2.2.1, 3.2.3.1) – sind die Verhältnisse auf der Erzeugungs- und Importstufe (vgl. hierzu ausführlich Kapitel 3.2.1.1).

Da Deutschland beim Strom Nettoexporteur ist und der Import ohnehin nur eine geringe Rolle spielt, ist die inländische Stromerzeugung für die Stromversorgung von großer Bedeutung. Von dieser Erzeugung entfällt ein Anteil von rund 60 Prozent auf die beiden großen Stromversorgungsunternehmen E.ON und RWE. Unter Einbeziehung von Vattenfall und EnBW erhöht sich dieser Anteil auf rund 90 Prozent. Auch auf der Ebene des Transports von Strom auf hoher Spannungsebene liegt eine vergleichbare Anteilsverteilung vor. Von den verbleibenden Wettbewerbern, auf die zusammen ca. 10 Prozent des in Deutschland erzeugten Stroms entfällt, geht kein wesentlicher Wettbewerb aus, da sich dieses Marktvolumen auf eine Vielzahl oft regionaler und lokaler Stromversorger verteilt (vgl. Kapitel 3.2.1.1 und 3.2.2.1)³.

Während das Handelsvolumen am **Spotmarkt der EEX** im Jahre 2006 nur leicht anstieg, waren auf dem **Terminmarkt** und insbesondere bei dem **OTC-Clearing an der EEX** deutliche Steigerungen der Handelsvolumina zu verzeichnen. Die Zahl der Handelsteilnehmer an der EEX in den Bereichen Börsenhandel und -Clearing sowie OTC-Clearing betrug mit Stand 01.04.2007

³ S. näher Bericht des Bundeskartellamtes über seine Tätigkeit in den Jahren 2005/2006 sowie über die Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet, Deutscher Bundestag Drucksache 16/5710, S. 121 ff., abrufbar unter: <http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/publikationen/Taetigkeitsbericht.php>.

insgesamt 161, davon waren 95 nicht nationale Handelsteilnehmer mit Hauptsitz außerhalb Deutschlands. Am Spotmarkt der EEX lag die Zahl der Handelsteilnehmer am 01.04.2007 bei insgesamt 137 und der Terminmarkt zählte insgesamt 78 Handelsteilnehmer. Gemäß Erhebungen der EEX lag die durchschnittliche Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer je Handelstag, d.h. der Teilnehmer, die tatsächlich ein Gebot abgegeben haben, im Kalenderjahr 2006 für den Spotmarkt bei 106 und für den Terminmarkt bei 33 Teilnehmern pro Handelstag. Die Strompreise sind im Jahr 2006 im Großhandelsbereich erneut gestiegen. Die Jahresmittelwerte des Phelix-Day-Base und Phelix-Day-Peak stiegen im Vergleich 2006 zu 2005 um 10,46 bzw. 13,95 Prozent. Die Jahresmittelwerte der Phelix-Base-Year-Futures bzw. Phelix-Peak-Year-Futures für das Folgejahr sind in 2006 gegenüber 2005 um 33,68 bzw. 44,16 Prozent angestiegen (weitergehende Informationen siehe Kapitel 3.2.2.1 und 3.2.2.2).

Ein funktionierender Lieferantenwechsel ist Grundlage eines funktionierenden Wettbewerbs. Die Bundesnetzagentur hat mit der Festlegung zu den Geschäftsprozessen und Datenformaten die Voraussetzungen geschaffen, um eine Prozesssicherheit beim Lieferantenwechsel zu schaffen. Am 08.11.2006 sind die Niederspannungs- und Niederdruckanschlussverordnungen sowie die Strom- und Gasgrundversorgungsverordnungen in Kraft getreten. Gemeinsam haben sie die Verordnungen über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVBEitV) und für die Gasversorgung von Tarifkunden (AVBGasV) aus 1979 abgelöst und deren Inhalte an den neuen energiewirtschaftsrechtlichen Ordnungsrahmen angepasst. Insbesondere wurden die rechtlichen Rahmenbedingungen für einen einfachen und zügigen Lieferantenwechsel weiter verbessert.

Auf den netzbezogen abzugrenzenden Märkten für die Belieferung von nichtleistungsgemessenen Haushalts- und Kleinkunden sind die Marktanteile der einzelnen Marktakteure – neben den vier größten Stromversorgungsunternehmen entfällt ein großer Anteil auf diesen Märkten auf die Stadtwerke - 2006 weitgehend unverändert geblieben. Lieferantenwechsel bzw. Kundenwanderungen fanden nur in einem sehr geringen Ausmaß statt (vgl. Kapitel 3.2.3.1).

Das Gesamtvolumen der **Lieferantenwechsel** von Letztverbrauchern in 2006 gemäß der Abfrage bei den Verteilernetzbetreibern Strom beträgt 35,09 TWh. Bezogen auf die Gesamtentnahmemenge von Letztverbrauchern in Höhe von 444,32 TWh führt das Gesamtvolumen der Lieferantenwechsel zu einer durchschnittlichen Wechselquote von 7,90 Prozent im Berichtsjahr 2006. Die gesamte Lieferantenwechselquote ist damit in 2006 geringfügig um 0,11 Prozent gegenüber dem Wert von 2005 angestiegen. Die Daten beruhen auf insgesamt 797.563 Lieferantenwechseln, die die erfassten VNB „Strom“ im Berichtsjahr 2006 durchgeführt haben. Davon haben die VNB „Strom“ 678.423 Lieferantenwechsel, d.h. ca. 85 Prozent, für Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG durchgeführt. Die Anzahl der insgesamt erfassten Lieferantenwechsel ist im Berichtsjahr 2006 um 3,5 Prozent gegenüber dem Berichtsjahr 2005 zurückgegangen.

Im Zuge der Monitoringabfrage 2007 wurden erstmals die ÜNB nach Daten zu den Entnahmemengen und Lieferantenwechseln von Letztverbrauchern gefragt. Die gesamte Lieferantenwechselquote bei den ÜNB und VNB „Strom“ von 9,41 Prozent ergibt sich aus der Gegenüberstellung der gesamten Lieferantenwechselmenge von 45,51 TWh zur Gesamtentnahmemenge von Letztverbrauchern bei den ÜNB (39,26 TWh) und den VNB „Strom“ (444,32 TWh) in Höhe von zusammen 483,58 TWh. Die benannten Daten beruhen auf insgesamt 22 Lieferantenwechseln, die die vier ÜNB im Berichtsjahr 2006 durchgeführt haben.

Die drei **größten Unternehmen** weisen gemäß der Abfrage der Großhändler und Lieferanten „Strom“ eine Abgabemenge von insgesamt 239,06 TWh an Letztverbraucher in 2006 auf, was einem Anteil von 45,06 Prozent an dem gesamten Netto-Stromverbrauch in Höhe von 530,5 TWh im Jahr 2006 aus dem Netz der „Allgemeinen Versorgung“ gemäß Angaben des VDEW entspricht. Die gesamte Abgabemenge der drei größten Unternehmen an Letztverbaucher ist von 239,89 TWh (2005) auf 239,06 TWh (2006) gesunken. Dabei ging der Marktanteil der drei größten Unternehmen von 45,55 Prozent auf 45,06 Prozent leicht zurück. Im Berichtsjahr 2006 weisen die drei größten Unternehmen den höchsten Anteil in der Kategorie

„> 2 GWh/Jahr“ mit 48,49 Prozent auf, während der geringste Anteil in der Kategorie „> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr“ mit 34,52 Prozent auftritt.

Mit der Datenerhebung zum Monitoring wurde das aktuelle durchschnittliche **Einzelhandelspreisniveau** (Preisstand 01.04.2007) für die Kundenkategorien Industriekunden⁴, Gewerbliche Kunden⁵ und Haushaltskunden⁶ inkl. Steuern und Abgaben erhoben und den Werten vom 01.04.2006 gegenübergestellt. Die mengengewichteten Mittelwerte (weitergehende Informationen siehe Kapitel 3.2.3.2) für den Preisstand 01.04.2007 unter Berücksichtigung der Abgabemenge an Letztverbraucher des jeweiligen Unternehmens in der dazugehörigen Kundenkategorie in 2006 liegen für Industriekunden bei 11,95 ct/kWh (Stromsteuer-Regelsatz) bzw. 10,95 ct/kWh (Produzierendes Gewerbe). Für Gewerbliche Kunden liegen diese Werte bei 19,75 ct/kWh (Stromsteuer-Regelsatz) bzw. 18,87 ct/kWh (Produzierendes Gewerbe) und für Haushaltskunden bei 20,12 ct/kWh (Allgemeine Preise /Allgemeiner Tarif) bzw. 19,94 ct/kWh (außerhalb Grundversorgung). Während die mengengewichteten Gesamtpreise für Industriekunden leicht gesunken sind, ist für Gewerbliche Kunden und Haushaltskunden ein Anstieg der Gesamtpreise zu verzeichnen. Für Gewerbliche Kunden und Haushaltskunden führen damit die im Zuge der Regulierung gesunkenen Netzentgelte aufgrund der gestiegenen Strombezugskosten plus Versorgungsmarge, Abgaben und Steuern zu einer Dämpfung des Preisanstiegs, nicht jedoch zu einer Preisreduzierung.

Für den Zeitraum 2007 bis 2016 liegt der Anteil der insgesamt geplanten **Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten** für Kraftwerke der „Allgemeinen Versorgung“ mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens 20 MW (inkl. teilweiser Anlagenerweiterungen) bei 26,6 Prozent (27,3 GW) der gesamten Netto-Engpassleistung der „Allgemeinen Versorgung“ von 102,6 GW im Jahre 2006 gemäß vorläufiger VDEW-Angaben. Allerdings wurde hier nicht zwischen Ersatzinvestitionen und zusätzlicher Nettokapazität unterschieden. Auch liegen z.Zt. unternehmensinterne Genehmigungen für nur 7,7 GW und unternehmensexterne (behördliche) Genehmigungen für nur 5,8 GW vor. Im Vergleich zum Monitoring 2006 ist die Zahl der insgesamt geplanten Investitionsprojekte um 4,1 GW auf 27,3 GW (23,2 GW in 2006) gestiegen. Ebenso ist die Gesamtsumme der tatsächlich im Bau befindlichen Projekte um 1,2 GW auf 5,1 GW (3,9 GW in 2006) angewachsen. Zu den aufgeführten Investitionen sind noch weitere 2,0 GW für Investitionen in Erzeugungskapazitäten hinzuzurechnen, die von den Unternehmen in 2006 beauftragt und bis zum 31.12.2006 noch nicht fertig gestellt worden sind (vgl. nächster Absatz, weitergehende Informationen s. Kapitel 5.1.2). Diese Investitionsprojekte in Höhe von 2,0 GW (von insgesamt 8,6 GW) wurden von den antwortenden Unternehmen bei der Frage nach den bevorstehenden Investitionen nicht nochmals aufgeführt.

Neben den geplanten Investitionen wurden die Erzeuger befragt, ob ein Rückbau von Stromerzeugungskapazitäten für Kraftwerke der „Allgemeinen Versorgung“ mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens 20 MW (inkl. teilweiser Anlagenstilllegungen) bevorsteht bzw. ob Kraftwerke vom Netz genommen werden sollen. Für den Gesamtzeitraum 2007 bis 2020 liegt der Gesamtwert für den Rückbau bzw. die Herausnahme von Stromerzeugungskapazitäten (ohne Kernenergie) bei einer Netto-Engpassleistung von 2,4 GW. Darüber hinaus wurden von den Erzeugern auch Angaben zu den in 2006 tatsächlich in Auftrag gegebenen Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten für Kraftwerke der „Allgemeinen Versorgung“ mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens 20 MW (inkl. teilweiser Anlagenerweiterungen/-stilllegungen) abgefragt. Weiterhin wurde ermittelt, ob Kraftwerke im Jahre 2006 fertiggestellt und an das Netz gegangen sind oder stillgelegt und somit vom Netz genommen wurden. Gegenüber dem Berichtsjahr 2005 stieg die Summe der beauftragten Investitionen von 4,5 GW (2005) auf 8,6 GW an. Der Anstieg der installierten Netto-Engpassleistung verringerte sich von 1,7 GW in 2005 auf 0,56 GW im Jahre 2006. Nach vorläufigen Angaben des VDEW stieg die Netto-Engpassleistung der „Allgemeinen Versorgung“ in Deutschland insgesamt um 0,8 GW von 101,8 GW (2005) auf 102,6 GW im Berichtsjahr 2006.

⁴ Eurostat (Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaften) - Kundenkategorie Ig (Jahresverbrauch 24 GWh/Jahr, Jahreshöchstlast 4.000 kW, Mittelspannung).

⁵ Eurostat – Kundenkategorie Ib (Jahresverbrauch 50 MWh/Jahr, Jahreshöchstlast 50 kW, Niederspannung).

⁶ Eurostat – Kundenkategorie Dc (Jahresverbrauch 3.500 kWh/Jahr, Niederspannung).

Am 04.11.2006 kam es aufgrund einer planmäßigen Abschaltung einer Höchstspannungsleitung zu einem unvorhergesehenen Stromausfall mit europaweitem Ausmaß. Die Bundesnetzagentur hat diesbezüglich Untersuchungen eingeleitet und als Ursache die fehlende, sogenannte (n-1)-Sicherheit sowie unzureichende Koordination zwischen den Übertragungsnetzbetreibern identifiziert. Der detaillierte Bericht über das Störungsgeschehen wurde im Internet unter dem Link <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/9007.pdf> der Öffentlichkeit zugänglich gemacht.

Gemäß einer Erhebung des VDN weist Deutschland für 2005 mit einer mittleren **Unterbrechungshäufigkeit** (System Average Interruption Duration Index, SAIDI) bei ungeplanten Unterbrechungen von 19,3 Minuten pro Letztverbraucher und Jahr (entsprechend 13,4 Minuten bei geplanten Unterbrechungen) im internationalen Vergleich eine sehr gute Versorgungszuverlässigkeit (99,996 Prozent) auf. Gleiches gilt für die Unterbrechungshäufigkeit (System Average Interruption Frequency Index, SAIFI) mit 0,336 ungeplanten und 0,106 geplanten Versorgungsunterbrechungen pro Niederspannungs-Letzterverbraucher und Jahr.

Im Jahr 2006 wurden von den deutschen **ÜNB** insgesamt ca. 922 Mio. Euro für Ausbau/Erweiterung und Erneuerung der Netzinfrastruktur sowie für deren Instandhaltung ausgegeben (2005: ca. 643 Mio. Euro). Damit wird die bereits im Monitoringbericht 2006 angedeutete Trendwende hin zu wieder steigenden **Investitionen in die Netzinfrastruktur** bestätigt. Auch bei den für das Jahr 2007 angegebenen Planwerten der ÜNB in Höhe von ca. 1.056 Mio. Euro spiegelt sich die Zunahme im Bereich der Investitionen für Ausbau/Erweiterung und Erneuerung der Netzinfrastruktur wider. Gleichwohl reicht dies nicht, um die absehbare Infrastrukturlücke zu schließen.

Im Bereich der **Versorgungssicherheit** ist weiterhin festzustellen, dass ca. ein Viertel der Verteilernetzbetreiber mit mehr als 10.000 angeschlossenen Kunden ihren gesetzlichen Verpflichtungen in Bezug auf die Erstellung eines Netzzustandsberichtes und eines Netzausbauplanungsberichtes bisher nicht nachgekommen sind. Unzureichende Analysen des Netzzustandes und eines bedarfsgerechten Netzausbaus können zu Fehleinschätzungen bei Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgungssysteme führen.

Die gesamte erfasste Abgabemenge der befragten Großhändler und Lieferanten an Letztverbraucher betrug 466,97 TWh im Jahre 2006 (432,84 TWh in 2005). Die Gesamtmenge, die hiervon zu den Konditionen **Allgemeiner Preise (Allgemeiner Tarife)** abgegeben wurde, sank im Jahre 2006 um 0,65 TWh auf 84,51 TWh (85,16 TWh in 2005). Der weitaus größte Teil der Abgabemenge zu den Konditionen Allgemeiner Preise wird mit 73,21 TWh bzw. 86,63 Prozent von 84,51 TWh an Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG abgesetzt. Bezogen auf die im Zuge des Monitoring 2007 ebenfalls abgefragte Gesamtstromabgabe der Großhändler und Lieferanten an Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG in Höhe von 131,97 TWh liegt der Anteil, der zu den Konditionen Allgemeiner Preise (Allgemeiner Tarife) an Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG abgegeben wird, bei 55,47 Prozent.

1.4 Wichtige Entwicklungen auf dem Gasmarkt

Im Rahmen der Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen (KoV) vom 19.07.2006 haben die Netzbetreiber **Marktgebiete** gebildet. Liegt ein Netz in zwei oder mehr Marktgebieten, ist für jeden Ausspeisepunkt eine eindeutige Marktgebietszuordnung vorzunehmen. Von den Netzbetreibern, die mehreren Marktgebieten zugeordnet sind, haben 89 Prozent in Abstimmung mit ihren Transportkunden eine initiale Kundenzuordnung durchgeführt. In Hinblick auf die Bildung von Teilnetzen hat die Monitoringerhebung ergeben, dass der überwiegende Anteil der marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber im Jahr 2006 ihre Netze unterteilt hatte. Auf die

Frage nach der Festlegung von Zuordnungsaufgaben gaben 30 Prozent der örtlichen Gasnetzbetreiber an, Zuordnungsaufgaben festgelegt zu haben.

Die Angaben der Netzbetreiber zur **Kapazitätssituation** zeigen, dass, wie bereits bei der Vorjahreserhebung, vertragliche Engpässe vorliegen. Dies gilt besonders in Bezug auf die Einspeisekapazitäten an den Grenzen. Auch wird deutlich, dass die Engpassbewirtschaftung gegenwärtig nur im geringen Umfang angewendet wird. Dies gilt für den Sekundärmarkt ebenso wie für die Versteigerungen bei vertraglichem Engpass und die Kapazitätsentziehung („use it or lose it“). Durch die Integration der Netze innerhalb der Marktgebiete dürfte sich künftig die ausspeiseseitige Kapazitätssituation entspannen. Die Verfügbarkeit der für die Liquidität der Handelsmärkte innerhalb der Marktgebiete (Virtuelle Punkte) entscheidenden Importkapazitäten und Marktgebietskoppelkapazitäten bleibt verbesserungsbedürftig. Die Bundesnetzagentur arbeitet verstärkt an der Weiterentwicklung der Kapazitätsallokations- und der Engpassmanagementverfahren auf nationaler Ebene und im Rahmen der europäischen ERGEG-Arbeitsgruppe. Im Rahmen der Regionalinitiative Nordwest leitet Sie ein Pilotprojekt zur Verbesserung der Kapazitätssituation an ausgewählten zentralen Grenzkoppelpunkten (zwischen Deutschland/Niederlande und Frankreich/Deutschland). Untersuchungen zur Entwicklung des Netzausbaus sind in Planung.

Im Gasbereich ergaben sich Kürzungen der Netzkosten von bis zu 28,7 Prozent gegenüber den beantragten Netzkosten. Es ist festzustellen, dass die durchschnittlichen mengengewichteten **Netzentgelte** im Vergleich zum Vorjahr geringer ausfallen. Die Kürzung der beantragten Kosten führte dazu, dass der Anteil der Netzentgelte am Einzelhandelsgaspreis gesunken ist. Jedoch führen mit Ausnahme bei den Industriekunden die im Zuge der Regulierung gesunkenen Netzentgelte aufgrund der gestiegenen Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge, Abgaben und Steuern zu einer Dämpfung des Preisanstiegs, nicht jedoch zu einer Preisreduzierung (siehe Kapitel 4.2.3.2). Allein die Bundesnetzagentur reguliert im Gasbereich die Netzentgelte von mehr als 220 Netzbetreibern, davon entfallen rund 60 auf die originäre Zuständigkeit des Bundes. Ca. 160 weitere Netzbetreiber werden aufgrund von Verwaltungsabkommen des Bundes mit einigen Bundesländern ebenfalls bezüglich ihrer Netzentgelte von der Bundesnetzagentur im Auftrag der Bundesländer (Organleihe) reguliert. Durch die Regulierung der Netzentgelte wurden die Voraussetzungen für die Entwicklung eines durch Wettbewerb geprägten Gasmarktes verbessert.

Die Verwendung eines einheitlichen Formats im Rahmen des elektronischen **Datenaustausches** ist als Voraussetzung für einen massengeschäftstauglichen Lieferantenwechselprozess und der damit angestrebten größtmöglichen Automatisierung bei der Bearbeitung von Kundendaten zwischen den Marktbeteiligten anzusehen. Für das Berichtsjahr 2006 muss festgestellt werden, dass in der Gaswirtschaft ein einheitliches Datenformat für die Übertragung von Stamm- bzw. Geschäftsdaten der Marktbeteiligten nicht existierte und selbst eine elektronische Übermittlung nicht bei allen Netzbetreibern als Standardübertragungsform anzusehen ist. Der hieraus resultierende erhöhte Koordinations- und manuelle Bearbeitungsaufwand im Datenaustausch der Unternehmen untereinander steht den gesetzlichen Anforderungen entgegen. Die Bundesnetzagentur sieht daher in ihrem Entwurf zur Festlegung der Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas die Einführung eines standardisierten Formats zur einheitlichen Datenübermittlung vor. In Anlehnung an die durch die Bundesnetzagentur getroffenen Regelungen im Strombereich ist hierbei ebenfalls ein EDIFACT-Standard vorgesehen.⁷

Die Auswertung der aktuellen Monitoringerhebung zeigt, dass bei der **Bilanzierung** deutliche Fortschritte im Vergleich zum Monitoring 2006 erzielt werden konnten. Insbesondere sind hier die Bereiche der Nominierung und des Basisbilanzausgleichs zu nennen. Unvollständig sind jedoch die Angaben zum erweiterten Bilanzausgleich bzw. den Flexibilitätsdienstleistungen. Als problematisch sind die erheblichen und deutlich divergierenden Preisspreizungen bei der Be-

⁷ Eine entsprechende Festlegung hat die Bundesnetzagentur am 20.08.2007 nach Redaktionsschluss dieses Berichts getroffen. Nähere Informationen unter www.bundesnetzagentur.de.

preisung von Mengendifferenzen im Bereich der Regel- und Ausgleichsenergie zu bezeichnen. Hervorzuheben ist, dass die zwischen den Gasnetzbetreibern geschlossene Kooperationsvereinbarung ergänzende Regelungen für die Bilanzierung beinhaltet, die die Vorgaben der GasNZV konkretisieren. Der Bereich Regel- und Ausgleichsenergie wird einer der Kernpunkte der zukünftigen Arbeit der Bundesnetzagentur im Bereich Gasnetzzugang sein.

Bei der Belieferung von Standardlastprofil-Kunden konnte auch für den Erhebungszeitraum 2006 infolge der geringen Zahl der Rückmeldungen kein umfassender Marktüberblick über die Belieferungssituation gewonnen werden. Die Anwendung von **Standardlastprofilen** zur Abwicklung von Gasbelieferungen ist von ca. 73 Prozent der örtlichen Verteilernetzbetreiber noch nicht umgesetzt worden. Vor dem Hintergrund, dass der Einsatz von standardisierten Lastprofilverfahren eine wesentliche Voraussetzung für die Gewährleistung einer massengeschäftstauglichen Abwicklung des Lieferantenwechsels darstellt, fordert die Bundesnetzagentur von den Netzbetreibern eine zügige Umsetzung ihrer gesetzlichen Verpflichtungen zur Anwendung von Standardlastprofilen.

Die Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen (FNB), kommen ihren **Veröffentlichungspflichten** deutlich besser nach als im Monitoring 2006, allerdings sind die veröffentlichten Informationen insbesondere hinsichtlich der Kapazitätssituation und der technischen und vertraglichen Minimal- und Maximaldrücke weiterhin nicht vollständig. Ob Einschränkungen der Veröffentlichungen bei der Kapazitätssituation unter Berufung auf Vertraulichkeitsinteressen gerechtfertigt sind, wird von der Bundesnetzagentur zu prüfen sein. Weiterhin verhindert die Systematik der Internetauftritte der Unternehmen zum Teil die notwendige Transparenz und macht eine Prüfung auf Vollständigkeit schwierig. Deutliche Fortschritte sind bei der Einrichtung einer gemeinsamen interaktiven Gasnetzkarte zu verzeichnen. Zur Veröffentlichung angemessener Informationen durch die örtlichen Gasnetzbetreiber ergibt die Monitoringabfrage, dass diese teilweise lückenhaft sind. Ein nicht unerheblicher Anteil der örtlichen Verteilernetzbetreiber kommt seinen Veröffentlichungspflichten nicht oder nur teilweise nach.

Im Jahr 2006 sind die ersten Anlagen zur Erzeugung von **Biogas** an das Erdgasnetz angeschlossen worden. Es ist aufgrund der Angaben der Unternehmen davon auszugehen, dass in 2007 und in den kommenden Jahren noch weitere Anlagen an das Netz angeschlossen werden. Um den Unternehmen einen effizienten Netzzugang zu gewähren, ist es notwendig, dass die technischen Mindestanforderungen für den Netzanschluss diskriminierungsfrei und umfangreich zur Verfügung gestellt werden.

Gegenüber 2005 ist im Jahr 2006 ein leichter Anstieg des Anteils der Netzbetreiber zu verzeichnen, die die laut § 21b Abs. 2 EnWG geforderten technischen und datenspezifischen **Mindestanforderungen an Messstellenbetreiber** definiert haben (59,9 Prozent der örtlichen Verteilernetzbetreiber sowie 73,9 Prozent der FNB). Wie auch schon 2005 konnten 2006 auf Ebene der örtlichen Verteilernetzbetreiber nur vereinzelte Anträge auf Übernahme des Messstellenbetriebs durch Dritte registriert werden. Bei den FNB waren im Berichtsjahr 2006 keine Antragseingänge zu verzeichnen.

Die **Liquidität** auf dem deutschen Gasmarkt ist nach wie vor gering. Hierzu hat im Berichtszeitraum unter anderem die hohe Konzentration auf der Importstufe beigetragen, auf der allein E.ON Ruhrgas als wichtigster deutscher Großhändler nach den Ermittlungen des Bundeskartellamts im Rahmen des Kartellverwaltungsverfahrens gegen die E.ON Ruhrgas AG wegen langfristiger Gaslieferverträge (vgl. Kapitel 1.6) einen Anteil von ca. 60 Prozent auf sich zieht. Ursächlich für die mangelnde Liquidität war auch die Abschottung des Marktes für die Belieferung der regionalen und lokalen Händler und Lieferanten (s. zur Marktabgrenzung Gas näher Kapitel 4.2.2.1 und 4.2.3.1). Die Gasimportunternehmen hatten hier in der Regel mit den regionalen und lokalen Händlern und Lieferanten (insbesondere Stadtwerken) Verträge geschlossen, in denen langfristige Vertragsbindungen bei hoher Bedarfsdeckung vereinbart waren. Das Bundeskartellamt ist gegen diese langfristige Vertragsbindung im Berichtszeitraum im Rahmen von Missbrauchsverfahren gegen die Großhändler vorgegangen. In diesem

Verfahren hat das Bundeskartellamt auch für den Abschluss künftiger Lieferverträge von ihm als kartellrechtlich zulässig erachtete Laufzeit-Mengenkombinationen vorgegeben (siehe hierzu im Einzelnen Kapitel 1.6 „Missbrauchsaufsicht Gas“).

Ab dem 02.07.2007 werden sowohl der **Gashandel** am Spotmarkt (Day ahead) als auch der Terminmarkthandel an der **EEX** aufgenommen. Gehandelt wird in den Marktgebieten BEB und EGT (E.ON Gastransport). In Letzterem startet vorerst nur der Terminmarkt, der Spotmarkthandel beginnt in diesen (bis dahin zu einem zusammengelegten) Marktgebieten am 01.10.2007.

2006 hat sich die **Wettbewerbssituation** auf den Gasmärkten nicht wesentlich verbessert. Ein flächendeckender und alle Stufen der Belieferung umfassender Wettbewerb war nur in unzureichendem Ausmaß zu verzeichnen. Haushalts- und Kleinkunden war es im Berichtszeitraum faktisch nach wie vor nicht möglich, ihren Gasanbieter frei zu wählen. Das Bundeskartellamt und einige Landeskartellbehörden haben deshalb Preishöhenmissbrauchsverfahren genutzt, um den Markteintritt für neue Wettbewerber im Rahmen einer Beistellungslösung als Übergangsszenario bis zur endgültigen Einführung eines massengeschäftstauglichen Gasnetzzugangsmodells durch die Bundesnetzagentur zu ermöglichen (vgl. Kapitel 1.6). Wettbewerb war bislang vereinzelt nur im Bereich größerer Abnehmer zu beobachten. Das Bundeskartellamt hat bei seiner Marktabgrenzung die von der Rechtsprechung mehrfach bestätigte Aussage berücksichtigt, dass allein die Fortentwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen keine Änderung der Marktverhältnisse bedingt. Vielmehr ist bei der Beurteilung der wettbewerblichen Verhältnisse immer auf die tatsächlichen Umstände im konkreten Einzelfall abzustellen.⁸

Am 08.11.2006 sind die Niederspannungs- und Niederdruckanschlussverordnungen sowie die Strom- und Gasgrundversorgungsverordnungen in Kraft getreten. Gemeinsam haben sie die Verordnungen über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVBEitV) und für die Gasversorgung von Tarifkunden (AVBGasV) aus 1979 abgelöst und deren Inhalte an den neuen energiewirtschaftsrechtlichen Ordnungsrahmen angepasst. Insbesondere wurden die rechtlichen Rahmenbedingungen für einen einfachen und zügigen **Lieferantenwechsel** weiter verbessert. Im Jahr 2006 bestand bei über 90 Prozent der Netzbetreiber (örtliche Verteilernetzbetreiber und FNB) die grundsätzliche Möglichkeit, Lieferantenwechselverfahren durchzuführen. Insgesamt liegt die mengenbezogene Wechselquote im Gasbereich auf einem niedrigen Niveau. Relativ zum gesamten Gasabsatz ergibt sich für 2006 gemäß den Angaben der Netzbetreiber „Gas“ eine Lieferantenwechselquote von 1,25 Prozent. Trotz gegenüber 2005 gestiegener Anzahl tatsächlich abgewickelter Wechselfälle in der Haushaltskundenkategorie ist festzuhalten, dass in Bezug auf die angegebenen Wechselmengen immer noch große und sehr große Industriekunden, d.h. Letztverbraucher mit einer Ausspeisemenge von mehr als 10.000 MWh/Jahr, deutlich dominieren. Das Gesamtvolumen der Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern in 2006 gemäß der Abfrage bei den Netzbetreibern „Gas“ beträgt 11,74 TWh. Gegenüber dem Vorjahr (3,31 TWh) stieg dieser Wert um mehr als das Dreifache an. Nach Angaben der befragten Netzbetreiber ist im Vergleich zum Jahr 2005 ein Anstieg der Anzahl abgewickelter Lieferantenwechselverfahren bei Letztverbrauchern von 302 (2005) auf 8.871 (2006) zu verzeichnen. Dennoch liegt der Anteil der Lieferantenwechsellmengen an der gesamten Ausspeisemenge nur bei 1,25 Prozent. Dabei entfällt ein Anteil von knapp zwei Drittel der durchgeführten Lieferantenwechsel bei Letztverbrauchern auf das Haushaltskundensegment.

Die drei **größten Unternehmen** weisen gemäß der Abfrage der Großhändler und Lieferanten „Gas“ eine Abgabemenge von insgesamt 317,36 TWh an Letztverbraucher in 2006 aus, was einem Marktanteil von 30,87 Prozent (2005: 29,91) am gesamten Gasverbrauch in Höhe von 1028,08 TWh im Jahr 2006 (Quelle: BMWi/BAFA) entspricht. Die gesamte Abgabemenge der drei größten Unternehmen an Letztverbraucher ist von 312,56 TWh (2005) auf 317,36 TWh

⁸ Vgl. BGHZ 136, 379, 385 „Strom und Telefon I“; ferner OLG Düsseldorf, Beschluss vom 23.11.2005, WuW/E DE-R 273-277, „Mainova AG / Stadtwerke Aschaffenburg GmbH“, mit dem die Beschwerde gegen die Untersagung dieses Zusammenschlussvorhabens durch das Bundeskartellamt rechtskräftig zurückgewiesen wurde.

(2006) leicht angestiegen. Im Berichtsjahr 2006 erreicht die Konzentration der drei größten Unternehmen in der Abgabekategorie „> 100.000 MWh/Jahr“ mit etwa 50 Prozent den höchsten Wert. In der Kategorie „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ ist die Konzentration am geringsten. Für diese Kategorie erreichen die drei größten Unternehmen zusammen einen Marktanteil von 23,61 Prozent.

Mit der Datenerhebung zum Monitoring wurde das aktuelle durchschnittliche **Einzelhandelspreisniveau** (Preisstand 01.04.2007) für Industriekunden⁹, Gewerbliche Kunden¹⁰ und Haushaltskunden¹¹ inkl. aller Steuern und Abgaben erhoben und den Werten vom 01.04.2006 gegenübergestellt. Die mengengewichteten Mittelwerte (weitergehende Informationen siehe Kapitel 4.2.3.2) für den Preisstand 01.04.2007 unter Berücksichtigung der Abgabemenge des jeweiligen Unternehmens in der dazugehörigen Kundenkategorie in 2006 liegen für den Abnahmefall Industriekunden bei 4,23 ct/kWh. Für den Abnahmefall Gewerbliche Kunden liegen diese Werte bei 5,74 ct/kWh und für den Abnahmefall Haushaltskunden bei 6,57 ct/kWh (Allgemeine Preise / Allgemeiner Tarif) bzw. 6,25 ct/kWh (außerhalb Grundversorgung). Während der mengengewichtete Gesamtpreis für den Abnahmefall Industriekunden leicht gesunken ist, ist für die Kategorien Gewerbliche Kunden und Haushaltskunden ein leichter Anstieg der Gesamtpreise zu verzeichnen. Damit führen die im Zuge der Regulierung in allen Kundenkategorien gesunkenen Netzentgelte aufgrund der gestiegenen Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge und Steuern in den Kategorien Gewerbliche Kunden und Haushaltskunden nur zu einer Dämpfung des Preisanstiegs, nicht jedoch zu einer Preisreduzierung.

Im Bereich **Versorgungssicherheit** Gas steht einer voraussichtlich mittelfristig steigenden Gasnachfrage ein prognostiziertes annähernd konstantes Inlandsangebot von aktuell knapp 18 Prozent (181,7 TWh in 2006) des Bedarfs (1.028,1 TWh in 2006) gegenüber. Dieses Förderniveau kann nur durch steigende Inlandsinvestitionen aufrechterhalten werden. Hierbei kommen neben neuen Bohrungen auch neue Verfahren zur Erhöhung oder Verlängerung der Förderung aus bestehenden Quellen zum Einsatz. Gleichwohl ist bei steigendem Bedarf von einem sinkenden relativen Anteil der Inlandsförderung auszugehen, der eine Steigerung der Importmengen (2006: 978,3 TWh) notwendig macht. Als Großprojekte zur Diversifizierung der Transportwege und Bezugsquellen sind derzeit die Nord Stream Gaspipeline sowie das LNG-Terminal in Wilhelmshaven im Gespräch.

Im Berichtsteil Systemverantwortung kann festgestellt werden, dass Bereitschaftsdienst bzw. Netzüberwachung die am häufigsten vorgesehenen netzbezogenen Maßnahmen gemäß § 16 Abs. 1 Nr. 1 EnWG sind, während vertragliche Regelungen über eine Abschaltung die am häufigsten vorgesehenen marktbezogenen Maßnahmen i.S.d. § 16 Abs. 1 Nr. 2 EnWG sind. Vier Fernleitungsnetzbetreiber haben 2006 keine **Schwachstellenanalyse** gemäß § 16 Abs. 5 EnWG erarbeitet.

Bei den Fernleitungsnetzbetreibern, die Angaben zu dem Fragenkomplex **Netzausbau** gemacht haben, fallen insbesondere erst ab 2008 deutlich ansteigende Investitionen in Ausbau und Erweiterung auf. Nach den vorliegenden Planzahlen kann im Vergleich zu den Vorjahren ab dem Jahr 2007 von einer Trendwende hin zu höheren Investitionen gesprochen werden. Aussagen zu den tatsächlichen Kapazitätserweiterungen und der Frage, ob die geschaffenen Neukapazitäten einen (zukünftigen) Kapazitätsbedarf decken, können nicht getroffen werden. Die geplanten Aufwendungen für Erneuerung und Instandhaltung verändern sich insgesamt nicht wesentlich.

⁹ Eurostat-Kundenkategorie I4-1 (Jahresverbrauch von 116.370.800 kWh/Jahr und einer Benutzungsdauer von 250 Tagen (4.000 Stunden)).

¹⁰ Eurostat-Kundenkategorie I1 (Jahresverbrauch von 116.371 kWh/Jahr, keiner vorgeschriebenen Benutzungsdauer, ggf. 115 -120 Tage).

¹¹ Eurostat-Kundenkategorie D3 (Jahresverbrauch von 23.269 kWh/Jahr (Ausstattung: Kochen, Warmwasserbereitung, und Zentralheizung)).

1.5 Arbeitsschwerpunkte Bundesnetzagentur

Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen

Grenzüberschreitendes Engpassmanagement

Die Bundesnetzagentur engagiert sich für die Weiterentwicklung der Methoden der Engpassbewirtschaftung des Übertragungsnetzes an den deutschen Außengrenzen. Dies erfolgt in enger Zusammenarbeit mit den benachbarten Regulierungsbehörden und den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern. In 2006 wurde eine Überarbeitung des Anhangs zum Engpassmanagement der einschlägigen EU-Verordnung 1228/2003, der sog. Stromhandelsverordnung, verabschiedet. Basierend auf einem von ERGEG erarbeiteten Entwurf wurden im Komitologieverfahren¹² im Anhang der Stromhandelsverordnung die so genannten Engpassmanagement-Leitlinien ersetzt, welche am 01.12.2006 in Kraft getreten sind und – als Bestandteil einer EG-Verordnung – allgemeine und unmittelbare Verbindlichkeit in allen Mitgliedsstaaten haben. Diese Engpassmanagement-Leitlinien führen die Regelungen der Verordnung (EG) 1228/2003 weiter aus, insbesondere zur Koordinierung der ÜNB beim Engpassmanagement, zur Verbesserung der Transparenz, zur Berechnung der verfügbaren Übertragungskapazität und zu den Kapazitätsvergabeverfahren.

Um möglichst schnell die Umsetzung der genannten Leitlinien zu erreichen, hat die Bundesnetzagentur zusammen mit den anderen nationalen Regulierungsbehörden schon vor deren Inkrafttreten die nötigen Schritte eingeleitet. Insbesondere wurde eine Optimierung des Engpassmanagements in verschiedenen europäischen Regionen diskutiert. In mehreren Regionen wurde beschlossen, implizite Auktionen zur Vergabe der day-ahead Kapazitäten durch eine Marktkopplung zur Verbesserung der Effizienz einzuführen. So sind in Zentralwesteuropa und Nordeuropa Projekte zur Einführung eines Market Couplings gestartet worden (in Zentralwesteuropa lastflussbasiert). In Zentralosteuropa wird die Einführung von lastflussbasierten expliziten Auktionen in Angriff genommen.

Innerdeutsches Engpassmanagement

Aufgrund der sich in Deutschland ändernden Erzeugungsstruktur, also der für die Zukunft absehbaren zunehmenden Einspeisung von regenerativen Energien, zusätzlicher Einspeisung konventioneller Kraftwerke sowie der Beibehaltung der bisherigen konventionellen Einspeiseleistung unter gleichzeitiger Reduzierung nuklearer Einspeisungen, haben deutsche Übertragungsnetzbetreiber das Entstehen innerdeutscher Engpässe in der mittelfristigen Perspektive für möglich gehalten. Zur Klärung der Frage, wie möglicherweise in der Zukunft entstehende innerdeutsche Engpässe zu bewirtschaften sind, wurde von der Bundesnetzagentur ein Gutachten vergeben, das in den nächsten Monaten fertiggestellt wird.

Netzausbau

Da die Fragen zur Vermeidung innerdeutscher Engpässe eng mit der Frage des bedarfsgerechten Netzausbaus verknüpft sind, hat die Bundesnetzagentur im Jahr 2006 einen Schwerpunkt ihrer Tätigkeit in der Kontrolle der Netzausbauvorhaben der Übertragungsnetzbetreiber gesehen. Zum einen wurden im Februar 2006 die Netzausbau- und Netzzustandsberichte der Übertragungsnetzbetreiber angefordert und Dritten auf Antrag und bei Vorliegen der Voraussetzungen zur Verfügung gestellt. Zum anderen wird der Stand der Umsetzung der darin aufgeführten Netzausbauprojekte von der Bundesnetzagentur anhand von den ÜNB übermittelten Quartalsberichten überprüft (vgl. Kapitel 5.1.4).

Transparenz

Die Schaffung von mehr Markttransparenz, also insbesondere der Abbau von Informationsasymmetrien, wird sowohl aus Sicht der EU-Kommission als auch der nationalen Regulierungsbehörden als wichtiger Faktor für die Entwicklung des Energiebinnenmarktes erachtet. Aus diesem Grund hatte ERGEG bereits in 2005 begonnen, die sogenannten

¹² Bei dem Komitologieverfahren handelt es sich um ein vereinfachtes EU-Gesetzgebungsverfahren, an dem die Europäische Kommission (Vorsitz), die Mitgliedsstaaten und das Europäische Parlament (Konsultation) beteiligt sind.

„Guidelines of Good Practice of Information Management and Transparency“ (GGP-IMT) zu erarbeiten. Diese Leitlinien wurden am 02.08.2006 durch die Regulierungsbehörden beschlossen. Neben allgemeinen Überlegungen zu Transparenz und dem Management von Informationen enthalten sie auch eine Liste der aus der Sicht der Regulierer für den Markt nötigen Informationen, die allerdings nicht rechtlich verbindlich, sondern eine Empfehlung an die Marktparteien ist. Wie oben dargestellt, sind am 01.12.2006 die Engpassmanagement-Leitlinien in Kraft getreten, welche nun eine der GGP-IMT ähnliche Liste von Veröffentlichungspflichten für ÜNB enthalten.

Auf Grundlage der GGP-IMT und der Engpassmanagement-Leitlinien hat die Bundesnetzagentur 2006 sodann im Rahmen ihrer Arbeit in der Region Nordeuropa den Entwurf eines Transparenzberichts erstellt, der konkrete Definitionen der einzelnen Veröffentlichungspflichten enthält und somit zu einer Harmonisierung der Transparenz in der gesamten Nordregion beitragen soll. Darauf aufbauend setzt sich die Bundesnetzagentur für eine weitere Harmonisierung der Transparenz ein, auch über die Grenzen der Nordregion hinaus.

EEG-Veredelung

Gemäß § 14 Abs. 1 des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang und 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 Strom an Letztverbraucher liefern, haben gemäß § 14 Abs. 3 EEG den von dem für sie regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber abgenommenen Strom anteilig nach der Maßgabe eines rechtzeitig bekannt gegebenen, der tatsächlichen Stromabnahme angenäherten Profils abzunehmen und zu vergüten. Aus diesen Verpflichtungen ergibt sich für die Übertragungsnetzbetreiber die Aufgabe, die fluktuierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in eine Profillieferung, derzeit ein Monatsband, umzuwandeln („EEG-Veredelung“). Bislang wurde diese Aufgabe im Wesentlichen durch die Erzeugungs- bzw. Handelsschwestern des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers durchgeführt. Dieses Vorgehen wurde von Marktteilnehmern vielfach als diskriminierend kritisiert. Einige Marktteilnehmer sind daher an die Bundesnetzagentur herangetreten und haben Vorschläge unterbreitet, wie die „EEG-Veredelung“ im Rahmen eines transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahrens durchgeführt werden könnte. Zu diesen Vorschlägen fanden in 2006 erste Gespräche mit den Übertragungsnetzbetreibern und den Marktteilnehmern, die sich mit ihren Vorschlägen an die Bundesnetzagentur gewandt hatten, statt. Derzeit entwickelt die Bundesnetzagentur ein Eckpunkte-Papier zur Ausgestaltung der Öffnung des Marktsegments „EEG-Veredelung“ auf Basis der vorliegenden Vorschläge.

Anschluss und Zugang bei Elektrizitätsversorgungsnetzen

Aktivitäten der Bundesnetzagentur waren in diesem Bereich erforderlich und wurden betreffend den Netzanschluss für Einspeiser (Großkraftwerke am Übertragungsnetz) und Verbraucher (Netzebenenwahl, Baukostenzuschuss), sowie im Bereich der Netznutzung im engeren Sinne zu vielfältigen technischen Fragestellungen und insbesondere bei der Beschaffung und Abwicklung von Ausgleichsleistungen ergriffen.

Vor dem Hintergrund des in den nächsten Jahren steigenden Erneuerungsbedarfes für bestehende Kraftwerke, der derzeit bestehenden marktwirtschaftlichen Anreize durch die Strompreise und des vereinbarten Ausstiegs aus der Kernenergie werden gegenwärtig eine große Zahl thermischer Kraftwerke mit einer installierten Gesamtleistung von ca. 29 GW projektiert bzw. sind bereits in Bau. Ein Großteil der Kraftwerke soll im Rhein-Ruhr-Gebiet und in Norddeutschland errichtet werden. Bei den hiervon betroffenen Übertragungsnetzbetreibern war zunächst eine ablehnende Haltung gegenüber diesen Netzanschlussbegehren eingenommen worden. Die Bundesnetzagentur konnte eine einvernehmliche Lösung herbeiführen. In diesem Zusammenhang sei auf die am 30.06.2007 in Kraft getretene Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) hingewiesen.

Im Bereich des Netzanschlusses kam es auch zu strittigen Fragen bei Netzanschluss für stromverbrauchende Anschlussnehmer, insbesondere bei der Netzebenenwahl und der Inrechnungstellung von Baukostenzuschüssen. Im Hinblick auf die Netzebenenwahl erreichten die Bundesnetzagentur zahlreiche Beschwerden, wonach dem Netzanschlusspetenten der Netzanschluss an die gewünschte Netz- oder Umspannebene durch den Netzbetreiber verweigert wurde. Der Hintergrund ist – neben der Frage, ob § 17 EnWG dem Anschlusspetenten ein Wahlrecht einräumt – letztlich finanzieller Natur, sowohl für den Anschlussnehmer als auch für den Netzbetreiber. Zudem hat die Wahl der Netzebene direkte Auswirkungen auf die zu zahlenden oder einzunehmenden Netzentgelte. Die Bundesnetzagentur hat hierzu ein Grundsatzpapier erarbeitet und dies zur öffentlichen Diskussion gestellt. Gleichfalls aufgrund vielfältiger Beschwerden und Anfragen hat sich die Bundesnetzagentur der Erhebung von Baukostenzuschüssen zugewandt. Hierbei wurde deutlich, dass nicht nur die spezifischen Preise zwischen einzelnen Netzbetreibern erheblich voneinander abweichen. Auch die Erhebungssystematik ist heterogen und zumeist intransparent. Der Baukostenzuschuss stellt keinen Bestandteil des Netzentgeltes i.S.d. Stromnetzentgeltverordnung dar. Insoweit erfolgt für den Baukostenzuschuss keine förmliche ex-ante Genehmigung durch die Regulierungsbehörden. Allerdings stellt der Baukostenzuschuss – wie auch die Netzanschlusskosten – eine Netzanschlussbedingung dar, die gemäß § 17 bzw. § 18 EnWG vor allem angemessen, transparent und diskriminierungsfrei gegenüber dem Anschlussnehmer anzuwenden ist. Eine über Jahrzehnte gewachsene, völlig uneinheitliche Erhebungspraxis muss den Maßstäben des neuen Energiewirtschaftsrechts gegenüber gestellt und mit gesetzlichen Neuregelungen durch die Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) in Einklang gebracht werden. Aufgrund der Intransparenz und Uneinheitlichkeit der Erhebungssystematiken entlang der verschiedenen Netzbetreiber werden Anstrengungen unternommen, ein einheitliches Erhebungskonzept zum Baukostenzuschuss zu erarbeiten.

Im Bereich der Netznutzung wurden abwicklungsrelevante und die Beschaffung betreffende Fragen bearbeitet. Gemäß § 10 Abs. 1 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) haben Netzbetreiber Verlustenergie nach einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen. In Gesprächen der Bundesnetzagentur mit Unternehmen wurde deutlich, dass die gesetzlichen Vorgaben zur Beschaffung der Verlustenergie höchst unterschiedlich umgesetzt werden. Dabei variiert sowohl die Beschaffungspraxis als auch die Methode zur Bestimmung der Netzverluste je nach betrachtetem Netzbetreiber. Die Bundesnetzagentur hat daraufhin ein eigenes Konzept zur Ausschreibung der Verlustenergie entwickelt. Dieses Konzept soll im Rahmen einer Konsultation von Anfang August bis Mitte September 2007 den Marktakteuren vorgestellt und weiterentwickelt werden.

Weiterer Prüfschwerpunkt waren die Beschaffung und Abwicklung von Energielieferungen an Kunden, die Heizwärmespeicherheizungen oder Wärmepumpen betreiben. Obwohl es sich um einen sehr stromintensiven Bereich handelt, sind – abgesehen vom im Netzgebiet etablierten Versorger – kaum Bezugsalternativen für Kunden vorhanden. Dies führt dazu, dass auch bei Preiserhöhungen die Kunden faktisch keine Ausweichmöglichkeit haben. Die Ursache wird in den verwendeten komplexen temperaturabhängigen Lastprofilen vermutet, die einen hohen Aufwand für die Belieferung der Kunden bedeuten. Die Bundesnetzagentur hat hierfür ein Gutachten ausgeschrieben, welches zum Ziel hat, das derzeit verwendete Standardlastprofilverfahren angemessen zu vereinfachen, damit auch im Marktsegment der Wärmespeicherkunden ein funktionierender Wettbewerb geschaffen wird.

Die Art der Erfassung des Stromverbrauches spielt auch für Anschlussnehmer mit einem Mittelspannungsanschluss eine Rolle, soweit sie einen Jahresverbrauch von weniger als 100.000 kWh aufweisen. Nach den Vorgaben der StromNZV hat dieser Anschlussnehmer Anspruch auf eine Belieferung mittels Standardlastprofil, denn § 12 StromNZV schränkt dies nicht auf eine bestimmte Spannungsebene ein. Soweit der Anschlussnehmer allerdings in der Mittelspannung angeschlossen ist, forderten einige Netzbetreiber vom Anschlussnehmer den Einbau einer registrierenden Lastgangmessung.

Aufgrund der Ergebnisse des Monitoringberichtes 2006 hat die Bundesnetzagentur ihre Aktivitäten im Bereich des Zähl- und Messwesens erhöht. Zwar hängt die Entwicklung für den Bereich Einbau, Betrieb und Wartung insbesondere von der Rentabilität der Messstellenbetreiber ab, die steigen würde, sofern auch die Messung liberalisiert wäre. Einige Hemmnisse im Markt konnten aber durch Maßnahmen der Bundesnetzagentur beseitigt werden. So stellten einige Netzbetreiber zunächst keinen Messstellenbetreibervertrag bereit, weil noch keine Verbandsempfehlung vorlag. Außerdem variieren die technischen Mindestbedingungen und Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang und Datenqualität zwischen den Netzbetreibern. Auf Grundlage einer Beschwerde erfolgte durch die Bundesnetzagentur eine Entscheidung zur Anschlusskonfiguration, d.h. Anzahl und Anordnung der Zählpunkte sowie die Messmethode. Darüber hinaus wurde festgestellt, dass die bei einer über das Telefonnetz fernauslesbaren Lastgangmessung erforderliche Telefonanschlusseinheit als notwendige Infrastruktur für die Gewährleistung der Datenübertragung durch den Messstellenbetreiber bereitzustellen ist.

Aufgrund der Ergebnisse des Monitoringberichtes 2006 wurde eine breite Überprüfung der Einhaltung der Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber vorgenommen. Im Bereich der Übertragungsnetzbetreiber wurden die gesetzlich geforderten Angaben weitgehend veröffentlicht. Die Verteilernetzbetreiber erfüllten ihre Veröffentlichungspflichten zum Teil nur unvollständig oder die Veröffentlichungen waren auf ihren Internetseiten schwer auffindbar. Diese Ergebnisse führten dazu, dass die Bundesnetzagentur einerseits eine Konkretisierung und Definition der Begrifflichkeiten der gesetzlichen Veröffentlichungspflichten vorgenommen und andererseits Angaben zur Genauigkeit, zur Veröffentlichungsfrist sowie erforderlichenfalls zum Datenformat ergänzt hat.

Netzentgelte Strom

Der Arbeitsschwerpunkt der Bundesnetzagentur im Bereich Netzentgelte Strom lag im Jahre 2006 auf der Entgeltgenehmigung nach § 23a EnWG. Die Netzbetreiber hatten erstmalig ihre Anträge zur Genehmigung der Netzentgelte eingereicht. Im Zuge der Prüfung durch die Regulierungsbehörden kam es zu einer deutlichen Kürzung der beantragten Netzkosten. (weitergehende Informationen s. Kapitel 3.1.3.1)

Mit dem Vergleichsverfahren Strom wurde im Jahr 2006 gemäß § 22 StromNEV ein Effizienzvergleich der deutschen Netzbetreiber durchgeführt. Ziel des Vergleichsverfahrens war es, die Transparenz zu erhöhen und zu Beginn der Energieregulierung einen Überblick über die Ausgangslage zu schaffen. Innerhalb der im Rahmen dieses Verfahrens zu bildenden Vergleichsklassen zeigten sich gravierende Kostenunterschiede.¹³

Auf Grundlage des § 19 StromNEV wurden Anträge zu individuellen Netzentgelten bearbeitet. Außerdem wurden die Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber gemäß StromNEV überprüft. Diverse Missbrauchsverfahren sind anhängig.

Zugang zu den Gasversorgungsnetzen

Entscheidung zur Untersagung des Einzelbuchungsmodells

Auf Antrag des Bundesverbandes Neuer Energieanbieter e.V. (BNE) und des Gashändlers NUON Deutschland GmbH ist im Juli 2006 gegen die Netzbetreiber RWE Transportnetz Gas GmbH, E.ON Hanse AG und Stadtwerke Hannover AG ein Missbrauchsverfahren eingeleitet worden. Zu prüfen war die Zulässigkeit des Gasnetzzugangs gemäß dem Einzelbuchungsmodell sowie die Unterteilung des deutschen Gasnetzes in 19 Marktgebiete.¹⁴

Im Kooperationsvertrag der Gaswirtschaft waren bisher zwei Möglichkeiten für die Organisation von Gastransporten vorgesehen: als Grundmodell der gesetzlich vorgeschriebene Zugang auf

¹³ Zu den Ergebnissen wird auf die Mitteilung Nr. 300/2006 verwiesen (Amtsblatt Nr. 17/2006 der Bundesnetzagentur vom 30.08.2006).

¹⁴ Die Anzahl der Marktgebiete wird bis zum 01.10.2007 auf 14 absinken. Die Bundesnetzagentur arbeitet an einer weiteren marktgebietsübergreifenden Reduzierung der Anzahl der Marktgebiete.

Basis von zwei Verträgen zwischen der Einspeisung des Gases ins Netz und der Entnahme beim Endverbraucher (sog. Zweivertragsmodell), daneben auf Wunsch der Verbände Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BGW) und Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) das sog. Einzelbuchungsmodell. Bei dem Einzelbuchungsmodell wird der Gastransport auf Basis einer Kette von Einzelverträgen für die jeweils in Anspruch genommenen Netze abgewickelt. Nach der jetzigen Entscheidung der Bundesnetzagentur dürfen die Bestimmungen zum Einzelbuchungsmodell nicht mehr angewendet werden. Diese Untersagung war erforderlich, da das Einzelbuchungsmodell weder im Gesetz noch in den Verordnungen vorgesehen ist. Hierüber wurde am 17.11.2006 wie folgt entschieden: Zulässig ist allein das Zweivertragsmodell. Die auf Grundlage des Einzelbuchungsmodells abgeschlossenen Netzzugangsverträge müssen in zwei Schritten bis zum 01.04.2007 bzw. spätestens bis zum 01.10.2007 umgestellt werden. Die Entscheidung hatte unmittelbare Wirkung zunächst nur für die am Verfahren beteiligten Netzbetreiber, betraf als Musterverfahren jedoch die gesamte deutsche Gaswirtschaft. Infolgedessen haben die Verbände BGW, VKU und GEODE die Kooperationsvereinbarung grundlegend überarbeitet. Zum Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2007/2008 am 01.10.2007 ist damit das bisherige Nebeneinander der beiden Zugangsmodelle endgültig beendet und das Zweivertragsmodell auf eine verlässliche vertragliche Grundlage gestellt.

Ein Antrag zur Untersagung der – zum Zeitpunkt der Entscheidung – 19 angezeigten Marktgebiete¹⁵ wurde wegen Unzulässigkeit zurückgewiesen. Gleichwohl stellt die Zersplitterung der Marktgebiete für die Schaffung eines ausreichend liquiden, offenen und flexiblen Gasmarktes ein deutliches Hindernis dar und ist auf Dauer nicht hinnehmbar. Die Thematik wurde daher mit dem Ziel einer deutlichen Verringerung der Zahl der Marktgebiete durch die Bundesnetzagentur weiterverfolgt. Dazu sollte den Unternehmen zuerst Gelegenheit zu eigenen Vorschlägen gegeben werden. Soweit freiwillige Lösungen nicht zum Tragen kommen, könnten förmliche Regulierungsverfahren in Betracht gezogen werden. Mittlerweile haben Unternehmen Marktgebiete zusammengelegt oder einen solchen Schritt verbindlich angekündigt.

Entscheidung zur Netzzugangsverweigerung und Zuweisung fester Kapazitäten

Als Teil der Ministererlaubnis des Bundesministers für Wirtschaft und Technologie war der E.ON AG im Rahmen ihres Zusammenschlusses mit der Ruhrgas AG auferlegt worden, ab 01.10.2003 Gasmengen von insgesamt 200 Mrd. kWh in mehreren Auktionen dem Markt anzubieten. Bestandteil der Auflage war auch die Verpflichtung zum Transport des versteigerten Gases. Nach der Auktion von 2005 hatte sich EnBW Trading GmbH erfolglos bei EGT (vormals: Ruhrgas Transport AG & Co. KG) um feste Transportkapazitäten für ihr ersteigertes Gas bemüht, erhielt aber lediglich unterbrechbare Kapazitäten. Laut EGT waren die festen Kapazitäten zu diesem Zeitpunkt bereits von Dritten gebucht. Auch erhebliche Kapazitäten von E.ON-Konzernunternehmen wurden als vorrangig angesehen. Im Winter 2005 unterbrach die EGT die Transporte der EnBW Trading mehrfach, weil andere Transportkunden ihre festen Kapazitätsrechte fast ausnahmslos nutzten. Aufgrund eines Missbrauchsantrags von EnBW Trading hat die Bundesnetzagentur am 05.05.2006 förmlich festgestellt, dass sich EGT bei der Vergabe diskriminierend und damit missbräuchlich verhalten hat. Maßgeblich für diese Entscheidung war vor allem die Auslegung der Auflagen aus der Ministererlaubnis. Nach dem Rechtsverständnis der ergangenen Entscheidung muss EGT allen Erwerbern von Release-Mengen feste Transportkapazitäten anbieten, soweit sie dies wünschen. Ohne diese Flankierung würde der Ministererlaubnis an maßgeblicher Stelle die Substanz entzogen. Das betroffene Unternehmen hat gegen die Entscheidung Beschwerde beim OLG Düsseldorf eingelegt. Das Verfahren ist durch einen Prozessvergleich beendet worden.

Geschäftsprozess Lieferantenwechsel

Neben der Schaffung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs für Händler und Lieferanten kommt den standardisierten Prozessschritten und einheitlichen Datenformaten beim Lieferantenwechsel im Gasbereich für den Eintritt neuer Anbieter in den deutschen Gasmarkt eine entscheidende Bedeutung zu. Erst die daraus resultierende Massengeschäftstauglichkeit

¹⁵ Dito.

schafft die Voraussetzung für stärkeren Wettbewerb mit entsprechenden Lieferalternativen für die Verbraucher. Im Juni 2006 veröffentlichten die Branchenverbände BGW und VKU zur Umsetzung der Verpflichtungen aus § 37 Abs. 1 S. 1 GasNZV den „BGW/VKU-Leitfaden Geschäftsprozesse zum Lieferantenwechsel bei Erdgas“. Anschließend wurde dieser durch Entwürfe entsprechender Nachrichtentypen zur Abwicklung des elektronischen Datenaustausches ergänzt. Von diesen Vorüberlegungen der Gaswirtschaft ausgehend, hat es die Bundesnetzagentur im Sinne ausreichender Rechtssicherheit und Verbindlichkeit für erforderlich gehalten, von ihrer Festlegungskompetenz aus § 42 Abs. 7 Nr. 4 GasNZV Gebrauch zu machen. Nach Veröffentlichung eines Festlegungsentwurfes für neun Geschäftsprozesse sowie für die Automatisierung des zugehörigen Datenaustausches und die einheitliche Definition der Datenformate wurde eine Anhörung der betroffenen Kreise durchgeführt. Derzeit prüft die verfahrensführende Beschlusskammer, inwieweit der Festlegungsentwurf bei Würdigung der vorliegenden Stellungnahmen zu modifizieren ist.¹⁶

Internationales

Die Bundesnetzagentur ist in mehreren Arbeitsgruppen der europäischen Gremien ERGEG und CEER vertreten, die sich u.a. mit den Themen Gasspeicherung, Interoperabilität, Bilanzierung, Transparenz, Europäisches Fernleitungsnetz („EU Grid“), Zugang zu LNG-Terminals, Kapazitätsberechnungsmethoden und Handel von Kapazitätsrechten auf dem Sekundärmarkt befassen. Zudem hat die Bundesnetzagentur in der Arbeitsgruppe „Behandlung von Investitionen in neue Infrastruktureinrichtungen“ („Treatment of New Infrastructure Investment“) gemeinsam mit der französischen Regulierungsbehörde CRE den Vorsitz übernommen. Die Arbeit im Rahmen dieser Arbeitsgruppe umfasst neben einer Auswertung zu erhobenen Daten bezüglich bisheriger Verfahren nach Art. 22 der Richtlinie 2003/55/EG auch eine konkrete Empfehlung zur Anwendung von Art. 22 in der Form von Leitlinien.

Ziel der im April 2006 im Rahmen der ERGEG ins Leben gerufenen Regionalinitiative Gas ist es, Handels- und Transportbarrieren zwischen den Staaten der EU zunächst auf regionaler Ebene abzubauen, um so die Entstehung eines einheitlichen Marktes zu ermöglichen. Deutschland gehört hierbei dem Regionalen Energiemarkt „Nord West“ an, dessen Aktivitäten im Jahr 2006 zunächst durch die Gründung der Initiative, die Einrichtung und Besetzung der erforderlichen Gremien, sowie die Erstellung eines Arbeitsprogramms geprägt waren.

Netzentgelte Gas

Genehmigungsverfahren nach § 23a EnWG

Die Prüfung der bei der Bundesnetzagentur eingereichten ersten Anträge auf Genehmigung der Entgelte für den Netzzugang nach § 23a EnWG bildete 2006 einen Arbeitsschwerpunkt im Bereich der Entgeltregulierung. Da die aktuellen Entgeltgenehmigungen bis zum 31.03.2008 befristet sind, wurden der elektronische Datenerhebungsbogen sowie die Anforderungen an den beizufügenden Bericht im Beschlusswege festgelegt und stehen den Unternehmen im Internet auf den Seiten der Bundesnetzagentur zur Verfügung. Grundsätzliche Entscheidungen wurden in Abstimmung mit den Landesregulierungsbehörden getroffen. Des Weiteren wurde geprüft, ob die Netzbetreiber, die angezeigt haben im Leitungswettbewerb zu stehen, die Kriterien für die Entgeltbildung nach § 19 Gas NEV erfüllen.

Bislang wurde eine Anzeige negativ beschieden. Für den Vergleich der Fernleitungsnetzbetreiber, die ihre Entgelte nach § 19 bilden, wird ein Vergleichsverfahren nach § 26 Gas NEV vorbereitet. Zum 01.11.2005 wurde ein Vergleichsverfahren nach § 21 Abs. 1 GasNEV durchgeführt. Die eingereichten Daten wurden plausibilisiert und vervollständigt, so dass die Ergebnisse veröffentlicht werden konnten. Geprüft wurde zudem, ob die Netzbetreiber ihren Veröffentlichungspflichten nach § 27 Abs. 2 Gas NEV nachgekommen sind. Von 747 Netzbetreibern sind 505 Netzbetreiber den Veröffentlichungspflichten nach § 27 Abs. 2 Gas NEV vollständig nachgekommen, 65 sind den Veröffentlichungspflichten nur unvollständig nachgekommen und 177 sind den Veröffentlichungspflichten nicht nachgekommen. Es wurden

¹⁶ Eine entsprechende Festlegung hat die Bundesnetzagentur am 20.08.2007 nach Redaktionsschluss dieses Berichts getroffen. Nähere Informationen unter www.bundesnetzagentur.de.

zwei Missbrauchsverfahren gemäß § 31 EnWG eingeleitet, welche durch Rücknahme des jeweiligen Antrags beendet wurden.

Entflechtung

Die Tätigkeiten der Bundesnetzagentur auf dem Gebiet der Entflechtung lassen sich für den Zeitraum 2006 bis Juni 2007 folgendermaßen zusammenfassen:

- Aktive Begleitung des Entflechtungsprozesses durch Konsultationen mit Unternehmen und Verbänden sowie Vorträge auf Branchenveranstaltungen.
- Definition von Anforderungen durch Veröffentlichung von Richtlinien zur informativischen Entflechtung.
- Prüfung der Gleichbehandlungsberichte der Energieversorgungsunternehmen für den Berichtszeitraum 2006.
- Marktdatenerhebung zum Umsetzungsstand der Entflechtung.
- Mitwirkung zur Umsetzung des Rechtsrahmens auf europäischer Ebene (ERGEG/CEER).

Versorgungsqualität

Alle Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, der Bundesnetzagentur einen Bericht über die in ihrem Netz aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen vorzulegen. § 52 EnWG ermächtigt die Bundesnetzagentur, Vorgaben zur formellen Gestaltung des Berichtes zu machen. Diese wurden für Stromnetzbetreiber am 22.02.2006 als „Allgemeinverfügung zu Vorgaben zur formellen Gestaltung des Berichtes nach § 52 EnWG“ veröffentlicht. Die Aufgabe der Bundesnetzagentur ist hierbei die Überwachung der Datenübermittlung sowie die Plausibilisierung und Auswertung der eingegangenen Daten.

Netzbetreiber im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur sind verpflichtet, Großstörungen (nach § 13 EnWG Versorgungsstörungen für lebenswichtigen Bedarf) unverzüglich bei der Bundesnetzagentur anzuzeigen. Im Jahr 2006 betraf dies die Systemstörung im deutschen und europäischen Verbundsystem am 04.11.2006. Im Rahmen des Stromausfalls hat die Bundesnetzagentur umfassende Untersuchungen eingeleitet und die detaillierte Darstellung der Ereignisse sowie Auswertung und Beurteilung des Störfalles in einem Bericht zusammenfassend dargestellt (weitere Informationen siehe Kapitel 5.1.3).

Im Nachgang des Stromausfalls in Nordrhein-Westfalen (Münsterland) 2005 befand sich die Bundesnetzagentur in einem intensiven Dialog mit den Übertragungsnetzbetreibern wie auch dem Normungsgremium der DKE (Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE). Hierbei ist sicherzustellen, dass die Netzbetreiber erforderliche Sanierungsmaßnahmen vornehmen. Die DKE soll Errichtungs- und Sanierungsnormen konkretisieren bzw. erstmalig beschreiben.

Anreizregulierung

Die Bundesnetzagentur übermittelte der Bundesregierung am 30.06.2006 den Bericht nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG.

Der Vorschlag bestand in der Einführung einer Erlösobergrenzenregulierung (Revenue-Cap) über zwei Regulierungsperioden, wobei die Dauer der ersten drei und der zweiten fünf Jahre betragen sollte. Ab der dritten Regulierungsperiode sah das Konzept der Bundesnetzagentur dann einen Vergleichswettbewerb (Yardstick-Competition) mit zweijähriger Regulierungsperiodendauer vor. Die Bundesnetzagentur legte für die erste Regulierungsperiode eine Anreizregulierungsformel vor, die beeinflussbare Kostenanteile von dauerhaft und vorübergehend nicht-beeinflussbaren Kostenanteilen unterschied. Mittels dieser Formel sollte den Unternehmen unter Berücksichtigung mehrerer Komponenten ein zu erreichender Erlöspfad als Erlösobergrenze vorgegeben werden. Diese notwendigen Komponenten waren der Verbraucherpreisindex, der sektorale Produktivitätsfortschritt, eine unternehmensindividuelle Effizienzvorgabe sowie der Erweiterungsfaktor und die Berücksichtigung von Qualitätsaspekten.

Die Bundesnetzagentur begleitete und unterstützte das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie bei fachlichen Detailfragen zur Verordnung.

Am 16.11.2006 veröffentlichte das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie ein Eckpunktepapier zur Anreizregulierungsverordnung, das sich konzeptionell an dem Bericht der Bundesnetzagentur anlehnte. Am 04.04.2007 wurde ein Referentenentwurf der Anreizregulierungsverordnung vorgelegt. Das Bundeskabinett verabschiedete den Verordnungsentwurf am 13.06.2007.

Die vom Bundeskabinett auf den Weg gebrachte Anreizregulierung wird den Netzbetreibern Anreize für einen effizienten Betrieb der Strom- und Gasversorgungsnetze setzen.

1.6 Arbeitsschwerpunkte Bundeskartellamt

Im Berichtszeitraum deckten die Arbeitsschwerpunkte des Bundeskartellamts im Bereich der Energiewirtschaft die Fusionskontrolle, die Bekämpfung wettbewerbsbeschränkender Vereinbarungen und die Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen ab.

Fusionskontrolle

Im Berichtszeitraum hielt die Tendenz zur vertikalen Integration im Strom- und Gassektor weiter an. Das Bundeskartellamt war dementsprechend insbesondere mit Zusammenschlussvorhaben befasst, in denen sich große Versorgungsunternehmen an Stadtwerken beteiligen wollten. In diesen Zusammenschlussvorhaben kommt eine Strategie der sogenannten „Vorwärtsintegration“ der großen Versorgungsunternehmen zum Ausdruck. Diese sind bestrebt, durch Zukäufe von Anteilen an Stadtwerken ihr Portfolio zu vervollkommen. Mit dieser Strategie beabsichtigen die großen Versorgungsunternehmen, ihre Position als marktbeherrschender Vorlieferant von Strom und/oder Erdgas abzusichern. Auf diese Weise drohen die Absatzmärkte für Wettbewerber - bei ohnehin schon hoher Marktkonzentration - weiter verschlossen zu werden. Zum einen kann ein marktbeherrschender Vorlieferant durch die Integration mit seinem Abnehmer Informationsrechte erlangen, die Wettbewerbern nicht zur Verfügung stehen und somit seine Position stärken. Zum anderen besteht die Gefahr, dass potentielle Wettbewerber durch die Beteiligung entmutigt werden, in den Markt einzutreten.

Das Bundeskartellamt hatte in der Vergangenheit im Einzelfall Beteiligungsvorhaben marktbeherrschender Vorlieferanten an Stadtwerken freigegeben. Diese Vorhaben betrafen jeweils nur eine geringe Energieabsatzgröße. Auch waren nur geringfügige Marktanteilszuwächse von unter einem Prozent auf dem relevanten Markt zu erwarten. Wegen der hohen Marktkonzentration sind jedoch auch diese geringen Zuwächse schon wettbewerbsbedenklich. Das Bundeskartellamt ist vor dem geschilderten Hintergrund daher im Berichtszeitraum dazu übergegangen, seine Praxis abzuändern und auch solche Beteiligungen zu untersagen.

Freigaben von Zusammenschlussvorhaben marktbeherrschender Vorlieferanten an Stadtwerken kommen somit nur noch unter strengen Nebenbestimmungen in Frage. Die von den Unternehmen unterbreiteten Zusagenangebote müssen geeignet sein, zu erwartende Wettbewerbsverschlechterungen aufzuwiegen. In dem Zusammenschlussvorhaben RWE Energy AG / Saar Ferngas AG, das im Berichtszeitraum beim Bundeskartellamt angemeldet worden war, war dies nicht der Fall. Dieses Vorhaben hat das Bundeskartellamt daher untersagt (vgl. Kapitel 4.2.2.1)¹⁷.

¹⁷ Bundeskartellamt, Beschluss vom 23.03.2007, Aktenzeichen B 8-62/06.

Bestimmend für die Arbeit des Bundeskartellamts waren im Berichtszeitraum nach wie vor die im Fusionskontrollverfahren zum Zusammenschlussvorhaben E.ON / Stadtwerke Eschwege erlangten Erkenntnisse. In diesem Fusionskontrollverfahren hatte das Bundeskartellamt schon im vorangegangenen Berichtszeitraum eine umfassende neue Marktdatenerhebung auf den Strommärkten bezogen auf die Jahre 2003 und 2004 durchgeführt. Aufgrund dieser Erhebung wurde festgestellt, dass E.ON und RWE auf den bundesweiten Strommärkten ein marktbeherrschendes Duopol bilden und die Voraussetzungen für die Untersagung dieses Vorhabens weiter vorliegen¹⁸. Die seitens der beteiligten Unternehmen gegen die Untersagungsverfügung des Bundeskartellamts erhobene Beschwerde hat das OLG Düsseldorf mit Beschluss vom 06.06.2007 vollumfänglich zurückgewiesen und damit die wettbewerbliche Beurteilung der bundesweiten Strommärkte durch das Bundeskartellamt bestätigt¹⁹.

Der neue regulierungsrechtliche Rahmen hat im Berichtszeitraum außerdem zu einer zunehmenden Zahl von Anmeldungen von Zusammenschlussvorhaben geführt, die den Bereich der Versorgungsnetze betreffen. Stadtwerke gründen gemeinsam, teilweise unter Beteiligung von Regionalversorgern, aber auch der großen Versorgungsunternehmen, Strom- und Gasnetzgesellschaften. Das Bundeskartellamt erwartet von einer solchen Zusammenlegung von Netzen in Gemeinschaftsunternehmen keine Verschlechterungen der Wettbewerbsverhältnisse auf den betroffenen Netzdienstleistungsmärkten. In den Grenzen seines Verteilernetzes ist jeder der beteiligten Netzbetreiber ohnehin natürlicher Monopolist.

Auch sieht das Bundeskartellamt derzeit nicht die Gefahr, dass die an solchen Netzgesellschaften beteiligten Unternehmen gegenseitig aufeinander Rücksicht nehmen und es zu einer faktischen Aufteilung von Liefergebieten kommt. Ausschlaggebend für diese Einschätzung ist der neue energiewirtschaftsrechtliche Regulierungsrahmen, der eine Überwachung des operativen Unbundlings zwischen Netz und Vertrieb gewährleistet. Das Bundeskartellamt geht hier grundsätzlich von einer optimistischen Prognose aus.

Überprüft hat das Bundeskartellamt die Zusammenarbeit von Energieversorgern in einer Netzgesellschaft auch darauf, ob davon wettbewerbsschädliche Rückwirkungen auf das Vertriebsgeschäft ausgehen. Solche wettbewerbseinschränkende Insellösungen, bei denen der Vertrieb letztlich wieder auf das eigene Netz beschränkt ist, konnten im Berichtszeitraum nicht festgestellt werden. Sollten künftig Anhaltspunkte dafür bestehen, dass es zu derartigen Effekten kommt, muss die optimistische Prognose des Amtes allerdings überdacht werden.

Einschreiten gegen Missbräuche und wettbewerbsbeschränkende Vereinbarungen

Strom

Das Bundeskartellamt untersuchte im Berichtszeitraum in dem Missbrauchsverfahren gegen die RWE AG²⁰, ob das Energieversorgungsunternehmen den seit 2005 etablierten Handel mit CO₂-Zertifikaten missbräuchlich dazu genutzt hat, die kostenlos zugeteilten Emissionszertifikate in Strompreise einzupreisen und so ungerechtfertigte Erlöse zu erzielen. Gegenstand des Verfahrens ist die Strompreisbildung bei der Versorgung von Industriekunden aufgrund bilateraler Verträge im Jahr 2005. Das Bundeskartellamt hat der RWE AG im Dezember 2006 eine förmliche Abmahnung zugestellt und darin die bisherigen Ermittlungsergebnisse und seinen vorläufigen Rechtsstandpunkt erläutert (vgl. näher Kapitel 3.2.4). Derzeit wertet das Bundeskartellamt die eingegangenen Stellungnahmen der Verfahrensbeteiligten aus. Mit einer Entscheidung wird im Laufe des Spätsommers 2007 zu rechnen sein.

¹⁸ Vgl. Nationaler Berichtsbeitrag zum EU-Benchmarkbericht, Bericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen gem. § 63 Abs. 5 EnWG, Bonn, August 2006, S. 28. Vgl. ferner Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit: Benchmark-Bericht zu den Strom- und Gasmärkten gemäß Anforderungen der GD TREN vom 2. Juni 2005 (2005), hier S. 9.

¹⁹ Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 06.06.2007, Aktenzeichen VI-2 Kart 7/04 (V).

²⁰ vgl. bereits Nationaler Berichtsbeitrag zum EU-Benchmarkbericht, Bericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen gem. § 63 Abs. 5 EnWG, Bonn, August 2006, S. 29.

Bei den Strompreisen im Bereich der nicht-leistungsgemessenen Haushalts- und Kleinkunden sahen die Kartellbehörden von Bund und Ländern im Berichtszeitraum keinen Anlass zum Einschreiten. Fälle von Wechselbehinderung waren – wie auch schon im vorangegangenen Berichtszeitraum – kaum mehr zu beobachten. Nach wie vor ist jedoch der Anbieterwechsel beim Bezug von Strom für Heizwärmespeicherheizungen in der Regel faktisch mangels flächendeckend aktiver alternativer Anbieter nicht möglich. Trotz des in diesem Segment fehlenden Wettbewerbs wurden bisher jedoch keine Preishöhenmissbrauchsverfahren eingeleitet, da die Preise für Heizstrom deutlich unter den Tarif- bzw. Produktpreisen des jeweiligen Unternehmens liegen und die Gewinnmargen hier geringer ausfallen. Auch im aktuellen Berichtszeitraum haben die zuständigen Strompreisaufsichtsbehörden der Länder beantragte Strompreiserhöhungen für die Allgemeinen Tarife im Rahmen der Preisgenehmigungsverfahren, die sie auf der Grundlage der Bundestarifordnung Elektrizität durchgeführt haben, oft nur mit Abschlägen genehmigt²¹.

Gas

Im Gasbereich hat das Bundeskartellamt die schon im vorangegangenen Berichtszeitraum eingeleiteten Kartell- und Missbrauchsverfahren gegen Großhandelsunternehmen fortgeführt²².

In den Verfahren wegen langfristiger Gaslieferverträge zwischen importierenden Großhandelsgesellschaften sowie regionalen und lokalen Händlern und Lieferanten hat das Bundeskartellamt im Januar 2006 zunächst gegen die E.ON Ruhrgas AG als bedeutendstem deutschen Großhandelsunternehmen, das nach den Ermittlungen des Bundeskartellamts im Rahmen des Kartellverwaltungsverfahrens gegen die E.ON Ruhrgas AG wegen langfristiger Gaslieferverträge ca. 60 Prozent des gesamten deutschen Erdgases importiert, eine auf Art. 81, 82 EG und § 1 GWB gestützte und für sofort vollziehbar erklärte Untersagungsverfügung erlassen. In seiner Verfügung hat das Bundeskartellamt festgestellt, dass die in den entsprechenden Verträgen enthaltenen Vereinbarungen in ihrer Kombination von langfristiger Bezugsverpflichtung und Grad der tatsächlichen Vertriebsbedarfsdeckung gegen Art. 81, 82 EG und § 1 GWB verstoßen. E.ON Ruhrgas wurde des Weiteren aufgegeben, diesen Verstoß spätestens mit Ablauf des laufenden Gaswirtschaftsjahres zum 30.09.2006 abzustellen. Der Abschluss neuer Verträge mit regionalen und lokalen Händlern und Lieferanten, deren Laufzeit vier Jahre überschreitet und deren tatsächlicher Vertriebsbedarf über 50 bis 80 Prozent der Nachfrage dieser Unternehmen abdeckt, und Verträge, deren Laufzeit bei einer Bedarfsdeckung von über 80 Prozent über zwei Jahre hinausgehen, wurden untersagt. Aus Praktikabilitätsgründen wurden regionale und lokale Händler und Lieferanten ausgenommen, deren tatsächlicher Gesamtbedarf weniger als 200 GWh beträgt. Um das wirtschaftliche Risiko fair auf alle Großhändler zu verteilen, sieht die Untersagungsverfügung zudem vor, dass die Risikoabdeckung bei Bezugsschwankungen im Falle der Belieferung durch mehrere Großhändler mindestens der Höhe des Lieferanteils entsprechen muss. Um eine Umgehung dieser Grundsätze zu verhindern, sind mehrere Lieferverträge zwischen Lieferant und Kunde (sogenanntes Stapeln von Verträgen) als ein Vertrag anzusehen. Stillschweigende Verlängerungsklauseln sind verboten. Die Untersagungsverfügung des Bundeskartellamtes ist in zeitlicher Hinsicht bis zum Ende des Gaswirtschaftsjahrs 2009/2010, d.h. bis zum 30.09.2010, begrenzt.

Mit Beschluss vom 20.06.2006 hat das von der E.ON Ruhrgas AG angerufene OLG Düsseldorf im Verfahren des vorläufigen Rechtsschutzes den Sofortvollzug der Untersagungsverfügung bestätigt und in den Entscheidungsgründen ausgeführt, dass keine ernstlichen Zweifel an der Rechtmäßigkeit der Verfügung sowie an den sachlichen Voraussetzungen für die in der Verfügung gemachten Anordnungen bestehen²³.

²¹ Diese auf § 12 der Bundestarifordnung Elektrizität beruhende Tarifgenehmigung läuft mit Ablauf des 30.06.2007 aus, da die Vorschrift zum 01.07.2007 außer Kraft tritt, vgl. Art. 5 Abs. 3 des Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 07.07.2005, BGBl. I, S. 1970, 2018.

²² Vgl. Nationaler Berichtsbeitrag zum EU-Benchmarkbericht, Bericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen gem. § 63 Abs. 5 EnWG, Bonn, August 2006, S. 29 f.

²³ Vgl. Beschluss des OLG Düsseldorf vom 20.06.2006, Aktenzeichen: VI-2 Kart 1/06 (V).

Mit einer endgültigen Entscheidung über die Beschwerde der E.ON Ruhrgas AG gegen die Untersagungsverfügung ist im September 2007 zu rechnen.

Das Verfahren gegen die E.ON Ruhrgas AG hat Mustercharakter für die gesamte Gasbranche. Das Bundeskartellamt hat daher nach der Bestätigung des Sofortvollzugs der Untersagungsverfügung gegen die E.ON Ruhrgas AG die kartellrechtlichen Verfahren gegen die übrigen deutschen Großhandelsunternehmen mit dem Ziel fortgesetzt, die Grundzüge der Ruhrgas-Entscheidung auch diesen gegenüber umzusetzen. Im Berichtszeitraum haben sich in vier Fällen die Unternehmen verpflichtet, die Grundsätze der Ruhrgas-Entscheidung in ihrem Bereich zu übernehmen. Diese Verfahren wurden nach § 32b GWB abgeschlossen. Gegen weitere Großhandelsunternehmen laufen die Kartellverwaltungsverfahren noch.

Im Berichtszeitraum hat sich der Trend steigender Endkundenpreise teilweise fortgesetzt. Während die Preise vor allem im Gaswirtschaftsjahr 2005/2006 (01.10.2005 bis 30.09.2006) angestiegen sind, waren im laufenden Gaswirtschaftsjahr 2006/2007 eher Preissenkungen zu verzeichnen.

Im Gaswirtschaftsjahr 2005/2006 hat das Bundeskartellamt gegen sieben der insgesamt 29 in seinem Zuständigkeitsbereich befindlichen Gasversorgungsunternehmen kartellrechtliche Verfahren wegen des Verdachts des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung eingeleitet, nachdem diese Unternehmen die Preise seit Oktober 2005 zum Teil erheblich angehoben hatten. Das Bundeskartellamt hatte zuvor mit den Landeskartellbehörden bundesweit die Gaspreise von über 700 Gasversorgungsunternehmen erhoben und eine Gaspreisdatenbank erstellt, die allen Kartellbehörden zur Verfügung stand. Weitere 80 Verfahren haben die Landeskartellbehörden eingeleitet.

Die Verfahren des Bundeskartellamtes gegen die sieben Gasversorgungsunternehmen konnten im Februar 2006 eingestellt werden, nachdem die Unternehmen schriftlich zugesagt hatten, ab 01.04.2006 Wettbewerber in ihrem Netzgebiet im Rahmen einer Beistellungslösung zuzulassen. Diese Zwischenlösung sollte erste Kundenwechsel im Wege einer kaufmännischen Lösung ermöglichen, bevor mit der Durchsetzung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden auch eine physische Durchleitung möglich wird. Ein Großteil der von den Landeskartellbehörden eingeleiteten Verfahren konnte zwischenzeitlich eingestellt werden, nachdem die Unternehmen die Preiserhöhungen zurückgenommen bzw. abgesenkt oder sich verpflichtet hatten, alternative Tarife anzubieten oder die Märkte im Wege der Beistellungslösung für den Wettbewerb zu öffnen. Einige Unternehmen konnten auch den Missbrauchsverdacht ausräumen und zudem belegen, dass sie mit dem Ausmaß ihrer Erhöhungen bei den Abgabepreisen unterhalb des Preisanstiegs im Einkauf geblieben sind. In wenigen Fällen ist es zu förmlichen Verfügungen und zu Beschwerdeverfahren gekommen.

Im Gaswirtschaftsjahr 2006/2007 haben Bundeskartellamt und Landeskartellbehörden wegen des insgesamt hohen Gaspreisniveaus im Bereich der Haushaltskunden flächendeckend erneut bei den rund 700 deutschen Gasversorgungsunternehmen die Gaspreise und grundlegende strukturelle Rahmendaten für typische Verbrauchsfälle erhoben. Diese Erhebungen konnten als Grundlage für weitere kartellrechtliche Prüfungen herangezogen werden. Einzelne Landeskartellbehörden haben auf der Grundlage der Erhebungen Vorermittlungen eingeleitet. Teilweise wurden die Vorermittlungen nach Preissenkungen der Unternehmen eingestellt, teilweise war zum Zeitpunkt des Abschlusses dieses Berichtes noch nicht entschieden, ob förmliche Missbrauchsverfahren eingeleitet werden.

Die von den Kartellbehörden von Bund und Ländern erhobenen Preise wurden außerdem auf der Grundlage eines Beschlusses der Wirtschaftsministerkonferenz vom 07./08.06.2006 in einer Liste zusammengefasst und erstmals auf den Internetseiten des Bundeskartellamtes veröffentlicht. Die Veröffentlichung dieser Gaspreislisten diente dazu, erstmals einen bundesweiten Überblick über die Tarife für Haushaltskunden zu geben, um mehr Transparenz zu schaffen und den Wettbewerb zu fördern.

Im Berichtszeitraum hat das Bundeskartellamt im Haushaltskundenbereich außerdem die um sich greifende Praxis von Energieversorgungsunternehmen, Tarifikunden mit der Einstellung der Energieversorgung zu drohen, die unter Berufung auf § 315 BGB die Billigkeit zurückliegender tariflicher Preiserhöhungen für die Belieferung mit Erdgas (teilweise auch mit Strom) bestritten und daraufhin ihre Zahlungen zwar nicht ganz eingestellt, aber den vom jeweiligen Versorgungsunternehmen geforderten Rechnungsbetrag entsprechend ihrem Einwand gekürzt haben, unter dem Aspekt der kartellrechtlichen Missbrauchskontrolle aufgegriffen.

Ein Kundeneinwand nach § 315 BGB führt dazu, dass entsprechende Forderungen so lange nicht fällig werden, bis die Billigkeit der Preiserhöhung auf Antrag des Versorgungsunternehmens im Wege richterlicher Leistungsbestimmung durch Urteil bestätigt worden ist. Solange die Billigkeit einseitig festgelegter tariflicher Preiserhöhungen nicht nachgewiesen oder gerichtlich festgestellt worden ist, besteht kein rechtlich schutzwürdiges Interesse des Versorgungsunternehmens an der Androhung einer Versorgungssperre.

Das Bundeskartellamt hat vor diesem Hintergrund die in seinem Zuständigkeitsbereich liegenden 29 überregionalen Gasversorgungsunternehmen im September 2006 schriftlich darauf hingewiesen, dass sie in Fällen, in denen ein Tarifikunde infolge eines Preiswiderspruchs nach § 315 BGB seine Zahlungsverpflichtungen nicht willkürlich einstellt und den entsprechenden Teilbetrag einbehält, in der Androhung einer Versorgungssperre und erst recht in einer darauf folgenden Einstellung der Gas-/ Stromversorgung gegenüber einem Tarifikunden einen Verstoß gegen das Verbot des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung des jeweiligen Versorgungsunternehmens nach § 19 Abs. 1 GWB sieht. Das Bundeskartellamt hat im Berichtszeitraum in einem Fall gegen ein regionales Gasversorgungsunternehmen ein Missbrauchsverfahren mit einer förmlichen Abmahnung eingeleitet, das aber eingestellt werden konnte, nachdem das Unternehmen nachvollziehbar dargelegt hatte, welche organisatorischen Maßnahmen ergriffen worden waren, um vergleichbare Verstöße in Zukunft auszuschließen. In zahlreichen weiteren Fällen wurden Vorermittlungen aufgenommen, die ebenfalls eingestellt werden konnten, nachdem die Unternehmen das beanstandete Verhalten aufgegeben und organisatorische Maßnahmen getroffen hatten, um weitere unberechtigte Sperrandrohungen gegen Tarifikunden zu verhindern.

2 Entflechtung

Eine effektive Entflechtung zwischen Netz- und Wettbewerbsbereichen innerhalb eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens ist ein wesentliches Ziel des EnWG in Umsetzung der europäischen Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG. Die im EnWG vorgegebenen vier Entflechtungsmaßnahmen - rechtlich, operationell, informatorisch und buchhalterisch – sind eng miteinander verknüpft und müssen konsequent sowie umfassend umgesetzt werden, um das Vertrauen des Marktes in die Transparenz und Unabhängigkeit des Netzbetreibers zu gewährleisten. Im Folgenden werden die Entwicklungen im Entflechtungsprozess der Energieversorgungsunternehmen aufgezeigt und bewertet.

2.1 Entflechtungsprozess – Status quo

Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen müssen ihre Unternehmensstrukturen und ihre internen Abläufe an die Anforderungen der gesetzlichen Entflechtungsvorgaben anpassen. Die primären Informationsquellen der Regulierungsbehörden sind gesetzliche Berichtspflichten, Marktbefragungen, eigene Auskunftsverlangen sowie Beschwerden von Netznutzern. Für Netzkunden ist es allerdings mangels Einblick in die Unternehmen schwierig, eventuell diskriminierendes Verhalten direkt auf die fehlende Umsetzung der gesetzlichen Entflechtungsbestimmungen zurückzuführen. Dies kann ein Grund dafür sein, dass die Zahl der eingehenden Beschwerden bei den Regulierungsbehörden sehr gering ist. Durch die gesetzlichen Berichtspflichten kann die Regulierungsbehörde die Umsetzung der rechtlichen und buchhalterischen Entflechtung sowie die Einrichtung eines Gleichbehandlungsmanagement überprüfen. Ob die Vorgaben zur operationellen und informatorischen Entflechtung erfüllt werden, bleibt vielfach einer Prüfung und Klärung von Einzelfragen vorbehalten. Die Bundesnetzagentur stützt ihre Aussagen zum Entflechtungsprozess auf eigene Markterhebungen und die Auswertung der jährlichen Gleichbehandlungsberichte der vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen, welche der Bundesnetzagentur vorzulegen sind.

Ziel der Entflechtung ist die Sicherstellung eines eigenständigen und wirtschaftlich transparenten Netzbetriebs und damit einhergehend der diskriminierungsfreie Netzzugang für alle Netznutzer. Eine effektive Entflechtung, mit der Quersubventionierung aus dem Netz in die wettbewerblichen Bereiche verhindert und Diskriminierungsfreiheit sichergestellt wird, ist eine wesentliche Voraussetzung zur Entstehung von Wettbewerb in den Energieversorgungsnetzen. Die Entflechtung des Netzbetriebs muss die Diskriminierungsmöglichkeiten innerhalb der bestehenden vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen beim Netzzugang und bei der Netznutzung wirksam ausschließen können.

2.1.1 Rechtliche Entflechtung

Alle Übertragungsnetzbetreiber (Strom) und die fünf größten Fernleitungsnetzbetreiber (Gas) waren bereits im letzten Berichterstattungszeitraum rechtlich entflochten. Es gibt eine Anzahl von weiteren 17 Gasversorgungsnetzbetreibern, die bei entsprechender funktionsbezogener Betrachtung des Energieversorgungsnetzes als Betreiber eines Fernleitungsnetzes angesehen werden können.²⁴ Hierzu gehören auch Gesellschaften mit Bruchteilseigentum an einzelnen Transportleitungen. Von diesen Unternehmen haben noch nicht alle eine rechtlich eigenständige Transportnetzgesellschaft gegründet. Die Bundesnetzagentur hat bislang davon abgesehen, Verfahren wegen eines möglichen Verstoßes gegen die rechtlichen Entflechtungsbestimmungen einzuleiten, um die noch offenen Fragen zum Netzbegriff zu klären. Die Umsetzungsfrist für die rechtliche Entflechtung aller verpflichteten Verteilernetzbetreiber

²⁴ Im Rahmen der aktuellen Monitoringabfrage haben sich im Jahr 2007 insgesamt 22 Netzbetreiber selbst als Betreiber von Fernleitungsnetzen eingestuft. Insofern wird in diesem Bericht im Folgenden von 22 Fernleitungsnetzbetreibern gesprochen.

(> 100.000 angeschlossene Netzkunden) läuft am 01.07.2007 ab. Bis zum 30.04.2007 waren etwas mehr als die Hälfte der betroffenen Verteilernetzbetreiber ihrer Verpflichtung zur rechtlichen Entflechtung vor Ablauf der gesetzlichen Frist nachgekommen. Im Vorjahr konzentrierte sich der rechtliche Entflechtungsprozess überwiegend auf größere Verteilernetzbetreiber. Im Zuge des andauernden Ausgliederungsprozesses von Energieverteilernetzen hat sich der beobachtete Trend von Netzkooperationen und Netzübernahmen auch im Berichtszeitraum fortgesetzt. Insbesondere kleinere Energieversorgungsunternehmen schließen sich zusammen, um eine gemeinsame Netzgesellschaft zu gründen, an die sie ihre Verteilernetze dann verpachten. Durch die Verpachtung von Netzen an eine große regionale Netzgesellschaft kommt es zu einem Konzentrationsprozess in der Netzbetriebsführung.

Die bisherigen Beobachtungen und Berichte deuten auf eine weitestgehend fristgerechte Umsetzung der rechtlichen Entflechtung hin. Hinweise auf Umsetzungsverzögerungen liegen der Bundesnetzagentur derzeit nicht vor. In Einzelfällen, in denen Verteilernetzbetreiber sich über ein eigenes Verständnis des Kundenbegriffs als de-minimis Unternehmen nach § 7 EnWG verstehen, sind bereits Verfahren anhängig.

2.1.2 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, kann die effektive operationelle Entflechtung strukturell erst mit der Umsetzung der rechtlichen Entflechtung erreicht werden.

Eine belastbare erste Einschätzung über die erreichten Fortschritte bei der Implementierung der operationellen Entflechtung ist anhand der zu veröffentlichenden Gleichbehandlungsprogramme und der jährlich bei der Bundesnetzagentur einzureichenden Gleichbehandlungsberichte möglich. Im Laufe des Jahres 2006 haben die Regulierungsbehörden durch die Formulierung klarer Vorgaben zur Umsetzung der operationellen Entflechtung Standards für das Gleichbehandlungsmanagement gesetzt, an welchen die Unternehmen jetzt gemessen werden können. Die Anforderungen an eine umfassende operationelle Entflechtung sind deutlich und kontinuierlich über das Jahr 2006 an die Branche kommuniziert worden. Dabei wurden insbesondere die Anforderungen an das Gleichbehandlungsprogramm der Energieversorgungsunternehmen vorgegeben. Auf Grundlage dieser Vorgaben wurden die Gleichbehandlungsberichte für den Berichtszeitraum 2006 eingehend geprüft. Dabei wurden folgende Prüfungsschwerpunkte gesetzt:

- Vorliegen personeller Verflechtungen des Leitungspersonals des Netzbetreibers mit Unternehmen aus Wettbewerbsbereichen;
- Vorliegen des fachlichen Weisungsrechts des Netzbetreibers gegenüber Mitarbeitern, die mit Netzaktivitäten betraut sind, aber nicht dem Netzbetreiber angehören;
- Anzahl der Mitarbeiter, die dem Netzbetreiber angehören.

Angesichts der Umsetzungsfrist der rechtlichen Entflechtung für die Verteilernetzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden zum 01.07.2007 ist ein Gesamtüberblick über alle Unternehmen zum Redaktionsschluss noch nicht möglich gewesen. Es ist jedoch erkennbar, dass über 70 Prozent der Unternehmen angeben, sich der Mitarbeiter aus Shared-Service-Einheiten zu bedienen.

Bei mehr als zehn Prozent der Energieversorgungsunternehmen > 100.000 Kunden sind Fälle von personellen Verflechtungen des Führungspersonals der Netzgesellschaft und anderen Konzerngesellschaften mit Wettbewerbsaufgaben festzustellen. Eine repräsentative Marktuntersuchung bei rechtlich entflochtenen Unternehmen hat ergeben, dass auch nach der rechtlichen Ausgliederung aus dem Mutterkonzern ein eigenständiger Marktauftritt als unabhängige Netzgesellschaft, z.B. anhand der Merkmale

- räumliche Trennung von den wettbewerblichen Bereichen (getrenntes Gebäude),
- Entwicklung einer Marke,
- Firmenlogo und
- Internetadresse (-domain)

nicht verfolgt wird. Ausnahmen bilden hier vereinzelt Netzkooperationsgesellschaften. Für eine unabhängige Außendarstellung besteht keine rechtliche Verpflichtung, dennoch ist die Wirkung eines vom integrierten Energieversorgungsunternehmen unabhängig auftretenden Netzbetreibers für das Vertrauen im Markt und für das Selbstverständnis der Netzgesellschaft nicht zu unterschätzen. Die operationelle Unabhängigkeit des Netzbetreibers wird dann ernsthaft gefährdet, wenn ein Pachtmodell mit einer personell sehr kleinen Netzgesellschaft zusammentrifft, die alle operativen Tätigkeiten bei der Muttergesellschaft oder einer verbundenen Servicegesellschaft einkauft. Dies ist bei einer nennenswerten Anzahl von Netzbetreibern der Fall. Netzgesellschaften mit weniger als fünf bis zehn Vollzeitstellen und mehr als 100.000 Kunden, die im Übrigen Leistungen im integrierten Unternehmen einkaufen, geben Anlass zu Zweifeln, ob diese Gesellschaften dem gesetzlichen Leitbild einer tatsächlich unabhängigen Netzgesellschaft entsprechen können.

Systematische Beeinträchtigungen der Unabhängigkeit des Netzbetreibers hinsichtlich der Organisation, der Entscheidungsgewalt und der Ausübung des Netzgeschäftes können auch durch die strukturelle Einbindung der Netzgesellschaft und ihres Führungspersonals in die Konzernorganisation und Entscheidungsfindung herbeigeführt werden. Die Bundesnetzagentur erwartet, dass die nun entstandenen Netzgesellschaften in Regulierungsverfahren in der Lage sind, eigenständig aufzutreten und sich die Rolle des Regulierungsmanagements auf die Koordinierung der Netzgesellschaften im Unternehmen beschränkt.

2.1.3 Informatorische Entflechtung

Die informatorische Entflechtung umfasst den vertraulichen Umgang mit Netzkundeninformationen sowie die diskriminierungsfreie Weitergabe von netzbezogenen Informationen, die für Energielieferanten von wirtschaftlicher Bedeutung sein können.

Zwei Themen haben seit Inkrafttreten des EnWG die Umsetzung der informatorischen Entflechtung beherrscht. Erstens die Frage, ob zur Verarbeitung von Kundendaten des Netzbetriebs und anderer Unternehmensbereiche eigenständige Mandanten der eingesetzten IT-Systeme oder eine getrennte Systeminfrastruktur erforderlich sei. Zweitens die Frage, welche Anforderungen an die Analyse und die Dokumentation der Geschäftsprozesse des Netzbetriebs zu stellen sind.

Die erste Frage wurde dahingehend entschieden, dass durch die Anforderungen des § 9 EnWG, die alle Energieversorgungsunternehmen unabhängig von ihrer Kundenzahl betreffen, die bisherige Struktur der EDV-Systeme als integriertes System ohne getrennte Buchungskreise für Netz und Vertrieb nicht beibehalten werden kann. Die Auswertung der aktuellen Gleichbehandlungsberichte zeigt, dass weiterhin zwei Drittel der rechtlich entflochtenen und ein noch größerer Teil der de-minimis Unternehmen mit IT-Systemen arbeiten, in denen die Kundendaten der Netz- und Vertriebskunden in einer gemeinsamen Stammdatenbank abgelegt sind. Die Vertraulichkeit wird über die Vergabe von Zugriffsberechtigungen geregelt. Zur weiteren Konkretisierung der gesetzlichen Bestimmungen und behördlichen Anforderungen hat die Bundesnetzagentur unter Beteiligung der Landesregulierungsbehörden im Jahr 2006 unter Beteiligung der Verbände und Unternehmen eine gemeinsame Richtlinie zur Umsetzung der informatorischen Entflechtung erarbeitet. Diese hat insbesondere zum Ziel, Anforderungen an die Geschäftsprozesse in Bereichen der EVU mit Diskriminierungspotential zu definieren, um bestehende Unsicherheiten bei der konkreten Umsetzung der operationellen und informatorischen Entflechtung zu beheben. Die Richtlinie gibt das gemeinsame Verständnis der

Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zur Auslegung und Umsetzung der Bestimmungen zur informatorischen Entflechtung wieder. Die Richtlinie bietet eine Umsetzungshilfe für Energieversorgungsunternehmen und zeigt geeignete Mittel und Verfahren zur Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Netzbetriebes auf. Sie bietet die Grundlage, die rechtskonforme Umsetzung der informatorischen Entflechtung mittels eines internen oder externen Auditors zu überprüfen und ggf. zertifizieren zu lassen, indem sie

- Anforderungen an die Rollenzuweisung aller Mitarbeiter im integrierten Energieversorgungsunternehmen aufstellt und daraus ein IT-Berechtigungskonzept ableitbar macht,
- ein Geschäftsprozessmodell mit klaren Dokumentationspflichten beschreibt,
- Verantwortlichkeiten zuordnet,
- Wirtschaftlich sensible Informationen des Netzbetriebs auflistet.

Verschiedene Unternehmen haben sich zur Präsentation diesbezüglicher Dienstleistungen an die Bundesnetzagentur gewandt und werden dem Markt entsprechende Dienste anbieten.

Die Prüfung der Gleichbehandlungsberichte 2007 und der Informationsaustausch mit Energieversorgungsunternehmen und Verbänden im Laufe des Jahres 2006 haben gezeigt, dass eine Geschäftsprozessanalyse - als Grundstein der informatorischen Entflechtung - zunehmend von Energieversorgungsunternehmen als Umsetzungsschritt zur informatorischen Entflechtung durchgeführt wurde. Im Zusammenhang mit der informatorischen Entflechtung wurden gegen einzelne Unternehmen, bei denen sich der Verdacht eines diskriminierenden Verhaltens ergab, Vorermittlungen eingeleitet. Von Einleitungen förmlicher Verfahren wurde angesichts sich derzeit grundlegend ändernder Unternehmens- und Systemstrukturen bislang abgesehen.

2.1.4 Buchhalterische Entflechtung

Anfang 2006 hatte eine flächendeckende Markterhebung bereits ergeben, dass ca. 97 Prozent der Energieversorgungsunternehmen die gesetzlichen Vorgaben zur buchhalterischen Entflechtung für das Geschäftsjahr 2006 umgesetzt hatten. Neben der Pflicht zur getrennten internen Buchführung müssen die betroffenen Unternehmen ihren Jahresabschluss einschließlich der Pflichten zur internen Rechnungslegung prüfen lassen. Eine Ausfertigung des geprüften Jahresabschlusses einschließlich des Bestätigungsvermerks oder des Vermerks über seine Versagung ist der Regulierungsbehörde zu übersenden. Die Übersendung ist erstmals nach Abschluss des ersten vollständigen Geschäftsjahres nach Inkrafttreten des EnWG vorgeschrieben, d.h. in den meisten Fällen in der ersten Jahreshälfte 2007. Erst ab Juli 2007 kann in Zusammenarbeit mit den Landesregulierungsbehörden eine vollständige Auswertung der eingegangenen Jahresabschlüsse vorgenommen werden. Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur ist die Umsetzung der buchhalterischen Entflechtung in vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen, die in ihrem Zuständigkeitsbereich liegen, weitgehend erfolgt. Ob im Rahmen der getrennten internen Rechnungslegung auch eine angemessene Kostenschlüsselung gewährleistet wurde, bleibt einer Prüfung im Einzelfall vorbehalten.

2.2 Ausgewählte Entwicklungen auf dem Elektrizitätsmarkt

2.2.1 Übertragungsnetzbetreiber

Wie im Vorjahresbericht bereits dargestellt, sind die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber strukturell von ihrem vertikal integrierten Mutterkonzern entflochten.

2.2.1.1 Eigentums- und Beschäftigungsverhältnisse

Bei der Betrachtung der Eigentums- und Beschäftigungsverhältnisse der Übertragungsnetzbetreiber sind keine wesentlichen Veränderungen zum Vorjahr festzustellen. Alle Übertragungsnetzbetreiber waren bereits vor oder kurz nach Inkrafttreten des EnWG als rechtlich selbständige Netzgesellschaften am Markt aktiv. Im Rahmen des rechtlichen Entflechtungsprozesses verblieb das Eigentum an den Energieanlagen zwar im vertikal integrierten Konzern (keine eigentumsrechtliche Entflechtung), jedoch wurde es auf die Netzgesellschaften übertragen. Neben der Übertragung des Netzeigentums ist auch ein Teil der mit Netzaktivitäten befassten Mitarbeiter aus dem Konzern durch die Netzgesellschaften übernommen worden. Allerdings ist die Personalausstattung bei den einzelnen Übertragungsnetzesellschaften sehr unterschiedlich und variiert zwischen weniger als hundert und mehr als tausend Beschäftigten. Im Vergleich zum Vorjahr sind die Beschäftigtenzahlen in drei Übertragungsnetzesellschaften leicht gestiegen. Lediglich eine Übertragungsnetzesellschaft hat ihren Personalbestand um ca. 20 Prozent reduziert. Die durchschnittliche Beschäftigtenzahl lag Anfang 2006 zwischen 600 und 700 sowie Anfang 2007 zwischen 500 und 600 Mitarbeitern.

2.2.1.2 Außendarstellung von Netzgesellschaften als rechtlich selbständige Unternehmen

Die Selbständigkeit einer Netzgesellschaft wird in der Wahrnehmung der eigenen Mitarbeiter und der Kunden maßgeblich durch ein eigenes Geschäftsgebäude und einen selbständigen Marktauftritt (z.B. Internetauftritt, Firmenlogo und Marke) geprägt. Die Außendarstellung der Übertragungsnetzesellschaften hat sich im Vergleich zum Vorjahr nicht verändert. Eine bewusste Vermarktungsstrategie als unabhängige Übertragungsnetzesellschaft ist anhand der oben genannten Kriterien weiterhin nicht bei allen ÜNB zu erkennen. Nur zwei ÜNB arbeiten in vollständig getrennten Geschäftsgebäuden. Weiterhin sind insgesamt nur zwei ÜNB mit einer eigenen Internetadresse online vertreten. Eine vom Mutterkonzern losgelöste Marke ist bei keinem der ÜNB vorhanden.

2.2.2 Verteilernetzbetreiber

Die folgenden Angaben basieren auf den Ergebnissen einer repräsentativen Erhebung unter den zum Erhebungszeitraum April 2007 rechtlich selbständigen Verteilernetzgesellschaften. Befragt wurden 35 Verteilernetzbetreiber. Ein Großteil (24) der ausgewählten Netzgesellschaften betreibt sowohl ein Elektrizitäts- als auch ein Gasversorgungsnetz. Die Stichprobe deckt in etwa die Hälfte aller derzeit rechtlich entflochtenen Netzgesellschaften im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur ab. Bei der Auswahl wurden neben der mengenmäßigen Repräsentativität auch strukturelle Merkmale berücksichtigt. Dadurch sind in der Auswahl sowohl regionale Netzgesellschaften vertreten als auch örtlich geprägte Netzbetreiber. Die nachfolgende Auswertung gibt ein repräsentatives Bild über die Entwicklung ausgewählter Entflechtungsaspekte auf der Verteilernetzebene wieder. Da keine nennenswerten Unterschiede

bei der Entflechtung von Gas- bzw. Elektrizitätsverteilernetzen festgestellt werden konnten, folgt eine gemeinsame Darstellung der Ergebnisse.

2.2.2.1 Eigentums- und Beschäftigungsverhältnisse

Anfang 2006 waren 81 Prozent der befragten Verteilernetzbetreiber Pächter und nicht Eigentümer der von ihnen betriebenen Verteilernetze. Der Trend in Richtung Pachtmodell als eine Form der Umsetzung der rechtlichen Entflechtung setzt sich für 2007 fort. Ende April 2007 gaben 86 Prozent der befragten Verteilernetzbetreiber an, ihre Verteilernetze über Pachtverträge zu pachten. Dabei weisen viele Pachtverträge (ca. 40 Prozent) Laufzeiten von weniger als drei Jahren auf, was die Unabhängigkeit der Netzgesellschaft massiv in Frage stellt.

Die Beschäftigtenzahlen der Verteilernetzgesellschaften variieren sehr stark. Die Bandbreite bei den befragten Netzgesellschaften lag zwischen zwei und über 3.000 Mitarbeitern. Ein Großteil (46 Prozent) hat weniger als 25 Mitarbeiter, was mit den Ergebnissen des Vorjahres (41 Prozent) nahezu übereinstimmt. Die Beschäftigtenzahlen sind zwischen den Netzgesellschaften nur bedingt vergleichbar, da die betriebenen Energienetze in Anzahl und Größe sehr stark variieren. Teilweise werden neben Strom- und Gasversorgungsnetzen noch Wasser- und Fernwärmenetze betrieben.

Es ist festzustellen, dass auf der Verteilernetzebene, soweit die Gründung einer eigenen Netzgesellschaft und nicht die Verpachtung an ein größeres, unternehmensfremdes Energieversorgungsunternehmen gewählt wird, überwiegend sehr schlanke Netzgesellschaften aufgestellt werden. Somit sind die Netzgesellschaften nur mit einem Minimum an Beschäftigten ausgestattet. Ein Großteil der Beschäftigten mit Netzaktivitäten wird auch nach der rechtlichen Ausgliederung des Netzbereiches im Mutterkonzern beschäftigt bleiben und Aufträge für die Netzgesellschaft wahrnehmen. Über Dienstleistungsverträge werden z.B. auch Abrechnungs- und Personaldienstleistungen an eine Shared-Service-Einheit im vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen ausgelagert. Solche Netzgesellschaften werden den formalen Charakter eines rechtlich selbständigen Unternehmens erfüllen, aber eine operative Unabhängigkeit vom Netzeigentümer nicht umfassend verwirklichen können. Diese Entwicklung ist aus Regulierungssicht kritisch zu beurteilen.

2.2.2.2 Außendarstellung von Netzgesellschaften als rechtlich selbständige Unternehmen

Bei der Außendarstellung verhalten sich die rechtlich selbständigen Verteilernetzbetreiber nicht anders als die Übertragungsnetzgesellschaften. Eine bewusste Außendarstellung als selbständiges Unternehmen wird durch weniger als die Hälfte der befragten Verteilernetzbetreiber angestrebt. Nur 43 Prozent sind in einem vom Mutterkonzern separaten Geschäftsgebäude untergebracht, 49 Prozent haben ein eigenes Firmenlogo, das die Netzaktivität widerspiegelt und 57 Prozent haben einen selbständigen Internetauftritt eingerichtet. Eine eigene Marke, die keine Zugehörigkeit zu einem Konzern erkennen lässt, wurde nur in Fällen von Netzkooperationen entwickelt, bei denen mehrere Energieversorgungsunternehmen ihre Verteilernetze an eine neu gegründete Netzgesellschaft verpachtet haben. Die neue Netzgesellschaft tritt nach Gründung mit einer selbständigen Marke bzw. Corporate Identity nach außen auf. Ein Rückschluss auf die Netzeigentümer ist im Namen des Unternehmens nicht möglich.

2.3 Ausgewählte Entwicklungen auf dem Gasmarkt

Die folgende Untersuchung konzentriert sich auf die fünf größten Fernleitungsnetzbetreiber, die auch von der Bundesnetzagentur als solche eingestuft werden.

2.3.1 Fernleitungsnetzbetreiber

Gegenüber dem letzten Berichtszeitraum sind keine wesentlichen Änderungen auf der Ebene der fünf größten Gasfernleitungsnetzbetreiber festzustellen, da die strukturelle Umsetzung der Entflechtungsvorgaben zu diesem Zeitpunkt bereits erfolgt war.

2.3.1.1 Eigentums- und Beschäftigungsverhältnisse

Im Gegensatz zu den ÜNB verfügen die fünf befragten FNB weder über das vollständige Eigentum an ihren Netzen noch über eine große Anzahl an Beschäftigten. Allerdings verfügt eine Fernleitungsnetzgesellschaft über einen Anteil am Netzeigentum. Alle fünf FNB betreiben ihre Fernleitungsnetze im Rahmen von Pachtverträgen. Die Beschäftigtenzahl liegt bei allen FNB unter 100 Mitarbeitern.

2.3.1.2 Außendarstellung von Netzgesellschaften als rechtlich selbständige Unternehmen

Die FNB haben sich in ihrer Außendarstellung etwas stärker als die ÜNB von ihren Mutterkonzernen gelöst. Alle weisen eine eigene Internetadresse auf, vier haben ein eigenes Firmenlogo und drei sind in einem getrennten Geschäftsgebäude tätig. Eigenständige Marktauftritte werden von zwei der fünf FNB betrieben.

2.3.2 Verteilernetzbetreiber

Siehe Auswertungen unter Kapitel 2.2.2.

3 Regulierung und Entwicklung auf dem Elektrizitätsmarkt

3.1 Regulierungsbezogene Fragen

3.1.1 Allgemeines

Seit Inkrafttreten des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BGBl. Teil I Nr. 24 vom 28.04.1998) am 29.04.1998 ist der Elektrizitätsmarkt in Deutschland zu 100 Prozent liberalisiert.

3.1.2 Management und Zuweisung von Verbindungskapazitäten und Mechanismen zur Behebung von Kapazitätsengpässen

3.1.2.1 Übertragungsnetze

Engpassmanagement innerhalb Deutschlands

Entsprechend den Vorgaben des § 15 StromNZV verhindern die deutschen ÜNB derzeit das Entstehen von Engpässen in ihren Netzen mit Hilfe von netz- und marktbezogenen Maßnahmen (sog. Topologiemassnahmen und Redispatching). Beispielsweise werden durch Redispatch-Massnahmen, also der gezielten Steuerung von Kraftwerken durch die ÜNB, im Einzelfall notwendige Entlastungen des Netzes erreicht. Aufgrund des derzeit noch geringen Umfangs der zu ergreifenden Massnahmen besteht gegenwärtig kein Bedarf an einer Ausweisung von Engpässen an innerdeutschen Leitungen.

Aufgrund der für den deutschen Markt absehbaren Entwicklung des Erzeugungsmarktes in den kommenden Jahren, der sowohl den Zubau neuer konventioneller Kraftwerke als auch die Errichtung von Onshore- und Offshore-Windparks erwarten lässt, ergeben sich jedoch an den Ausbau des Übertragungsnetzes und dessen Planung neue Anforderungen (vgl. hierzu auch Kapitel 5.1.4). Die Bundesnetzagentur hat daher am 18.10.2006 ein Festlegungsverfahren zur Klärung von Grundsatzfragen bei der Bewirtschaftung eventueller künftiger Netzengpässe eingeleitet, wobei es insbesondere um das Verhältnis von Neuanlagen zu sog. Bestandskraftwerken und um die grundsätzliche Wahl eines geeigneten Bewirtschaftungsverfahrens ging. Von der Möglichkeit, hierzu bis zum 06.12.2006 Stellung zu nehmen, haben 20 Interessenten Gebrauch gemacht. Im Rahmen dieses Themenkomplexes hat die Bundesnetzagentur am 27.04.2007 einen Gutachtenauftrag vergeben. Ziel ist die Klärung einzelner Fragen zu einer Einführung eines innerdeutschen Engpassmanagementverfahrens. Insofern stehen zum Beispiel die Abgrenzung vorübergehender und struktureller Engpässe sowie Kriterien für die mögliche Einrichtung von Preiszonen und deren praktische Umsetzung zur Untersuchung an.

Engpassmanagement an den Grenzkuppelstellen

Die Aufgaben der Bundesnetzagentur im grenzüberschreitenden Stromhandel ergeben sich aus der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (EG-Verordnung 1228/2003). Am 01.12.2006 sind nach Abschluss des sog. Komitologieverfahrens außerdem als Annex zu dieser Verordnung Leitlinien für das Management und die Vergabe verfügbarer Übertragungskapazitäten auf Verbindungsleitungen zwischen nationalen Netzen nach Art. 8 der EG-Verordnung 1228/2003 (Engpassmanagement-Leitlinien) durch Beschluss der EU-Kommission 2006/770/EG vom

09.11.2006 in Kraft getreten. Diese unmittelbar geltenden Leitlinien enthalten Vorgaben für die Berechnung und Vergabe von grenzüberschreitenden Kapazitäten sowie weit reichende Transparenzvorschriften. Die Umsetzung dieser Leitlinien wird von der Bundesnetzagentur überwacht, sie ist über § 56 EnWG mit der Wahrnehmung der sich hieraus ergebenden Regulierungsaufgaben betraut.

Mit Ausnahme der österreichischen Grenze existieren Engpässe an allen deutschen Grenzen. Mit Beginn des Jahres 2006 wurde an allen deutschen Grenzen, an denen Engpässe deklariert wurden, ein den Vorgaben der EG-Verordnung 1228/2003 entsprechendes Verfahren zum Engpassmanagement angewendet. Auf dem deutsch-dänischen Kontek-Kabel wurden im Jahr 2006 implizite Auktionen eingeführt. An den übrigen Grenzkuppelstellen erfolgt die Kapazitätsvergabe mittels expliziter Auktionen, wobei die Zuschlagserteilung für die Marktteilnehmer von der Höhe des für die Kapazität gebotenen Preises abhängt. Die Auktionen umfassen in der Regel Jahres-, Monats- und Tagesauktionen. Schwerpunkt im Bereich Engpassmanagement im Jahr 2006 war die Weiterentwicklung des Engpassmanagements mit dem Ziel der Einführung koordinierter, impliziter Auktionen an den deutschen Außengrenzen. Dies erfolgte im Rahmen der von ERGEG im Februar 2006 begründeten Electricity Regional Initiative (ERI).

Das Konzept der Regionalen Initiativen im Strom- und Gasbereich wurde durch die Einsetzung der ERI im Februar 2006 offiziell umgesetzt. Für den Strombereich wurden sieben Regionen etabliert, die mit Inkrafttreten der Leitlinien zum Engpassmanagement am 01.12.2006 (Beschluss der EU-Kommission 2006/770/EG vom 09.11.2006 über Leitlinien für das Management und die Vergabe verfügbarer Übertragungskapazitäten auf Verbindungsleitungen zwischen nationalen Netzen nach Art. 8 der EG-Verordnung 1228/2003) auch förmlich eingeführt wurden.

Ziel dieser Initiativen ist es, die regionale Marktintegration als wichtigen Zwischenschritt auf dem Weg zum europäischen Strom-Binnenmarkt voranzutreiben. Dabei liegt derzeit der Schwerpunkt auf der Verbesserung der Engpassmanagementverfahren an den Grenzkuppelstellen sowie den Transparenzbedingungen.

Je Region werden sog. Regional Coordination Committees etabliert, die aus den Regulierern der Region bestehen. Dort erfolgen die Identifizierung der regionsspezifischen Probleme, die Erstellung von Zeitplänen, die Entscheidungsfindung sowie die regelmäßige Berichterstattung an die EU-Kommission und das Florenz-Forum.

Für Deutschland sind vier der sieben Regionen relevant: Zentralwesteuropa (Beneluxstaaten, Deutschland, Frankreich), Zentralosteuropa (Deutschland, Polen, Tschechien, Slowakei, Ungarn, Österreich, Slowenien), Nordeuropa (Dänemark, Norwegen, Schweden, Finnland, Deutschland, Polen) und Zentralsüdeuropa (Italien, Frankreich, Schweiz, Deutschland, Österreich, Slowenien, Griechenland).

Region Zentralwesteuropa²⁵

In der Region Zentralwesteuropa führt die belgische Regulierungsbehörde CREG den Vorsitz. Hier haben die Regulierungsbehörden gemeinsam einen Action Plan entwickelt, der am 12.02.2007 veröffentlicht wurde und wesentliche Punkte zur Verbesserung der Engpassmanagementmethoden in der Region für die nächsten zwei Jahre beinhaltet. Dieser Action Plan ist die regionale Weiterentwicklung der zwischen der niederländischen, belgischen und französischen Regulierungsbehörde vereinbarten trilateralen Roadmap sowie der zwischen der deutschen und französischen Regulierungsbehörde vereinbarten Roadmap aus dem Jahr 2005. Letztere haben die deutschen und französischen Übertragungsnetzbetreiber im Laufe des Jahres 2006 in allen Punkten erfüllt. Die französische und deutsche Regulierungsbehörde haben

²⁵ weitere Informationen zur Region Zentralwesteuropa siehe http://www.ergreg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_RI/ERI/Central-West.

gemeinsam für die an ihrer Grenze eingeführten Auktionen einen „Jahresbericht“ veröffentlicht²⁶, der unter Auswertung der von den Übertragungsnetzbetreibern übermittelten Auktionsdaten unter anderem die mit der Einführung der Auktionen verbundenen Auswirkungen und weitere Verbesserungsmöglichkeiten aufzeigt.

Vor dem Hintergrund des Inkrafttretens der Engpassmanagementleitlinien nach der EG-Verordnung 1228/2003 ergeben sich weitere Vorgaben für das Engpassmanagement, u.a. zur Vergabe und Berechnung der Übertragungskapazität. Im Einklang mit diesen Bestimmungen soll ein lastflussbasiertes Market Coupling²⁷ für die Region eingeführt werden, das eine effizientere Vergabe der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten für den Zeitraum day-ahead ermöglicht. Dazu fand am 01.02.2007 ein Workshop der Bundesnetzagentur statt, der die Vorstellung verschiedener Konzepte hierzu zum Gegenstand hatte und den Rahmen für eine regionale Diskussion zwischen allen relevanten Marktteilnehmern, wie den Börsen, Übertragungsnetzbetreibern, Interessenvertretungen sowie EU-Kommission, Ministerien und Regulierungsbehörden bot.

Weitere Punkte in dem Action Plan sind die Harmonisierung der in der Region bestehenden Auktionsregeln für die Monats- und Jahresauktion, die Einführung eines grenzüberschreitenden Intraday-Handels und Regelenergiemarktes, die Etablierung eines interregional abgestimmten Modells zur Berechnung der Übertragungskapazität, die Untersuchung eines Anreizmechanismus zur Maximierung der zur Verfügung gestellten Übertragungskapazität, die Erstellung eines Investitionsplans für die Region, die Verbesserung der Transparenz sowie die Etablierung eines Marktmonitorings durch die Regulierungsbehörden bezogen auf die Grenzkuppelstellen.

Auch im Rahmen des sog. Pentalateralen Energieforums werden unter anderem die Themen des lastflussbasierten Market Couplings sowie die koordinierte Berechnung der Übertragungskapazität behandelt. Dabei handelt es sich um eine Initiative der für die Energiepolitik zuständigen Minister der Länder Frankreich, Belgien, Luxemburg, Niederlande und Deutschland. Im Rahmen dieses Forums werden unter unmittelbarer Beteiligung der jeweiligen Regierungen, Regulierungsbehörden, der ÜNB, inzwischen auch der Marktteilnehmer sowie der Strombörsen der Region wesentliche Elemente des Strommarktes zwischen den Ländern stärker harmonisiert. Für die Bereiche der Kapazitätsermittlung und -allokation im grenzüberschreitenden Stromhandel und Versorgungssicherheit haben die beteiligten Parteien Anfang Juni 2007 ein Memorandum of Understanding unterzeichnet, in dem man sich auf konkrete Vorgaben zur Weiterentwicklung bereits begonnener Projekte einigte. In einer weiteren Arbeitsgruppe werden der Abbau rechtlicher Hemmnisse für eine engere Zusammenarbeit sowie neue Leitungsprojekte diskutiert.

Region Zentralosteuropa²⁸

In dieser Region hat die österreichische Regulierungsbehörde E-Control den Vorsitz. Im Rahmen der ersten Treffen der Regulierungsbehörden wurden für diese Region die folgenden Schwerpunkte identifiziert: Engpassmanagement, Transparenz, Notwendigkeit weiterer Kompetenzen der Regulierungsbehörden, Markteintrittsbarrieren sowie Fragen der Marktgestaltung. Da die Themen Engpassmanagement und Transparenz für die kurz- und mittelfristige Weiterentwicklung des Stromhandels in dieser Region für wesentlich erachtet wurden, ist

²⁶ Der Jahresbericht ist auf der Homepage der Bundesnetzagentur abrufbar:
http://www.bundesnetzagentur.de/enid/1e0fa1ec15616c71561aaafba88b5045,0/Sonderthemen/Kapazitaetsauktion_Grenzkuppelstellen_3nu.html.

²⁷ 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. Für die Monats- und Jahresauktionen sollen die bisher angewandten expliziten Auktionen beibehalten werden. Diese werden derzeit an allen deutschen Grenzkuppelstellen (mit Ausnahme des Kontek-Kabels auf dem bereits implizite Auktionen durchgeführt werden) angewandt.

²⁸ weitere Informationen zur Region Zentralosteuropa siehe
http://www.ergreg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_RI/ERI/Central-East.

mit der Regionalen Initiative eine sog. Implementation Group Congestion Management sowie eine Implementation Group Transparency eingeführt worden.

In der Implementation Group Congestion Management arbeiten die Übertragungsnetzbetreiber intensiv an der Einführung einer lastflussbasierten Kapazitätsvergabe, die unter Berücksichtigung der Stromflüsse in der Region eine effizientere Vergabe der Kapazitäten ermöglichen soll. Nachdem in der Region im Jahr 2005 bereits die erste koordinierte explizite Auktion für die polnische, tschechische und deutsche Grenze zur Regelzone Vattenfall Europe Transmission GmbH etabliert wurde, konnte im Jahr 2006 die Einbeziehung der Grenzkuppelstellen von E.ON Netz GmbH sowie des slowakischen Netzbetreibers SĚPS erreicht werden. Eine weitere Verbesserung der existierenden Systeme soll durch ein lastflussbasiertes Vergabeverfahren erreicht werden, bei dem zum einen eine Ausrichtung der vergebenen Kapazität an den tatsächlichen Lastflüssen und zum anderen die Beteiligung aller Länder aus der Region ermöglicht wird. Um eine im Jahr 2006 bereits diskutierte, dann jedoch nicht umgesetzte Beteiligung der ungarischen und österreichischen Grenzen im Rahmen der gemeinsamen Kapazitätsvergabe zu erreichen, planen die Übertragungsnetzbetreiber die Gründung eines gemeinsamen Auktionsbüros, das die Vergabe der Kapazitäten in der gesamten Region zentral vornimmt. Die Einführung dieser zentralisierten Vergabe ist für 2008 vorgesehen.

In der Implementation Group Transparency wurde festgestellt, dass die bisherige Umsetzung der Transparenzvorgaben der verbindlichen Engpassmanagementleitlinien sowie der freiwilligen „ERGEG Guidelines of Good Practice on Information Management and Transparency in Electricity Markets“ in der Region uneinheitlich erfolgt ist. Dementsprechend wurde vereinbart, dass auf Basis des von der Bundesnetzagentur für die Region Nordeuropa erstellten Transparenzberichtes auch in dieser Region eine harmonisierte Umsetzung erfolgen soll. Dabei soll der Bericht die Abstimmung einheitlicher Definitionen der zu veröffentlichenden Daten sowie einen Umsetzungsrahmen bieten.

Region Nordeuropa²⁹

Den Vorsitz in dieser Region hat die dänische Regulierungsbehörde DERA. In einem ersten Treffen der Regulierungsbehörden Ende April 2006 wurden die Prioritäten der Region und die organisatorische Struktur der Regionalen Initiative diskutiert und festgelegt. Als kurz- und mittelfristige Schwerpunkte wurden die Weiterentwicklung des Engpassmanagements auf den Interkonnektoren zwischen Skandinavien und dem Kontinent sowie die Verbesserung der Transparenz in der Region identifiziert. Diese Themen werden in drei Implementation Groups – zwei zur Thematisierung von Fragen des Engpassmanagements und eine weitere zu Fragen der Transparenz – bearbeitet, deren Vorsitz unterschiedliche Regulierungsbehörden der Region innehaben. Langfristig stehen außerdem die Themen Investitionen in neue Verbindungsleitungen, die Schaffung gemeinsamer Märkte für untertäglichen Handel sowie Regelenergie und Integration einer zunehmenden Einspeisung aus Windenergieanlagen auf der Agenda.

Eine Implementation Group³⁰ befasst sich mit der Weiterentwicklung des Engpassmanagements auf den Verbindungsleitungen zwischen Deutschland und Dänemark. Die Übertragungsnetzbetreiber Energinet.dk, E.ON Netz, Vattenfall Europe Transmission sowie die Börsen Nord Pool Spot und EEX hatten ein Memorandum of Understanding (MoU) für die Einführung des Market Coupling an der Grenze Deutschland/Dänemark unterzeichnet. Die Umsetzung des Projektes wird durch die Implementation Group begleitet. Die Parteien des MoU haben sich inzwischen über organisatorische und inhaltliche Fragen zum Ablauf weitestgehend einigen können, insbesondere wurde die Gründung eines Auktionsbüros in Hamburg vereinbart. Die Einführung des Market Coupling war für das 4. Quartal 2007 vorgesehen, jedoch ist bereits absehbar, dass die Umsetzung erst 2008 realisiert werden kann.³¹

²⁹ weitere Informationen zur Region Nordeuropa siehe

http://www.ergreg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_RI/ERI/Northern.

³⁰ „Optimizing the use of interconnectors – KONTEK and Germany-DK West“.

³¹ Nach Redaktionsschluss eingefügt.

Die zweite Implementation Group³² zum Thema Engpassmanagement befasst sich mit der Optimierung des Engpassmanagements auf Baltic Cable und SwePol Link, zweier Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen, zwischen Schweden und Deutschland bzw. Schweden und Polen, die derzeit im Wesentlichen von den Kabeleigentümern genutzt werden. Die Implementation Group wird durch die Schwedische Regulierungsbehörde EMI geleitet. Derzeit wird ein Statusbericht über die derzeitige Nutzung der Kabel erstellt. Im Anschluss daran sollen die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Engpassmanagementmethoden auf den Verbindungsleitungen dargestellt werden. Im Rahmen der Implementation Group wird auch über die Einbeziehung des Baltic Cables in das Market Coupling nachgedacht.

Die Bundesnetzagentur hat in dieser Region den Vorsitz der Implementation Group³³ zum Thema Transparenz. Der Schwerpunkt dieser Arbeitsgruppe liegt auf der Erstellung eines Transparenzberichtes. Ziel dieses Berichtes ist eine harmonisierte Umsetzung der Transparenzvorschriften der „Leitlinien für das Management und die Vergabe verfügbarer Übertragungskapazitäten auf Verbindungsleitungen zwischen nationalen Netzen nach Art. 8 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003“, die am 01.12.2006 durch Beschluss der EU-Kommission 2006/770/EG vom 09.11.2006 in Kraft getreten sind. Basis für die Erstellung des Berichtes waren die von der European Regulators' Group for Electricity and Gas (EREG) im August 2006 verabschiedeten unverbindlichen „Guidelines of Good Practice on Information Management and Transparency“. Der Bericht und ein Zeitplan für die Umsetzung der darin enthaltenen Transparenzanforderungen werden derzeit in der Implementation Group diskutiert. Erste Verbesserungen der Transparenz werden für Anfang 2008 erwartet.

Da es das Ziel ist, dass zukünftig nicht nur in der Region, sondern möglichst in ganz Europa dieselben Informationen zu harmonisierten Zeitpunkten veröffentlicht werden, wird der Bericht auch in den Regionen Zentralwesteuropa und Zentralosteuropa als Grundlage für eine Vereinheitlichung der Definitionen und der Transparenzpraxis in diesen Regionen verwendet werden.

Region Zentralsüdeuropa³⁴

Den Vorsitz in dieser Region hat die italienische Regulierungsbehörde Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG). In einem ersten Treffen der Regulierungsbehörden Anfang April 2006 wurden die Prioritäten der Region und die organisatorische Struktur der Regionalen Initiative diskutiert und festgelegt. Als wesentlicher Arbeitsschwerpunkt wurden die Weiterentwicklung und die Harmonisierung des Engpassmanagements in der Region identifiziert. Weitere Schwerpunkte sind die Schaffung gemeinsamer Märkte für untertäglichen Handel sowie Regelenergie, Investitionen in neue Verbindungsleitungen, Transparenz und die Harmonisierung der Betriebs- und Sicherheitsstandards.

Die Implementation Group hat sich in 2006 vorrangig mit der Weiterentwicklung des Engpassmanagements beschäftigt. Ergebnis dieser Arbeit ist, dass an den Grenzen Italiens zu Frankreich, Österreich, Slowenien, Schweiz und Griechenland bilateral koordinierte explizite Auktionen für die Jahres-, Monats- und Tagesauktionen eingeführt wurden. Schwerpunkt der weiteren Arbeit wird die regionale Koordinierung des Engpassmanagements in der Region sein.

Deutschland ist mit dieser Region über die Schweiz verbunden. An der Grenze Deutschland – Schweiz wurde neben den bereits zum Januar 2006 eingeführten Monats- und Tagesauktionen erstmals Ende 2006 eine Jahresauktion für 2007 durchgeführt.

Regionale Indikatoren

Wie bereits im vergangenen Jahr wurden die Nationalen Regulierungsbehörden aufgefordert, jeweils Daten zur Ermittlung der wesentlichen Marktentwicklungen bereitzustellen. Dabei handelte es sich in diesem Jahr ausschließlich um die durchschnittlichen Spotmarktpreise Baseload Day Ahead in 2006. Im Auftrag der CEER wurden vom österreichischen Regulierer

³² "Optimizing the use of interconnectors - SwePol and Baltic Cable".

³³ "Transparency for market participants in the electricity whole sale market".

³⁴ weitere Informationen zur Region Zentralsüdeuropa siehe

http://www.ereg.org/portal/page/portal/EREG_HOME/EREG_RI/ERI/Central-South.

(E-Control) die Korrelationen dieser Preise ermittelt und das Ergebnis den Regulierungsbehörden zur Verfügung gestellt. Eine Übersicht der Korrelationswerte von den für Deutschland relevanten Regionen - Zentralwesteuropa, Zentralosteuropa, Nordeuropa und Zentralsüdeuropa - ist in Tabelle 1 dargestellt.

	AUT	CZE	DNK	FIN	FRA	GER	ITA	NL	NOR	POL	SWE
AUT	1	0,68	0,52	0,21	0,91	0,87	0,74	0,83	0,07	0,35	0,15
CZE	0,68	1	0,4	0,23	0,57	0,6	0,53	0,57	0,2	0,42	0,23
DNK	0,52	0,4	1	0,71	0,37	0,44	0,49	0,4	0,64	0,45	0,73
FIN	0,21	0,23	0,71	1	0,08	0,17	0,25	0,11	0,89	0,3	0,95
FRA	0,91	0,57	0,37	0,08	1	0,8	0,66	0,81	-0,09	0,25	0
GER	0,87	0,6	0,44	0,17	0,8	1	0,6	0,74	0,06	0,3	0,13
ITA	0,74	0,53	0,49	0,25	0,66	0,6	1	0,59	0,13	0,41	0,22
NL	0,83	0,57	0,4	0,11	0,81	0,74	0,59	1	-0,01	0,29	0,06
NOR	0,07	0,2	0,64	0,89	-0,09	0,06	0,13	-0,01	1	0,27	0,97
POL	0,35	0,42	0,45	0,3	0,25	0,3	0,41	0,29	0,27	1	0,3
SWE	0,15	0,23	0,73	0,95	0	0,13	0,22	0,06	0,97	0,3	1

Tabelle 1: Matrix der von E-Control ermittelten Korrelation der durchschnittlichen Spotmarktpreise Baseload Day Ahead in 2006 der Regionen mit deutscher Beteiligung

Die für Dänemark und Norwegen ermittelten Werte beruhen dabei jeweils auf Durchschnittswerten für zwei bzw. drei Preiszonen. Für die übrigen Staaten der Regionen mit deutscher Beteiligung wurden aufgrund unvollständiger oder noch nicht vorliegender Daten keine Werte ermittelt. Bei näherer Betrachtung der zum Zeitpunkt der Berichterstellung vorliegenden Werte sind innerhalb der einzelnen Regionen sowohl sehr hohe, als auch äußerst geringe Korrelationen zu beobachten. Innerhalb der Region Nordeuropa ist die Korrelation sehr unterschiedlich. Während sie unter den skandinavischen Ländern relativ hoch ist (zwischen 0,64 und 0,97), sprechen die Werte für Deutschland und Polen (zwischen 0,06 und 0,45) für eine nur geringe bzw. keine Korrelation. Die Median-Werte der durchschnittlichen Spotmarktpreise liegen in dieser Region zwischen rund 31 Euro/MWh für Polen und 47 bis 49 Euro/MWh für die übrigen Staaten. Auch in der Region Zentralosteuropa differieren die Korrelationswerte von 0,30 bis 0,87 relativ stark. Während die Korrelation des deutschen mit dem österreichischen Spotmarktpreis noch sehr hoch ist (0,87), liegt sie für Polen innerhalb der Region zwischen 0,30 und 0,42 und damit regelmäßig auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau. Bei den Median-Werten dieser Region liegt der Wert für Tschechien (rund 37 Euro/MWh) noch im Bereich des polnischen Wertes. Der Wert Österreichs liegt dagegen mit rund 49 Euro/MWh nur knapp über dem Deutschlands (rund 47 Euro/MWh). Innerhalb der Region Zentralsüdeuropa sind die Unterschiede der vorliegenden Korrelationswerte mit 0,6 bis 0,91 weniger stark ausgeprägt. Der Median-Wert für Italien liegt mit rund 77 Euro/MWh deutlich über den Werten für Deutschland, Frankreich (rund 43 Euro/MWh) und Österreich. Die Region Zentralwesteuropa hat zwar mit 0,74 bis 0,81 nicht die höchsten Korrelationswerte, jedoch sind die Unterschiede zwischen diesen Werten hier am geringsten. Auch die Median-Werte liegen hier mit rund 43 bis 55 Euro/MWh auf ähnlichem Niveau.

Grenzüberschreitende Übertragungskapazität

Art. 6 Abs. 3 der EG-Verordnung 1228/2003 legt fest, dass den Händlern die maximale Übertragungskapazität der grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen unter Beachtung der Sicherheitsstandards für den sicheren Netzbetrieb zur Verfügung gestellt werden soll. Die Verfügbarkeit von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten ist wesentlich für die Förderung des Wettbewerbs - eines der Hauptziele der EG-Verordnung 1228/2003. Daher

kommt dem Verfahren zur Bestimmung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität eine besondere Bedeutung zu.

Berechnung der Übertragungskapazitäten

Die Übertragungskapazität wurde auch im Jahr 2006 von den deutschen ÜNB an den einzelnen Grenzkuppelstellen jeweils nach dem ETSO-NTC-Verfahren³⁵ bestimmt. In diesem Verfahren dienen die Prognose-Datensätze, die nach dem DACF (Day Ahead Congestion Forecast) regelmäßig zwischen den ÜNB ausgetauscht werden, als Datenbasis der Kapazitätsberechnung für Lastflussberechnungen. Danach wird aus Total Transfer Capacity (TTC) unter Abzug der für die jeweilige Grenzkuppelstelle festgelegten Transmission Reliability Margin (TRM) die Net Transfer Capacity (NTC) ermittelt. Der für die Vergabe relevante Wert der Available Transfer Capacity (ATC) wird für ein Zeitintervall unter Verwendung des jeweils zahlenmäßigen Minimums der jeweils durch die benachbarten Netzbetreiber bestimmten NTC-Werte bestimmt. Als Sicherheits-, Betriebs- und Planungsstandard kommt das (n-1)-Kriterium zur Anwendung. An den einzelnen Grenzkuppelstellen wird von dem geschilderten Vorgehen teilweise abgewichen.

Im Rahmen eines Verfahrens nach Art. 5 Abs. 2 der EG-Verordnung 1228/2003 wurde durch die Bundesnetzagentur erstmals auf Antrag eines deutschen Übertragungsnetzbetreibers ein allgemeines Modell für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge an den sogenannten Grenzkuppelstellen auf Basis des oben dargestellten ETSO-Verfahrens genehmigt. Damit wurde dem Erfordernis einer Genehmigung des Modells nach der EG-Verordnung entsprochen und eine transparentere Darstellung des Ablaufs der Kapazitätsberechnung an den betroffenen Grenzkuppelstellen erreicht. Die Genehmigung steht unter dem Vorbehalt des Widerrufs, um der derzeit diskutierten Weiterentwicklung des Modells des Antragstellers bzw. der Etablierung eines europaweit einheitlichen effizienten Modells der Kapazitätsberechnung Rechnung tragen zu können. Die Etablierung eines besser koordinierten und lastflussbasierten Modells zur Kapazitätsberechnung an den Grenzkuppelstellen wird im Rahmen der Regionalen Initiativen Zentralwesteuropa und Zentralosteuropa weiter verfolgt (zum genauen Stand der Entwicklung siehe oben bei den entsprechenden Regionen).

Wesentlich für die Weiterentwicklung der Verfahren zur Kapazitätsberechnung ist aus Sicht der Bundesnetzagentur die Koordinierung zwischen den in der jeweiligen Region betroffenen ÜNB. Koordinierte, lastflussbasierte Berechnungen der Kapazität können dazu beitragen, dem Markt die maximale Kapazität unter Beachtung der Erfordernisse eines sicheren Netzbetriebes zur Verfügung zu stellen und sind daher aus Sicht der Bundesnetzagentur zu befürworten.

Verfügbare Übertragungskapazität

In Abbildung 2 sind die aus den Berechnungen der ÜNB ergebenden Übertragungskapazitäten für die einzelnen Grenzkuppelstellen, die für den Markt zur Verfügung stehen, dargestellt. An den Grenzen zu Frankreich und zur Schweiz haben sich die durchschnittlich verfügbaren Übertragungskapazitäten im Vergleich von 2005 zu 2006 verringert, während sie an den übrigen Grenzen im Wesentlichen konstant geblieben sind. Bei der Berechnung der mittleren verfügbaren Übertragungskapazität ist zu beachten, dass es sich bei den zur Berechnung herangezogenen Werten ausschließlich um Werte handelt, die vor der Jahresauktion ermittelt wurden. Eine Ausnahme hiervon bildet die Grenze zu Polen und zur Tschechischen Republik. Da hier auch Angaben aus 2005 korrigiert werden mussten, wurden jeweils die durch ETSO³⁶ veröffentlichten NTC-Werte für den Winter verwendet.

³⁵ Für nähere Details siehe http://www.ets-net.org/NTC_Info/general_information/e_default.asp.

³⁶ Für nähere Details siehe http://www.ets-net.org/NTC_Info/map/e_default.asp.

Mittlere verfügbare Übertragungskapazität 2005/2006

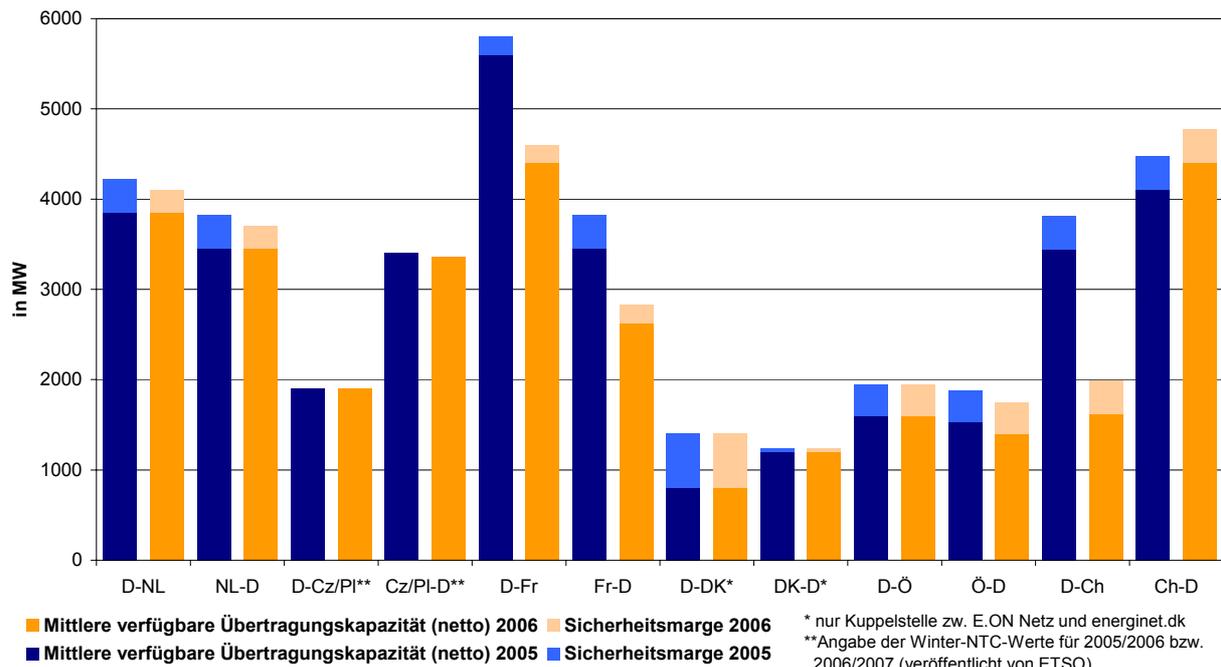


Abbildung 2: Mittlere verfügbare Übertragungskapazitäten der Kuppelstellen zum Ausland in 2005 und 2006

Der Verbundgrad des gesamten deutschen Übertragungsnetzes berechnet sich aus der Importkapazität dividiert durch die insgesamt in Deutschland installierte Kraftwerksleistung. Neben einer Importkapazität in 2006 von durchschnittlich 17 GW, weist der VDN³⁷ eine installierte Kraftwerksleistung in Höhe von 124,3 GW aus. In 2006 lag der Verbundgrad Deutschlands damit bei rund 14 Prozent. Auf Grundlage der in Abbildung 2 dargestellten Werte lässt sich zwar nur eine Importkapazität von ca. 16 GW berechnen, jedoch fehlen in dieser Darstellung einerseits Angaben zu den Kuppelstellen Dänemark-Ost (Kontek-Kabel) sowie Schweden (SwePol Link). Andererseits können sich aber auch durch den Zeitpunkt der Ermittlung der NTC-Werte Veränderungen ergeben, so dass auch die Bundesnetzagentur von einer durchschnittlichen Importkapazität von ca. 17 GW in 2006 ausgeht.

Gegenüber 15 Prozent in 2005 ist der Verbundgrad zwischen Deutschland und den Nachbarstaaten zwar leicht zurückgegangen, liegt aber noch immer über dem vom Europäischen Rat von Barcelona 2002 angestrebten Verbundgrad von 10 Prozent. Die leichte Senkung des Verbundgrades erklärt sich durch die gestiegene Erzeugungskapazität bei gleich bleibender Importkapazität.

Vergebene Übertragungskapazität

Die vergebene Kapazität an den deutschen Grenzkuppelstellen, an denen in 2005 und 2006 Auktionen zur Vergabe der grenzüberschreitenden Kapazität stattgefunden haben, ist insgesamt, mit Ausnahme der Grenze zu Frankreich, relativ konstant. Abbildung 3 stellt die durchschnittlich in 2005 und 2006 an den jeweiligen Grenzen im Rahmen der expliziten Auktionen an die Auktionsteilnehmer vergebenen Kapazitäten dar. An den Grenzen zu Frankreich (nur in Import-Richtung) und zur Schweiz wurden Auktionen zur Vergabe der grenzüberschreitenden Kapazitäten zu Beginn des Jahres 2006 neu eingeführt.

³⁷ Vgl. VDN: Daten und Fakten - Stromnetze in Deutschland 2007, 2007.

Durchschnittliche vergebene Kapazitäten in 2005 / 2006

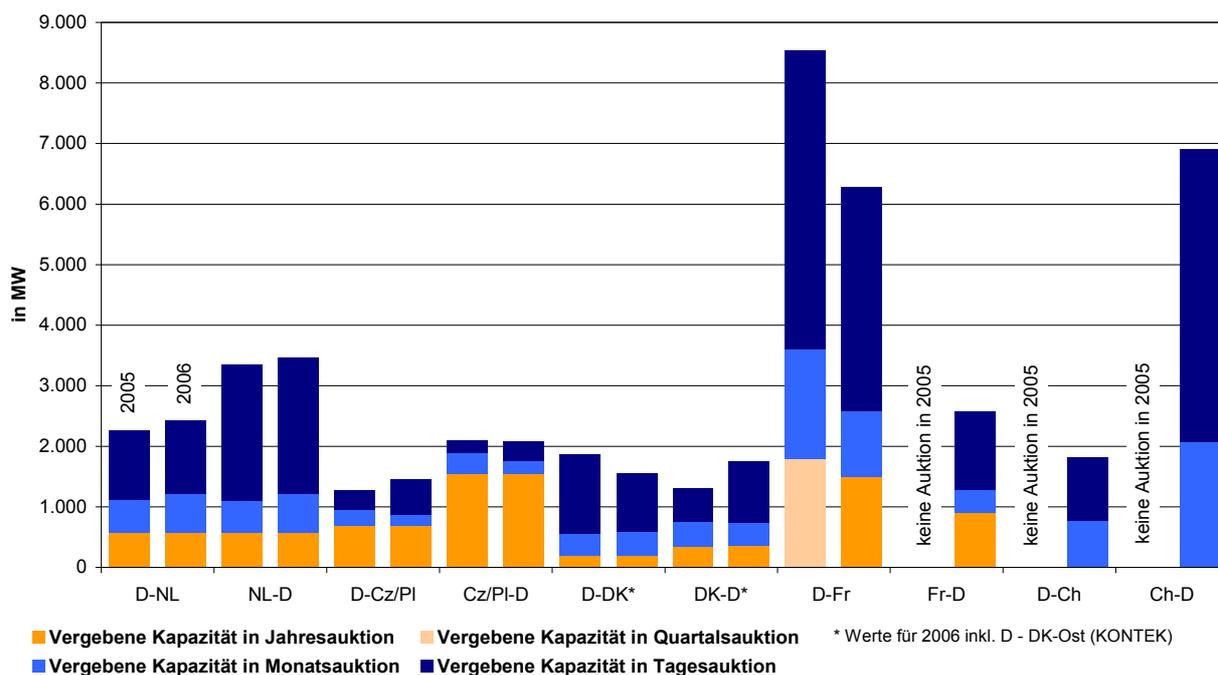


Abbildung 3: Durchschnittliche vergebene Kapazitäten in 2005 und 2006

Langfristige Kapazitätsreservierungen

An den Grenzen zu den Niederlanden, Polen und Dänemark erfolgt keine vorrangige Zuteilung grenzüberschreitender Kapazität aus Langfristverträgen. Da an der Grenze zu Österreich derzeit kein Engpass deklariert ist, besteht hinsichtlich der dort existierenden Langfristverträge keine Gefahr diskriminierendes Verhaltens. In Richtung Tschechische Republik und Frankreich galt im Jahr 2006 eine vorrangige Zuteilung für einen kleineren Teil der Übertragungskapazität.

Der EuGH hat in 2005 im Vorabentscheidungsverfahren unter dem Aktenzeichen C-17/03 entschieden, dass jegliche Form der Diskriminierung zu untersagen sei. Die vorrangige Zuteilung eines Teils der Kapazität für die grenzüberschreitende Übertragung von Elektrizität aufgrund von Verpflichtungen, die vor Inkrafttreten der zitierten Richtlinie 96/92/EG eingegangen wurden, ohne dass von dem Mitgliedsstaat nach Art. 24 dieser Richtlinie eine Ausnahme beantragt wurde, gilt daher im Sinne des Art. 7 Abs. 5 und 16 dieser Richtlinie als diskriminierend und ist zu untersagen. Die von der Bundesnetzagentur begonnene Prüfung der verbliebenen Einzelfälle an der deutsch-tschechischen und deutsch-französischen Grenze wurde in 2006 abgeschlossen. Die betroffenen ÜNB haben im Laufe des Verfahrens erklärt, dass sie die Kapazität aus den Langfristverträgen zum 01.04.2007 für die Auktion freigeben werden.

Die Schweiz gehört nicht zur Europäischen Union und wird auch nicht von einer Bindungswirkung des EuGH-Urteils C-17/03 erfasst, daher existieren an der Grenze zur Schweiz weiterhin vorrangige Kapazitätsreservierungen für Langfristverträge.

Grenzüberschreitende Lastflüsse

Die Auswertung der ausschließlich durch die ÜNB ermittelten grenzüberschreitenden physikalischen Lastflüsse zeigt, dass Deutschland auch in 2006 den Strom hauptsächlich in die Niederlande, die Schweiz und nach Österreich exportierte. Wichtigste Importländer aus deutscher Sicht waren wie auch in 2005 Polen, die Tschechische Republik und Frankreich. Der Import und Export (ohne die bei der Monitoringabfrage nicht berücksichtigten Länder Luxemburg und Schweden) ist in 2006 im Vergleich zu 2005 gestiegen. Der Export in die in der nachfolgenden Abbildung betrachteten Länder ist leicht von 57 TWh auf 58 TWh gestiegen. Der Import ist deutlich von 32 TWh in 2005 auf 42 TWh in 2006 gestiegen. Die Entwicklung der

durchschnittlichen stündlichen grenzüberschreitenden Lastflüsse in 2005 und 2006 ist in Abbildung 4 dargestellt.

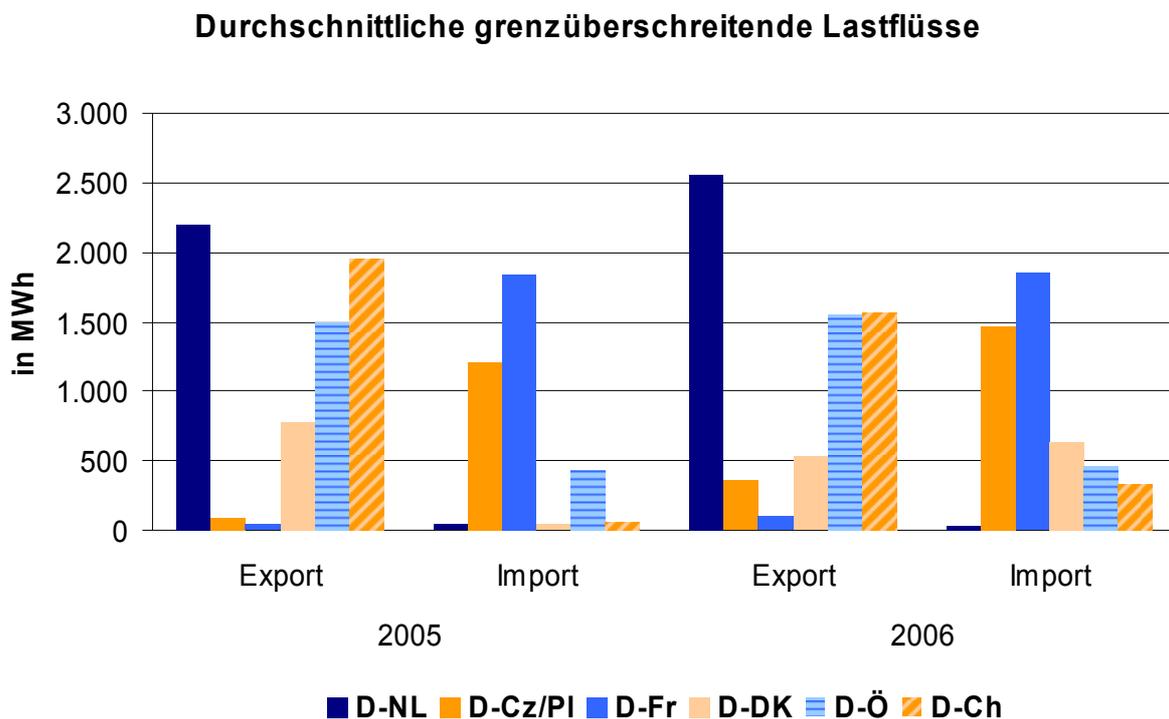


Abbildung 4: Durchschnittliche stündliche Lastflüsse auf grenzüberschreitenden Kuppelleitungen in 2004 und 2005

Einnahmen aus Engpassmanagement

Die Einnahmen aus der Vergabe von grenzüberschreitenden Übertragungsrechten beliefen sich in 2006 auf insgesamt 636 Mio. Euro. Im Vergleich zu 2005 haben sich die Einnahmen aus dem Engpassmanagement nahezu verdoppelt. Für Exportkapazitäten fielen bei den ÜNB 2006 ca. 298 Mio. Euro (2005: ca. 119 Mio. Euro) an Einnahmen an, für Kapazitäten in Importrichtung waren es 2006 rund 338 Mio. Euro (2005: ca. 215 Mio. Euro).

Auktionserlöse in 2006

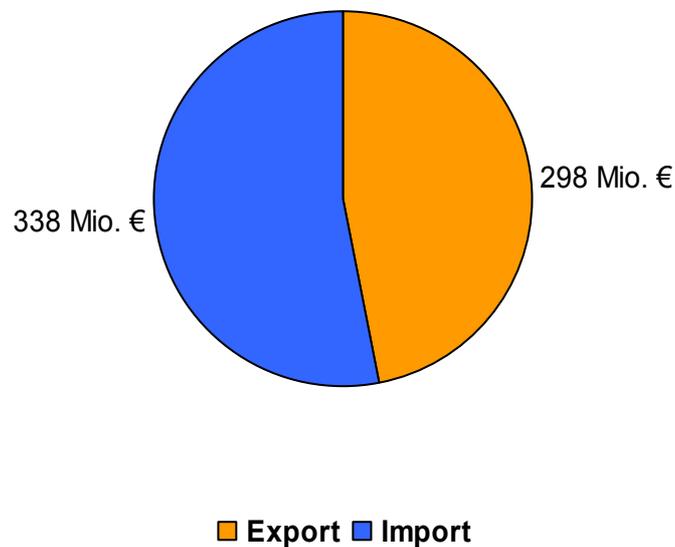


Abbildung 5: Auktionserlöse in 2006

Die in Abbildung 5 aufgeführten Einnahmen stellen die Einnahmen für die Kapazitätsvergabe an den jeweiligen Grenzen insgesamt dar. Die dargestellten Einnahmen werden entsprechend individueller Vereinbarungen zwischen den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern aufgeteilt. Die Entwicklung der bei den deutschen ÜNB verbleibenden Auktionserlöse ist in Abbildung 6 dargestellt. Die Einnahmen aus den Engpassmanagementverfahren sind in 2006 mit insgesamt ca. 314 Mio. Euro im Vergleich zu 2005 (ca. 157 Mio. Euro) deutlich angestiegen. Die Auktionen an der deutsch-schweizerischen Grenze wurden erst 2006 eingeführt, so dass hier kein Vergleich möglich ist.

Entwicklung der bei den deutschen ÜNB verbliebenen Auktionserlöse

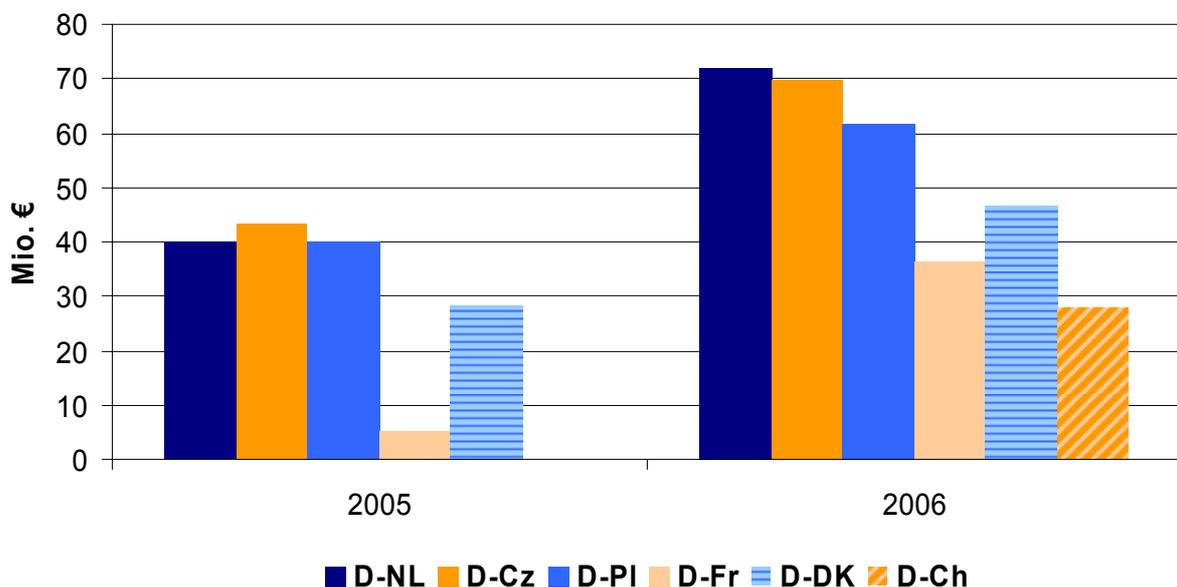


Abbildung 6: Entwicklung der bei den deutschen ÜNB verbliebenen Auktionserlöse seit 2005

Die Einnahmen aus der Kapazitätsvergabe sind, gemäß Art. 6 Abs. 6 der EG-Verordnung 1228/2003 für die Gewährleistung der Verfügbarkeit der zugewiesenen Kapazität, Netzinvestitionen für den Erhalt oder den Ausbau von Verbindungskapazitäten und / oder als Einkünfte, die bei der Genehmigung der Netzentgelte zu berücksichtigen sind, zu verwenden. Nach Auskunft der ÜNB werden die Einkünfte aus der Vergabe von grenzüberschreitender Übertragungskapazität bei der Kalkulation der Netzentgelte berücksichtigt. Die gestiegenen Einnahmen aus dem Engpassmanagement sind ein Zeichen für die offenbar steigende Nachfrage, da die verfügbaren Kapazitäten, wie Abbildung 2 zeigt, weitgehend konstant geblieben sind. Auch wenn durch die Verbesserung der Auktionsmechanismen, beispielsweise durch die Einführung von Market Coupling, eine effizientere Nutzung der vorhandenen Kapazitäten erreicht werden kann, so besteht dennoch weiterhin die Notwendigkeit des Ausbaus der Kapazität der Grenzkuppelstellen.

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 Stromflüsse über ihre Netze entstehen. Auch in 2006 erfolgten die Ermittlung der Kompensationszahlungen und die Finanzierung des Fonds gemäß dem von ETSO entwickelten Mechanismus zur Berechnung der Kompensationszahlungen. Die vier deutschen ÜNB haben 2006 einen Gesamtbetrag von ca. 39,8 Mio. Euro erhalten.

Investitionen in die Infrastruktur der grenzüberschreitenden Verbindungen

Die von den deutschen ÜNB in Auftrag gegebenen Machbarkeitstudien zum Ausbau grenzüberschreitender Verbindungskapazitäten wurden in 2006 fertig gestellt. Für die Grenzen zu den Niederlanden, Tschechien und Dänemark existieren konkrete Planungen für Investitionen in neue Verbindungsleitungen.

3.1.2.2 Verteilernetze

Bei der Bundesnetzagentur sind mit Stand 21.06.2007 insgesamt 877 Verteilernetzbetreiber Strom (VNB „Strom“) erfasst. Davon haben sich 687 VNB „Strom“ an der Monitoringabfrage 2007 der Bundesnetzagentur beteiligt. Dies entspricht einem Anteil von 78,34 Prozent an den insgesamt 877 VNB „Strom“ in Deutschland. Die gesamte Entnahmemenge von Letztverbrauchern in den Netzbereichen der erfassten VNB „Strom“ betrug im Berichtsjahr 2006 gemäß der Monitoringabfrage 444,32 TWh. Dies entspricht einem Anteil von 83,75 Prozent an dem gesamten Netto-Stromverbrauch in Höhe von 530,5 TWh im Jahr 2006 aus dem Netz der „Allgemeinen Versorgung“ gemäß vorläufiger Angaben des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW).³⁸

Grundsätzlich können im Elektrizitätsverteilernetz – wie im Übertragungsnetz – Engpässe auftreten. Diese Informationen über Engpässe sind maßgeblich für den Zugang zum Elektrizitätsverteilernetz.

In der folgenden Übersicht ist das Ergebnis der Umfrage über im Elektrizitätsverteilernetz vorhandene Engpässe im Sinne des § 15 Absatz 5 StromNZV dargestellt.

³⁸ Vgl. VDEW: Strommarkt Deutschland – Zahlen und Fakten zur Stromversorgung Frühjahr 2007, April 2007

Netzebene	Anzahl (gesamt)	davon innerhalb der Netzebene	davon zur vorgelagerten Netzebene	davon zur nachgelagerten Netzebene	Davon zum 31.12.2006 nicht mehr bestehend
Höchstspannung	1	0	-	1	0
Hochspannung	19	14	5	0	1
Mittelspannung	1	0	1	0	0
Niederspannung	1	1	0	-	0

Tabelle 2: Engpässe im Elektrizitätsverteilernetz

Wie ersichtlich treten im innerdeutschen Verteilernetz vorwiegend Engpässe in der Hochspannungsebene auf. Ein Engpass wurde auch für die Niederspannungsebene gemeldet. Auf der Höchst- und Mittelspannungsebene traten im Erhebungszeitraum keine Engpässe auf. Dafür traten auch auf den Umspannebenen Engpässe auf, überwiegend war hier die Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung betroffen. Allerdings haben ca. 20 Prozent der Netzbetreiber keine Angaben zu Engpässen in ihren Netzen gemacht. 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 nicht nur die zur Verfügung stehende Gesamtkapazität, sondern auch die Übertragungsrichtung, in der der Engpass auftritt, und die prognostizierte Dauer, womit auch Kenntnis über Ort und Spannungsebene des Engpasses bestehen muss.

Verschiedene Betreiber von Verteilernetzen, welche signifikant vom Zuwachs installierter Erzeugungsleistung, die in den Anwendungsbereich des Erneuerbare-Energien-Gesetz fällt, betroffen sind, führen insoweit ein Engpassmanagement (oft auch als Netzsicherheitsmanagement bezeichnet) in ihrem Netzgebiet durch. Damit sollen bis zum Abschluss des erforderlichen Netzausbaus Engpässe vermieden werden. Das Engpassmanagement soll im Fall eines Netzengpasses die Steuerung der Stromeinspeisung durch Leistungsreduzierung oder gar Leistungsabschaltung entsprechend der gesetzlichen Vorgaben ermöglichen und dabei der Systemverantwortung des Netzbetreibers Rechnung tragen.

3.1.3 Regulierung der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber

3.1.3.1 Netzentgelte

Zur Herstellung der Markttransparenz bei den Netzentgelten sind im Rahmen der Monitoringabfrage von Großhändlern und Lieferanten „Strom“ zum Stichtag 01.04.2007 Angaben zum aktuellen durchschnittlichen Einzelhandelspreisniveau gemäß den folgenden Eurostat³⁹-Definitionen (typische Stromkundenkategorien) 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.)

³⁹ Eurostat: Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaften.

- Dc: Haushaltskunden (Haushaltsbedarf) mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, darunter 1.300 kWh Nachtstrom (Schwachlaststrom)⁴⁰, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV) (Standardwohnung 90 m²)
(Sofern in der Kundenkategorie Dc keine Zweitarifmessung erfolgt, war der Wert für Dc auf der Basis einer Belieferung mit Eintarifmessung anzugeben.)

Bei der Kategorie Dc war im Monitoring 2007 erstmals zwischen Kunden, die zu Allgemeinen Preisen (Allgemeinen Tarifen) beliefert werden und Kunden, die außerhalb der Grundversorgung beliefert werden, zu unterscheiden. Bei den Kategorien Ib und Ig wurde zwischen Kunden, die dem produzierenden Gewerbe angehören und damit einen ermäßigten Stromsteuersatz zahlen sowie Unternehmen, die den Regelsteuersatz zahlen, unterschieden.

Die nachfolgende Tabelle enthält eine Darstellung der durchschnittlichen mengengewichteten Einzelhandelspreise inkl. aller Steuern und Abgaben sowie die anteiligen Netzkosten⁴¹ zum 01.04.2007. Die Mengengewichtung erfolgte über die Jahresabgabemenge in den dazugehörenden Kundenkategorien für die Abnahmefälle Dc, Ib und Ig (vgl. Kapitel 3.2.3.2).

	Durchschnittliche mengengewichtete Strom- Einzelhandelspreise	Durchschnittliche mengengewichtete Strom- Netzkosten⁴²
Dc (Allgemeine Preise / Allgemeiner Tarif)⁴³	20,12 ct/kWh (18,89 ct/kWh)	6,34 ct/kWh (7,30 ct/kWh)
Dc (außerhalb Grundversorgung)	19,94 ct/kWh (18,89 ct/kWh)	6,28 ct/kWh (7,30 ct/kWh)
Ib mit ermäßigter Stromsteuer	18,87 ct/kWh (18,44 ct/kWh)	5,49 ct/kWh (6,38 ct/kWh)
Ib mit Regelsteuersatz	19,75 ct/kWh (19,35 ct/kWh)	5,49 ct/kWh (6,37 ct/kWh)
Ig mit ermäßigter Stromsteuer	10,95 ct/kWh (11,12 ct/kWh)	1,51 ct/kWh (1,65 ct/kWh)
Ig mit Regelsteuersatz	11,95 ct/kWh (12,14 ct/kWh)	1,53 ct/kWh (1,70 ct/kWh)

Tabelle 3: Durchschnittliche mengengewichtete Einzelhandelspreise und Netzkosten (in Klammern Angaben mit Stand 01.04.2006)

Im Beispiel der Kundengruppe Dc (Allgemeine Preise / Allgemeiner Tarif) ergibt sich ein Einzelhandelspreis von 20,12 ct/kWh, darin ist unter anderen die Position Netzkosten enthalten, die 6,34 ct/kWh beträgt. Berücksichtigt man die weiteren Positionen des Einzelhandelspreises erhält man folgende Darstellung.

⁴⁰ Eine separate Ausweisung des Schwachlaststromes ist für Haushaltskunden in Deutschland eher untypisch.

⁴¹ Netzkosten sind Nettonetzentgelte (ohne Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe, EEG- und KWK-Zuschlag) inkl. Verrechnungsentgelte.

⁴² Dito.

⁴³ Zum Preisstand 01.04.2006 wurde für den Abnahmefall Dc nicht zwischen einer Belieferung zu Allgemeinen Preisen (Allgemeinen Tarifen) und zu Konditionen außerhalb der Grundversorgung unterschieden.

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

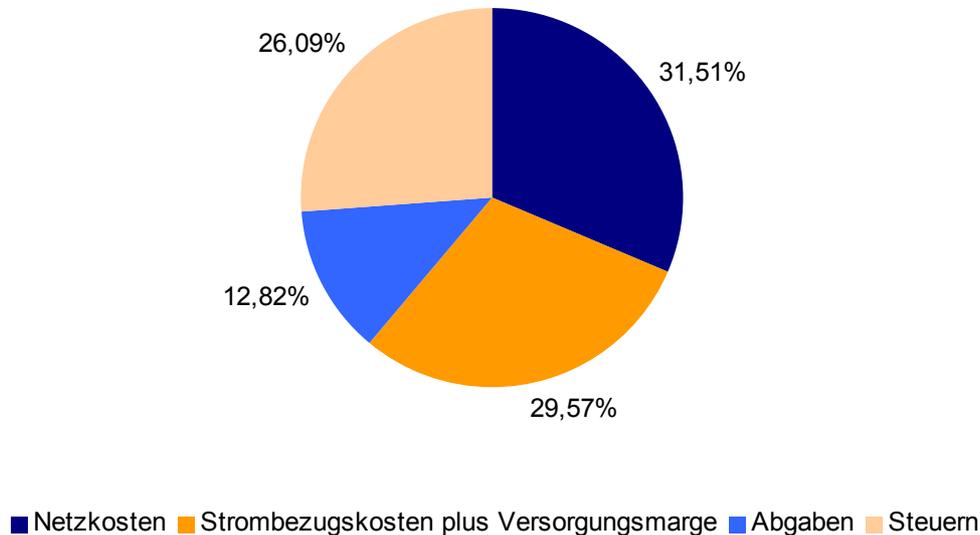


Abbildung 7: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus Kategorie Dc (Allgemeine Preise / Allgemeiner Tarif)

Der Anteil der Netzkosten, also des Kostenbereiches für dessen Prüfung die Regulierungsbehörden zuständig sind, beträgt für die Kundengruppe Dc (Allgemeine Preise / Allgemeiner Tarif) ca. 31,5 Prozent der Einzelhandelspreise. Die Steuern und Abgaben belaufen sich auf ca. 38,9 Prozent und die Strombezugskosten plus Versorgungsmarge auf etwa 29,6 Prozent.

Die Netzkosten im Beispielfall Dc sind von durchschnittlich 7,30 ct/kWh (01.04.2006) auf 6,34 ct/kWh (01.04.2007) gesunken. Diese Senkung ergibt sich aus den Kürzungen der ersten Entgeltenehmigungsrunde der Regulierungsbehörden. Für den beschriebenen Fall entspricht dies einer Senkung um ca. 13 Prozent, über alle Eurostat-Beispiel-Fälle lässt sich eine Senkung zwischen 8 und 14 Prozent beobachten. Während die Netzentgelte gesunken sind, erhöhte sich jedoch der Strom-Einzelhandelspreis in den Kategorien Dc und Ib. Somit konnten die Senkungen der Netzentgelte für diese Abnahmefälle die gestiegenen Strombezugskosten und Abgaben, sowie die Erhöhung der Mehrwertsteuer ab 01.01.2007 nicht vollständig kompensieren.

Der Bundesnetzagentur obliegt die Regulierung der Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Verteilernetzbetreiber, an deren Elektrizitätsverteilernetz mindestens 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind oder deren Elektrizitätsverteilernetz über das Gebiet eines Bundeslandes hinausreicht.

Des Weiteren sind durch den Abschluss von Verwaltungsabkommen zwischen der Bundesrepublik Deutschland und den Bundesländern Berlin, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Thüringen auf dem Wege der sog. Organleihe bestimmte Aufgaben aus dem EnWG – insbesondere die Regulierung der Netzentgelte - auf die Bundesnetzagentur übertragen worden. Somit reguliert die Bundesnetzagentur im Strombereich die Netzentgelte von 256 Netzbetreibern, davon entfallen 101 auf die originäre Zuständigkeit des Bundes und 155 auf „Organleihetfälle“. Insgesamt beträgt das jährliche beantragte Kostenvolumen der von der Bundesnetzagentur geprüften Netzbetreiber rund 18,2 Milliarden Euro (zzgl. ca. 6 Mrd. Euro aus EEG und KWK-G als

durchlaufende Posten). Dies entspricht rund 80 Prozent der gesamten Netzkosten der deutschen Stromverteilernetzbetreiber.

Gemäß § 23a Abs. 1 EnWG sind bei einer kostenorientierten Entgeltbildung nach § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG die Entgelte für den Zugang zu Energieversorgungsnetzen genehmigungspflichtig. Die Genehmigung dieser Entgelte erfolgt durch die Bundesnetzagentur bzw. die zuständige Landesregulierungsbehörde. Die auf §§ 24, 29 Abs. 3 EnWG beruhende StromNEV regelt – neben dem Vergleichsverfahren und einigen Pflichten der Netzbetreiber – die Einzelheiten bezüglich der Methodik zur Ermittlung der Netzentgelte.

Die Entgelte der Übertragungsnetzbetreiber sind zurzeit von der Bundesnetzagentur bis zum 31.12.2007 genehmigt. Die Genehmigungen beruhen auf § 23a EnWG i.V.m. der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV).

Die genehmigten Entgelte für Verteilernetzbetreiber bzw. die diesen Entgelten zugrunde gelegten Kosten umfassen auch die Kosten der jeweils vorgelagerten Netzbetreiber, z.B. die Kosten, die einem Verteilernetzbetreiber für die Nutzung eines Übertragungsnetzes entstehen (Kostenwälzung).

Bestimmte Kosten für die Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland werden im derzeit auf der Grundlage des Gesetzes für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) praktizierten System bei der Bestimmung der Kosten eines Netzbetreibers berücksichtigt. Betroffen sind verschiedene Bereiche mit unterschiedlichen Auswirkungen auf die Netzentgelte, zum einen die Einspeiseentgelte selbst, die vermiedenen Netzentgelte sowie die Beschaffung von Ausgleichsenergie für schwer planbare Einspeisungen aus erneuerbaren Energien, vor allem der Windenergie.

Die Vergütungszahlungen nach dem EEG selbst belasten die Netzkosten nicht, für die Netzbetreiber sind sie ein durchlaufender Posten. Lediglich die Netzentgelte, die der aufnahmepflichtige Netzbetreiber wegen der Einspeisung bei seinem vorgelagerten Netzbetreiber vermeidet, fließen in die Netzentgeltkalkulation ein, weil insoweit sein Vergütungsanspruch gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber reduziert wird (§ 5 Abs. 2 S. 2 EEG). Hierdurch können zusätzliche Kosten für das Netz entstehen, wenn das vorhandene vorgelagerte Netz infolge der dezentralen Einspeisung schlechter ausgelastet wird und seine Kosten auf eine geringere Absatzmenge verteilt werden müssen und somit die Preise für die Nutzung des vorgelagerten Netzes steigen.

Für den Ausgleich der Differenz zwischen der Profillieferung (derzeit ein Monatsband) der Übertragungsnetzbetreiber an Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Letztverbraucher beliefern, und der tatsächlichen Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien muss der Übertragungsnetzbetreiber zusätzlich Strommengen an- oder bei Übereinspeisung verkaufen (Ausgleichsenergie). Da An- und Verkaufspreise sich wertmäßig nicht entsprechen, entstehen Kosten, die in die Netzentgelte einfließen. Die Übertragungsnetzbetreiber machen hierfür Kosten von mehreren 100 Mio. Euro pro Jahr mit stark steigender Tendenz geltend. Die aus diesen Verpflichtungen („EEG-Veredelung“) resultierenden Netzkosten sind Bestandteil der Netzentgelte, eine separate Preisstellung im Sinne eines ausgewiesenen Aufpreises findet in Deutschland derzeit nicht statt.

Die Bundesnetzagentur hat ihre Prüftätigkeit der Netzkosten nach einem mit den Landesregulierungsbehörden abgestimmten Prüfraster durchgeführt. Zu den Prüfungsschwerpunkten gehörten u.a. die kalkulatorische Bewertung des Sachanlagevermögens, die Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung, die Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer, die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie sowie die Überprüfung von allgemeinen Plankostenansätzen. Die Prüfung der einzelnen Positionen gestaltete sich teilweise sehr schwierig. Zum Teil waren die Antragsunterlagen wenig aussagekräftig, so dass die Unternehmen zur Nachreichung von umfangreichen ergänzenden Stellungnahmen aufgefordert

werden mussten. Darüber hinaus wurden die von der Bundesnetzagentur vertretenen Rechtsauffassungen von den betroffenen Unternehmen teilweise strittig gestellt. Anfang Juni 2006 konnte die erste Entgeltgenehmigung an den Übertragungsnetzbetreiber Vattenfall Europe Transmission GmbH erteilt werden. In der Folgezeit wurden bis Juni 2007 245 weitere Verfahren abgeschlossen. In einer ersten Eilentscheidung hatte das OLG Düsseldorf die Ansätze der Bundesnetzagentur in wesentlichen Punkten ohne die sog. Mehrerlösabschöpfung bestätigt. Die Entscheidung im Hauptsacheverfahren hat die Eilentscheidung des OLG Düsseldorf bestätigt.

Die Netzentgelte werden entfernungsunabhängig und differenziert nach Anschlussebene, Benutzungsstundenzahl und gemessener Leistung gebildet. Die Netzentgelte bestehen grundsätzlich aus einem Jahresleistungspreis und einem Arbeitspreis. Unterhalb einer Benutzungsdauer von 2.500 Stunden kommt eine „flache“ Preisregelung mit niedrigeren Leistungspreisen und höheren Arbeitspreisen zur Anwendung, oberhalb von 2.500 Benutzungsstunden ist die Preisregelung „steiler“, d.h. mit höheren Leistungspreisen und niedrigeren Arbeitspreisen. Für Entnahmen ohne Leistungsmessung in der Niederspannung werden in der Regel ein fester Grundpreis und ein Arbeitspreis berechnet. Daneben finden sich auch reine Arbeitspreisregelungen. Für Messung und Abrechnung werden differenziert nach den eingesetzten Messgeräten und den Abrechnungsperioden gesonderte Entgelte in Ansatz gebracht. Auch diese Entgelte unterliegen grundsätzlich der Genehmigungspflicht nach § 23a EnWG. Sie machen durchschnittlich ca. 10 Prozent der Erlöse der Netzbetreiber aus. Im Zuge der Regulierung erfolgt eine behördliche Angemessenheitsüberprüfung anhand von Obergrenzen für die einzelnen Entgelte.

Einmalige Entgelte im Sinne von genehmigten Anschlussentgelten gibt es in Deutschland bei der Stromversorgung nicht. Insofern gibt es einen deutlichen Unterschied zu anderen regulierten Branchen in Deutschland. Allerdings werden in der Energiewirtschaft so genannte Baukostenzuschüsse und Anschlussbeiträge erhoben, die die Kosten von örtlichen Verteilanlagen und Anschlüssen zumindest teilweise abdecken können. Diese Leistungen unterliegen nicht der Regulierung nach § 23a EnWG i.V.m. der StromNEV, werden aber bei der Preisbildung kostenmindernd berücksichtigt.

Die Netzentgelte der verschiedenen Netzbetreiber sind je nach ihrer Kosten- und Kundenstruktur differenziert. Sie sind nicht davon abhängig, ob ein Netzbetreiber in der Nähe eines bestimmten Kraftwerks liegt, um z.B. die Akzeptanz für dieses Kraftwerk zu erhöhen. Die Netzentgeltbildung ist so angelegt, dass im Ergebnis nur die das Netz nutzenden Stromhändler und Stromverbraucher die Netzkosten zu tragen haben. In das Netz einspeisende Kraftwerke, die man auch als Netznutzer definieren könnte, werden nicht mit Netzentgelten belastet (§ 15 Abs. 1 S. 2 StromNEV). Deshalb sind Netzentgelte auch nicht in Regionen niedriger, in denen viele Kraftwerke in das Netz einspeisen. Von den Netzentgelten geht auch kein Signal aus, welche Kraftwerksstandorte unter Aspekten des Netzes als ökonomisch vorteilhafter zu bewerten wären.

3.1.3.2 Hilfsdienste

Der Bereich der Hilfsdienste umfasst die Vorhaltung von Blindleistung, die Bereitstellung von Verlustenergie sowie die Vorhaltung und den Einsatz von Regelleistung. Die Beschaffung der Regelleistung durch die ÜNB erfolgt, wie in Kapitel 3.1.3.3 dargestellt, im Rahmen von Ausschreibungen. Die nachfolgende Tabelle stellt dar, welche Leistungen im Rahmen der Beschaffung von Regelprodukten von den ÜNB im Jahr 2006 ausgeschrieben wurden.

	Primärregelung		Sekundärregelung		Minutenregelung	
	pos.	neg.	pos.	neg.	pos.	neg.
RWE TSO	285	285	1230	980-1230	930-1080	760-810
E.ON Netz	163-164	163-164	800	400	1100	400
EnBW TNG	71	71	720	390	330-510	330
VE-T	136-140	137	580	580	730	530

Tabelle 4: Übersicht über die im Jahr 2006 von den ÜNB ausgeschriebenen Regelleistungen in MW⁴⁴

Da pro Regelenergieart mehrere Ausschreibungen innerhalb eines Jahres erfolgen und somit auch der Bedarf angepasst werden kann, wurden teilweise Leistungsspannen angegeben. Die tägliche Ausschreibung der Minutenreserve ermöglicht auch eine tägliche Bedarfsanpassung, die aber nicht von allen ÜNB genutzt wird. Die drei Regelenergiearten unterscheiden sich deutlich hinsichtlich ihrer Marktvolumina. Der Sekundärregelmarkt weist mit ca. 388 Mio. Euro in 2006 das größte Marktvolumen auf. Darauf folgt der Minutenreservemarkt mit ca. 271 Mio. Euro in 2006. Bei der Primärregelung kann auch in 2006 mit ca. 82 Mio. Euro von einem eher geringen Marktvolumen gesprochen werden. Damit beträgt das Gesamtvolumen der für die Kalkulation der Netzentgelte relevanten Leistungsvorhaltung der Regelenergie ca. 742 Mio. Euro in 2006. Zu den Hilfsdiensten (Systemdienstleistungen) der ÜNB zählen weiterhin noch der Ausgleich von Netzverlusten⁴⁵ (Verlustenergie) mit Ausgaben in Höhe von ca. 401 Mio. Euro und die Blindleistungsvorhaltung mit ca. 50 Mio. Euro in 2006. Die folgende Abbildung zeigt die Summen der jährlichen Ausgaben für Hilfsdienste aller ÜNB nur für das Jahr 2006⁴⁶. Da die von den ÜNB hierzu übermittelten Werte zum Teil fehlerhaft sind und für die Jahre 2004 und 2005 nicht mehr korrigiert werden können, ist ein Vergleich der für das Jahr 2006 ermittelten Werte mit den Vorjahreswerten nicht möglich. Die Angaben zur Primärregelung beziehen sich sowohl auf die Vorhaltung als auch auf den Einsatz von Primärregelleistung. Bei der Sekundärregelung und der Minutenreserve hingegen sind nur die Leistungspreise enthalten, da nur die für die Kalkulation der Netzentgelte relevanten Kosten berücksichtigt wurden. Die zusätzlich anfallenden Arbeitspreise werden zwar auch von den ÜNB entrichtet, über die Bilanzkreisabweichung aber den betroffenen Bilanzkreisen zugeordnet (vgl. Kapitel 3.1.3.3).

⁴⁴ Internetveröffentlichungen der ÜNB.

⁴⁵ Die Beschaffung von Verlustenergie erfolgt durch Ausschreibungen auf den Internet-Seiten der jeweiligen ÜNB.

⁴⁶ Aufgrund der Übermittlung von zum Teil fehlerhaften Daten beruhen die ermittelten Summen teilweise auch auf eigenen Berechnungen.

Summen der Hilfsdienstkosten der ÜNB im Jahr 2006

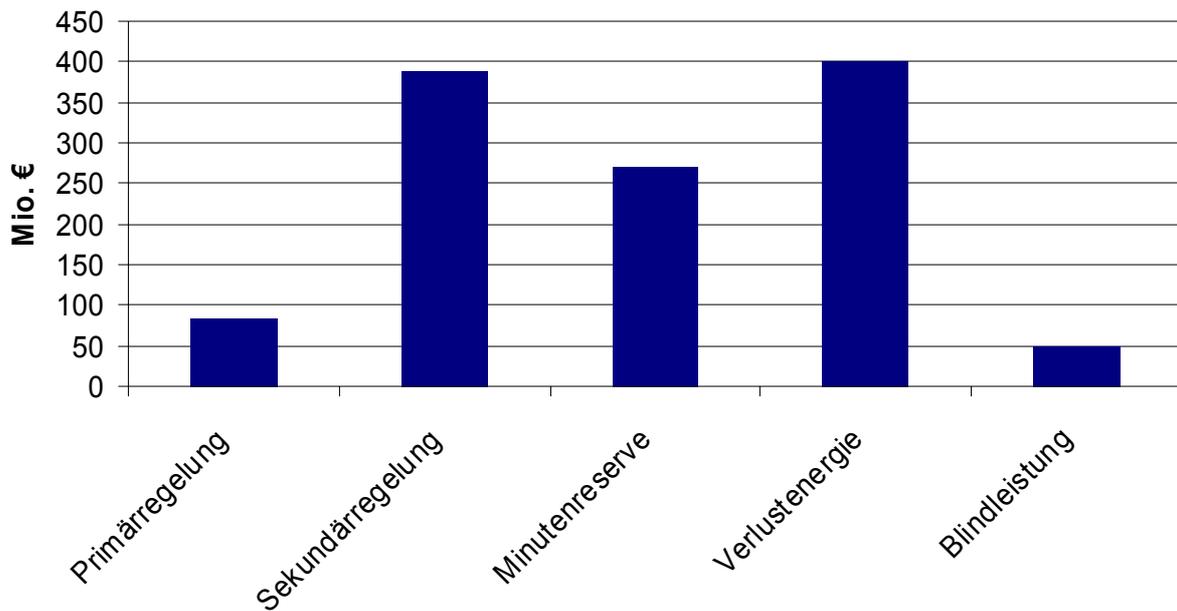


Abbildung 8: Jährliche Hilfsdienstkosten der deutschen ÜNB nach Hilfsdienst im Jahr 2006

Die Kosten für die Summe aller Hilfsdienste betragen im Jahr 2006 ca. 1.192 Mio. Euro.

Sekundärregelleistung

2006 gab es in Deutschland insgesamt einen durchschnittlichen Bedarf in Höhe von ca. 466 MW (2005: ca. 302 MW) positiver Sekundärregelleistung, sowie in Höhe von ca. 413 MW (2005: ca. 493 MW) negativer Sekundärregelleistung. Diese Werte wurden jeweils aus den Summen der in den vier Regelzonen abgerufenen Sekundärregelleistung gebildet. Der Anteil des negativen Sekundärregelleistungsbedarfs betrug hierbei ca. 47 Prozent (2005: ca. 62 Prozent). Abbildung 9 zeigt, dass sich die durchschnittlich abgerufene positive Sekundärregelleistung innerhalb von zwei Jahren nahezu verdoppelt hat. Der Abruf negativer Sekundärregelleistung ist im selben Zeitraum hingegen deutlich gesunken.

Entwicklung der durchschnittlich abgerufenen Sekundärregelleistung seit 2004

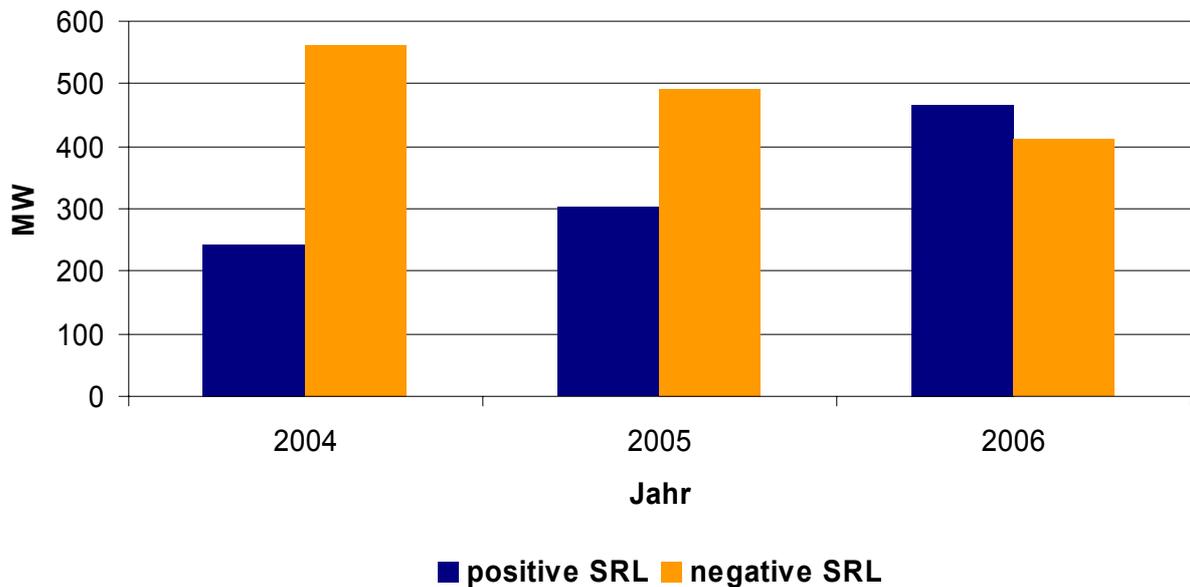


Abbildung 9: Entwicklung der durchschnittlich abgerufenen Sekundärregelleistung seit 2004

Bei der Beobachtung des Einsatzes von Sekundärregelleistung ist insbesondere die Frage des „Gegeneinanderregelns“ von Bedeutung. Von Gegeneinanderregeln wird gesprochen, sobald innerhalb einer Regelzone positive (negative) Regelenergie angefordert wird, während in den anderen Regelzonen negative (positive) Regelenergie benötigt wird. Da zur Untersuchung dieser Frage nur die viertelstündlichen Durchschnittswerte der abgerufenen positiven und negativen Sekundärregelleistung herangezogen werden können und innerhalb einer Viertelstunde positiver und negativer Bedarf nacheinander auftreten können, ist eine Auswertung hierzu zwangsläufig mit Fehlern behaftet. Eine detaillierte Analyse kann daher nicht Gegenstand dieses Berichtes sein.

Minutenreserve

Die Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve und damit auch die eingesetzte Minutenreserveleistung sind 2006 weiter stark zurückgegangen. Während Minutenreserve in 2005 in allen Regelzonen noch insgesamt 6.456-mal eingesetzt wurde, gab es 2006 nur noch 3.940 Abrufe. Während bei E.ON Netz und RWE TSO nur leichte Veränderungen bei der Einsatzhäufigkeit positiver und negativer Minutenreserve zu verzeichnen sind, ist die Anzahl der Abrufe negativer Minutenreserve bei VE-T deutlich zurückgegangen. Abbildung 10 zeigt die Entwicklung der Einsatzhäufigkeit positiver und negativer Minutenreserve bei den ÜNB.

Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve seit 2004

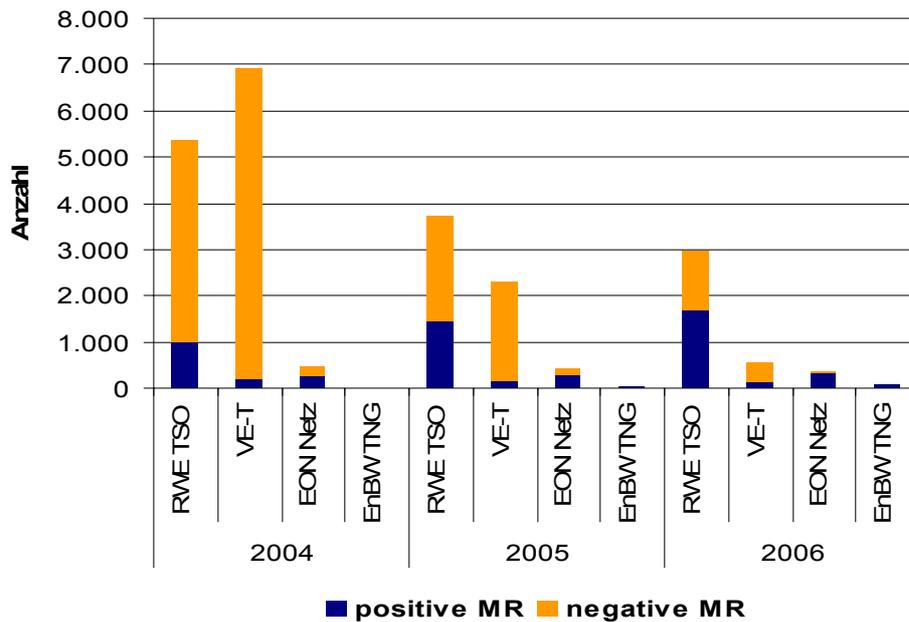


Abbildung 10: Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der MR innerhalb der vier deutschen Regelzonen in den Jahren 2004 – 2006

In Tabelle 5 wird die Einsatzhäufigkeit positiver und negativer Minutenreserve je ÜNB dargestellt. Bei näherer Betrachtung der Verteilung der Einsätze von positiver und negativer Minutenreserve zwischen den ÜNB fällt auf, dass nicht nur die Einsatzhäufigkeit sondern auch das Vorzeichen der benötigten Regelenergie stark von der jeweiligen Regelzone abhängt. Insgesamt wird bei RWE TSO am häufigsten Minutenreserve abgerufen. Bei E.ON Netz wird nur ein geringer Teil an negativer Minutenreserve und bei EnBW TNG wird keine negative Minutenreserve abgerufen.

	2006		
	positiv	negativ	Summe
RWE TSO	1670	1292	2962
VE-T	148	408	556
EON-Netz	320	30	350
EnBW TNG	72	0	72
Summe	2210	1730	3940

Tabelle 5: Einsatzhäufigkeit Minutenreserve in 2006

Parallel zur Entwicklung der Häufigkeit des Einsatzes ist auch die Summe der abgerufenen Leistung in nahezu gleichem Ausmaß zurückgegangen. Auf Grundlage der 2210 Abrufe positiver und der 1730 Abrufe negativer Minutenreserve lässt sich in Verbindung mit der

insgesamt abgerufenen Leistung für das Jahr 2006 ein Durchschnitt von ca. 234 MW positiver und ca. 275 MW negativer Minutenreserveleistung pro Abruf berechnen. 2005 lagen diese Werte bei ca. 222 MW für positive und ca. 250 MW für negative Minutenreserveleistung. Die Höhe der durchschnittlich abgerufenen Minutenreserve differiert zwischen den Regelzonen hingegen weniger stark.

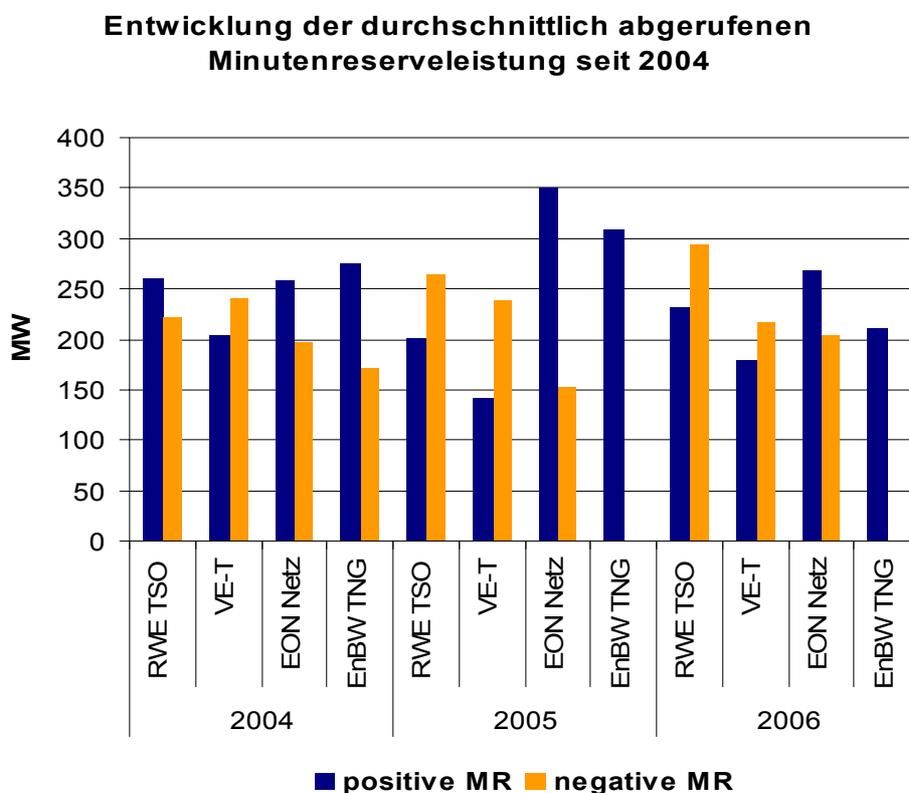


Abbildung 11: Entwicklung der Durchschnittswerte der 2004 - 2006 von den ÜNB abgerufenen MR

Zum sogenannten Gegeneinanderregeln kommt es beim Einsatz der Minutenreserve nur relativ selten. Während dies im Jahr 2005 in 0,19 Prozent der 35.040 viertelstündigen Perioden der Fall war, ist in 2006 in ca. 0,03 Prozent gegeneinander geregelt worden. Das entspricht einem unter Umständen vermeidbaren Abruf von Minutenreserve in Höhe von insgesamt 1.320 MW. Die betroffenen Perioden sind ausschließlich dem Dezember 2006 zuzuordnen.

3.1.3.3 Bilanzausgleich

Grundsätzliches zum Bilanzausgleich

Die Vorgaben zum Bilanzausgleich innerhalb der einzelnen Regelzonen ergeben sich aus den Regelungen der §§ 4, 5 StromNZV. Außerdem werden einzelne technische Fragen im Transmission Code 2003⁴⁷ geregelt, der zurzeit überarbeitet wird.

Zum Bilanzausgleich zählt zum einen die Beschaffung von der zum Ausgleich zwischen Ein- und Auspeisung benötigten Energie durch den ÜNB (sog. Regelenergie und -leistung) und zum anderen die Abrechnung der durch die Bilanzkreisverantwortlichen benötigten Energie (sog. Ausgleichsenergie) und die damit verbundenen Regelungen.

Beschaffung von Regelenergie

Die Beschaffung von Regelenergie ist eine der zentralen, in der Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber liegenden Aufgaben. Regelenergie dient dem Ausgleich von

⁴⁷ vgl. VDN: Transmission Code 2003, 08/2003.

Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch, welche durch stochastische Lastschwankungen, unvorhersehbare Kraftwerksausfälle oder auch durch fluktuierende Windenergieeinspeisungen hervorgerufen werden, und ist für die Gewährleistung der Systemsicherheit zwingend erforderlich. Da elektrische Energie nur begrenzt speicherbar ist, muss dieser Ausgleich permanent, d.h. zu jedem Zeitpunkt erfolgen. Es gibt drei Arten von Regelenergie, die sich hinsichtlich ihrer Aktivierungsgeschwindigkeit unterscheiden. Die Primärregelung setzt automatisch bereits wenige Sekunden nach einem Leistungsungleichgewicht ein und wird solidarisch von allen Primärregelleistung erbringenden Kraftwerken innerhalb des europaweiten Verbundnetzes (UCTE-Netz⁴⁸) erbracht. Die Sekundärregelenergie löst die Primärregelung nach wenigen Minuten ab und wird von jedem Übertragungsnetzbetreiber eigenverantwortlich zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten innerhalb seiner Regelzone eingesetzt. Bei länger andauernden Ungleichgewichten kann der Übertragungsnetzbetreiber zur Entlastung der Sekundärregelenergie zusätzlich Minutenreserve aktivieren, die innerhalb von 15 Minuten zur Verfügung stehen muss.

Minutenreserve

Mit einem Beschluss hat die Bundesnetzagentur am 29.08.2006 zur Erhöhung der Transparenz und Effizienz bei der Beschaffung von Minutenreserve die Bedingungen einer gemeinsamen Ausschreibung durch alle Übertragungsnetzbetreiber auf einer gemeinsamen Internetplattform entsprechend § 6 Abs. 1 StromNZV, § 22 EnWG festgelegt. Dies ist für die weitere Marktentwicklung insofern von hoher Bedeutung, da Regelenergie ein wesentlicher Kostenblock bei den Netzentgelten der Übertragungsnetzbetreiber ist, auf dessen langfristige Absenkung durch einen funktionierenden Anbieterwettbewerb die Festlegung abzielt (vgl. Kapitel 3.1.3.2). Daneben spielt die Regelenergie als Basis für die Kosten der Ausgleichsenergie eine wichtige Rolle für die unmittelbaren Kosten von Stromlieferanten.

Zentrale Punkte der Festlegung waren die Vorgaben einer auf einer gemeinsamen Internetplattform täglich zu erfolgenden einheitlichen Ausschreibung aller Übertragungsnetzbetreiber, einer auf 15 MW reduzierten Mindestlosgröße, einheitlicher Zeitscheiben sowie die angebotsscharfe Veröffentlichung aller anonymisierten Angebote unmittelbar im Anschluss an die Ausschreibung mit Angabe von Leistungspreis, Arbeitspreis, angebotener Leistung sowie der Information über die Zuschlagserteilung. Die neuen Ausschreibungsmodalitäten für die Erbringung von Minutenreserve sind zum 01.12.2006 in Kraft getreten. Die Ausschreibungsergebnisse mit den Angebotslisten sind unter der zu diesem Zweck von den Übertragungsnetzbetreibern eingerichteten Internetseite www.regelleistung.net einsehbar. Die Festlegung ist im Markt durchweg begrüßt worden. Sie ist zudem bestandskräftig.

Kurz nach In-Kraft-Treten der Festlegung war ab dem 04.12.2006 ein starker Preisanstieg zu beobachten. So wurde ein Sprung der täglichen Leistungspreise von etwa 100 bis 200 Euro/MW pro Tag auf über 1.000 Euro/MW pro Tag ersichtlich. Bei dem starken Preisanstieg handelte es sich jedoch um einen temporären Effekt. Die Hintergründe für diesen Preisanstieg sind unklar, zu beobachten war jedoch ein kurzzeitiger Liquiditätsengpass auf dem Minutenreservemarkt. Inwieweit hier zufällige Koinzidenzen oder gezielte Marktmanipulation einiger Akteure eine Rolle spielten, kann derzeit nicht abschließend beurteilt werden. Inzwischen sind diese Preissteigerungen wieder abgebaut. Die Preise für Minutenreserve liegen nunmehr in der Regel auf dem Ausgangsniveau vom 30.11.2006.

Primär- und Sekundärregelung

Die Bundesnetzagentur hat am 31.08.2007⁴⁹ analog zur Minutenreserve grundlegende Festlegungen zu den Ausschreibungsbedingungen bei der Primär- und Sekundärregelung beschlossen, um die Transparenz bei den Ausschreibungsverfahren zu erhöhen sowie die Rahmenbedingungen für die Teilnahme neuer Anbieter auf diesen Märkten deutlich zu verbessern. Insbesondere der Sekundärregelung kommt dabei aufgrund ihrer zentralen Funktion des von jedem ÜNB für seine Regelzone eigenverantwortlich durchzuführenden Ausgleichs von Leistungsungleichgewichten eine besondere Rolle zu. Dies spiegelt sich zum einen in der Höhe

⁴⁸ UCTE: Union for the Coordination of Transmission of Electricity.

⁴⁹ Nach Redaktionsschluss eingefügt.

des Bedarfes an Sekundärregelenergie und damit auch im Marktvolumen wider, welches das Marktvolumen der beiden anderen Regelenergiearten deutlich übersteigt (vgl. Kapitel 3.1.3.2). Zum anderen sind bei der Sekundärregelung besondere technische Anforderungen hinsichtlich der Einbindung der die Sekundärregelenergie erbringenden technischen Anlagen in den Leistungs-Frequenz-Regler des ÜNB zu erfüllen. Bei der Primärregelung erfolgt die Steuerung dezentral an den technischen Anlagen selbst durch die Netzfrequenz.

Der Bedarf an Primär- und Sekundärregelenergie wird derzeit noch auf halbjährlicher Basis von jedem ÜNB über eine eigene Ausschreibung gedeckt. Der Markt für Primär- und Sekundärregelung ist dabei geprägt von jeweils nur fünf Anbietern. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um die Kraftwerksgesellschaften der großen Versorgungsunternehmen. Ziel der Festlegungen muss daher insbesondere sein, Marktzutritte neuer Anbieter zu fördern und dadurch mittel- und langfristig durch wachsenden Wettbewerbsdruck preisdämpfende oder sogar -senkende Effekte zu erzielen.

Gegenstand der von der Bundesnetzagentur am 31.08.2007 getroffenen Festlegungen zur Primär- und Sekundärregelung ist daher konkret die Durchführung von gemeinsamen Ausschreibungen auf der von den ÜNB eingerichteten gemeinsamen Internetplattform www.regelleistung.net. Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur, ähnlich wie bei der Minutenreserve, Festlegungen zu treffen zu den Mindestangebotsgrößen, zu den Ausschreibungszeiträumen und -zeitpunkten, zu einheitlichen Zeitscheiben, zur Zuschlagserteilung und bei der Sekundärregelenergie auch zum Abruf sowie zur Veröffentlichung von Angebotsdaten und den Ergebnissen der Ausschreibung getroffen. Vorausgegangen sind intensive Gespräche und Konsultationen mit den betroffenen Marktakteuren. Die Vorgaben der Bundesnetzagentur, die unter www.bundesnetzagentur.de veröffentlicht wurden, sind – mit wenigen Ausnahmen - mit der am 01.12.2007 beginnenden Ausschreibungsperiode umzusetzen.

Vereinheitlichung der Bilanzkreisverträge

Die derzeit von den vier ÜNB in ihren Regelzonen verwendeten Bilanzkreisverträge regeln uneinheitlich die Abwicklung von Stromlieferungen und die Erbringung von Regelenergie im Verhältnis zwischen bilanzkreisverantwortlichem Händler und ÜNB. Da viele der Bilanzkreisverantwortlichen in mehreren Regelzonen tätig werden, sehen sie sich mit verschiedenen Verträgen konfrontiert, deren Vereinheitlichung gewünscht ist. Die Bundesnetzagentur hat daher gemäß § 28 StromNZV das Standardangebotsverfahren zur Vereinheitlichung der Bilanzkreisverträge eröffnet. Unter Berücksichtigung der knapp 50 eingegangenen Stellungnahmen hat die Bundesnetzagentur einen neuen Entwurf des Standardbilanzkreisvertrages erarbeitet und im Markt zur Diskussion gestellt. Auf Basis der im Rahmen dieser Konsultationsrunde eingegangenen Stellungnahmen beabsichtigt die Bundesnetzagentur, einen Bilanzkreisstandardvertrag vorzulegen.

Ausgleichsenergiepreise

Zur Bildung des viertelstündlichen Preises für Ausgleichsenergie je Regelzone ermittelt der jeweilige ÜNB zunächst die Kosten für den Ausgleich des Regelzonensaldos der entsprechenden Viertelstunde. Hierzu werden zunächst die Arbeitspreise der eingesetzten Minutenreserve- und Sekundärregelungsangebote mit der jeweils abgerufenen Leistung multipliziert und anschließend addiert. Diese Kosten sind vom ÜNB an die jeweiligen Anbieter der Regelenergie zu entrichten. Zur Ermittlung des Arbeitspreises für Ausgleichsenergie werden die ermittelten Kosten nun noch durch den Regelzonensaldo dividiert und auf Stundenbasis umgerechnet. Hierbei handelt es sich um einen Einheitspreis für Mehr- und Minder-einspeisungen. Abhängig von ihrem Verhalten im Verhältnis zum Regelzonensaldo müssen Bilanzkreise entsprechend ihrem leistungsmäßigen Beitrag zum Ungleichgewicht der Regelzone den Ausgleichsenergiepreis an den ÜNB entrichten. Im umgekehrten Fall bekommt der Bilanzkreis eine Vergütung auf Basis des ermittelten Ausgleichsenergiepreises.

Die Arbeitspreise der eingesetzten Sekundär- und Minutenreserve bestimmen also die im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung zu zahlenden Ausgleichsenergiepreise. Die Preise für

Ausgleichsenergie lagen in 2005 im Mittel noch bei 3,1 ct/kWh. Im Jahr 2006 sind sie auf 4,4 ct/kWh im Mittel angestiegen. Zwar hat sich damit der Ausgleich von unvorhergesehenen Schwankungen zwischen Einspeisung und Entnahme verteuert, jedoch wird damit grundsätzlich auch der Anreiz für Bilanzkreisverantwortliche erhöht, den eigenen Bilanzkreis möglichst ausgeglichen zu halten. Bei den Maxima der Ausgleichsenergiepreise stellt sich die Entwicklung innerhalb der vier Regelzonen sehr unterschiedlich dar. Während die Maxima bei zwei der ÜNB mit bis zu etwa 87 Prozent deutlich zurückgegangen sind, ist der maximal zu zahlende Ausgleichsenergiepreis in den beiden anderen Regelzonen um bis zu 47 Prozent gestiegen. Tabelle 6 verdeutlicht, dass im Einzelnen zwar kein echter Trend zu erkennen ist, zeigt aber auch, dass es in 2006 weniger extreme Preisausschläge nach oben gegeben hat.

	RWE TSO	EnBW TNG	E.ON Netz	VE-T
2004	15,5 ct/kWh	16,7 ct/kWh	60,1 ct/kWh	30,0 ct/kWh
2005	42,2 ct/kWh	36,8 ct/kWh	256,3 ct/kWh	20,0 ct/kWh
2006	62,2 ct/kWh	21,5 ct/kWh	32,5 ct/kWh	25,0 ct/kWh

Tabelle 6: Entwicklung (Maxima) der Ausgleichsenergiepreise

Die extremen Schwankungen der Maxima der Ausgleichsenergiepreise sind in der Regel auf eine Verkettung mehrerer Umstände zurückzuführen, die zusammengenommen mit ungünstigen Marktverhältnissen zu den genannten Preisausschlägen führen können. Eine solche Verkettung wird im Folgenden anhand eines Beispiels dargelegt.

Zum Zeitpunkt des maximalen Ausgleichsenergiepreises 2006 für die Regelzone RWE TSO (25.07.2006, 16:45 h - 17:00 h) kann zunächst festgestellt werden, dass neben positiver Sekundärregelleistung (432 MW) auch positive Minutenreserve (197 MW) eingesetzt werden musste. Dies ist von besonderer Bedeutung, da der Ausgleichsenergiepreis auf Basis der insgesamt eingesetzten Sekundär- und Minutenreserveleistung berechnet wird. Weiterhin lagen die Temperaturen im Juli 2006 laut Angaben des Deutschen Wetterdienstes (DWD)⁵⁰ insbesondere westlich des Rheins um 6°C höher als im Referenzzeitraum, und am Tag des Maximums wurden lokal teilweise über 30°C gemessen. Bevorstehende Probleme mit der Temperatur des Kühlwassers für die thermischen Kraftwerke können ein Grund dafür gewesen sein, dass auch die Spotmarkt-Preise der EEX am Tag des Maximums mit rund 223 Euro/MWh (Phelix-Day-Base) bzw. rund 389 Euro/MWh (Phelix-Day-Peak) deutlich über dem Durchschnitt lagen. Es ist davon auszugehen, dass dies preistreibend auf die im Vergleich zur Sekundärregelleistung ohnehin schon höheren Arbeitspreise der Minutenreserve gewirkt hat. Tatsächlich lag auch der maximale Arbeitspreis für positive Minutenreserve mit 450 ct/kWh⁵¹ zum relevanten Zeitpunkt deutlich über dem Durchschnitt.

Zusammenfassend können die Maxima der Ausgleichsenergiepreise daher v.a. mit dem zusätzlichen Einsatz von Minutenreserve in Verbindung gebracht werden, deren Leistungs- und Arbeitspreise im Gegensatz zur Sekundärregelleistung täglich auf veränderte Marktverhältnisse reagieren können. Eine Analyse der übrigen Maxima, auch aus dem Vorjahr, bestätigt diese Zusammenhänge. Offensichtlich sind die Schwankungen der Ausgleichsenergiepreise also auf energiewirtschaftlich relevante Vorgänge wie beispielsweise auch die Wetterverhältnisse und nicht etwa auf wettbewerbsverzerrende Maßnahmen einzelner Anbieter zurückzuführen. Die durchschnittlich in 2006 zu zahlenden Ausgleichsenergiepreise bei negativem und positivem Regelzonensaldo sind in Tabelle 7 dargestellt. Für positive Regelzonensalden lagen die

⁵⁰ <http://www.dwd.de/de/FundE/Klima/KLIS/daten/online/klimakarten/showmap.htm>.

⁵¹ <http://www.rwetransportnetzstrom.com>.

durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise zwischen 7,81 ct/kWh (E.ON Netz) und 10,39 ct/kWh (VE-T). Für negative Regelzonensalden lagen die durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise zwischen 0,16 ct/kWh (E.ON Netz) und 0,71 ct/kWh (EnBW TNG).

	RWE TSO	EnBW TNG	E.ON Netz	VE-T
Durchschnitt der Ausgleichsenergiepreise bei positivem Regelzonensaldo	8,63 ct/kWh	7,98 ct/kWh	7,81 ct/kWh	10,39 ct/kWh
Durchschnitt der Ausgleichsenergiepreise bei negativem Regelzonensaldo	0,19 ct/kWh	0,71 ct/kWh	0,16 ct/kWh	0,23 ct/kWh

Tabelle 7: Durchschnitt der Ausgleichsenergiepreise in 2006

In Abbildung 12 und Abbildung 13 ist jeweils die Verteilung der Bilanzausgleichspreise dargestellt. Dazu wurden die aufgetretenen Ausgleichsenergiepreise zum einen bei positivem Regelzonensaldo und zum anderen bei negativem Regelzonensaldo absteigend sortiert. Ist das Regelzonensaldo negativ, so liegt die Einspeisung in der jeweiligen Regelzone über dem Verbrauch. Ist das Regelzonensaldo positiv, ist die Ausspeisung in der jeweiligen Regelzone größer als die Einspeisung zu diesem Zeitpunkt.

Bei den Preisen der Ausgleichsenergie bei negativem Regelzonensaldo ist auffällig, dass die Preise bei EnBW TNG eine sehr geringe Zahl unterschiedlicher Niveaus einnehmen. Dies ist auf den ausschließlichen Einsatz von negativer Sekundärregelleistung zurückzuführen, deren Arbeitspreise im Gegensatz zur Minutenreserve bis zu einem halben Jahr konstant bleiben. Eine Änderung des Ausgleichsenergiepreises hängt damit ausschließlich von der benötigten Leistung bzw. den damit zu bezahlenden Arbeitspreisen der zum Zuge gekommenen Anbieter ab. Neben dem Niveau und der Verteilung der Ausgleichsenergiepreise ist bei den Übertragungsnetzbetreibern auch die Anzahl der Viertelstunden, in denen das Regelzonensaldo negativ war, unterschiedlich. Die Anzahl der Viertelstunden reicht von rund 15.000 Viertelstunden bei EnBW TNG bis zu ca. 21.000 bei E.ON Netz. Entsprechend weist E.ON Netz mit rund 14.000 Viertelstunden die geringste Anzahl von Viertelstunden mit positivem Regelzonensaldo auf. Bei RWE TSO waren es in 2006 etwa 17.500 Viertelstunden und bei VE-T etwa 16.500 Viertelstunden mit positivem Regelzonensaldo. Bei den Ausgleichsenergiepreisen bei positivem Regelzonensaldo liegen wie auch bereits im Jahr 2005 v.a. die Preise in der Regelzone von VE-T auf konstantem Niveau. Die Ausgleichsenergiepreise waren auch 2006 hier im Durchschnitt am höchsten.

Ausgleichsenergiepreise bei negativem Regelzonensaldo 2006

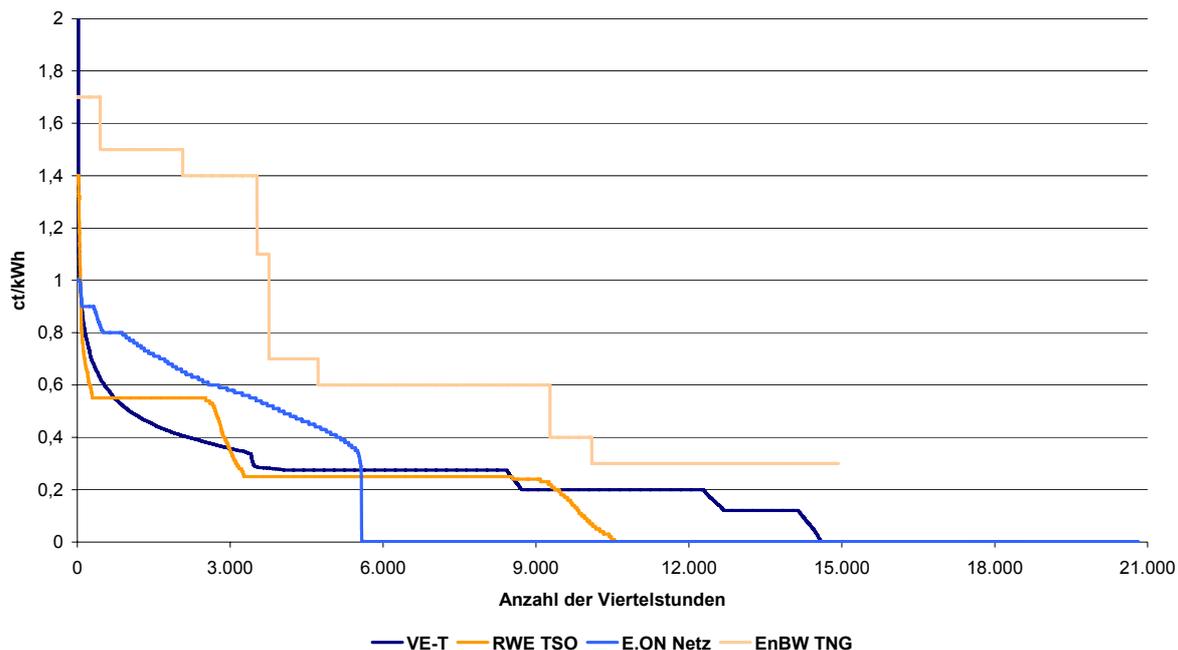


Abbildung 12: Ausgleichsenergiepreise bei negativem Regelzonensaldo in 2006 (Maximum des Ausgleichsenergiepreises bei VE-T betrug 11 ct/kWh in 2006)

Ausgleichsenergiepreise bei positivem Regelzonensaldo 2006

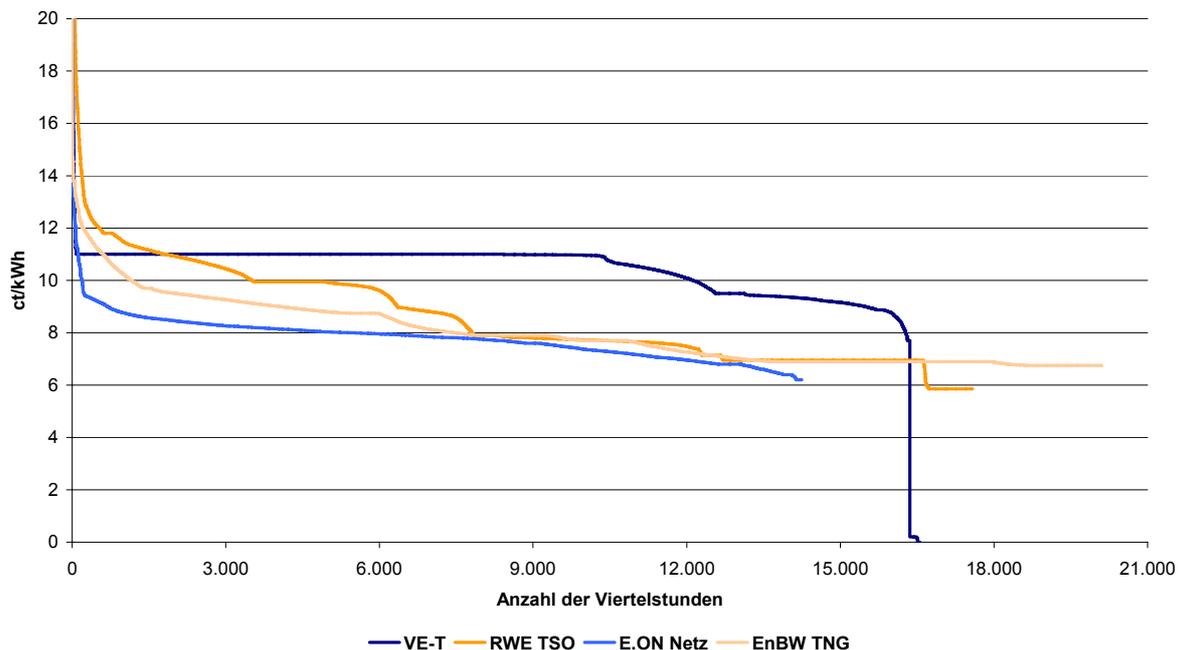


Abbildung 13: Ausgleichsenergiepreise bei positivem Regelzonensaldo in 2006

Die Bundesnetzagentur wird sich im Rahmen ihrer Untersuchungen weiterhin näher mit den Gründen für die dargestellten Effekte beschäftigen.

In Summe sind die jährlichen Ausgaben der Ausgleichsenergie im Jahr 2006 angestiegen. Waren es 2005 noch insgesamt rund 213 Mio. Euro, so ist dieser Wert 2006 auf etwa 360 Mio. Euro angestiegen. Ermittelt wurden die Angaben in Abbildung 14 durch Multiplikation des Regelzonensaldo je Viertelstunde und Regelzone mit dem Ausgleichsenergiepreis in dieser Viertelstunde für die jeweils betroffene Regelzone. Gründe für diese Steigerung finden sich in

der insgesamt gestiegenen durchschnittlich abgerufenen Sekundärregelleistung (vgl. Abbildung 9) sowie dem generellen Anstieg der Arbeitspreise der eingesetzten Regelenergieprodukte. Hierbei ist insbesondere der Preis für positive Sekundärregelung hervorzuheben, da diese mehrheitlich zum Einsatz kommt.

Jährliche Aufwendungen für Ausgleichsenergie seit 2005

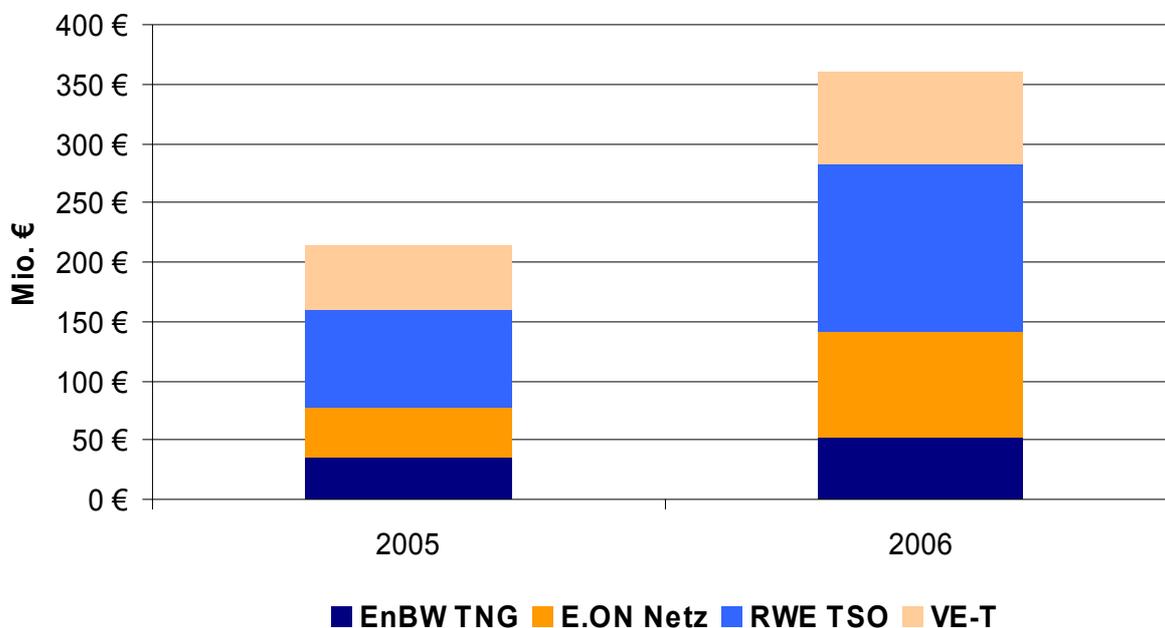


Abbildung 14: Jährliche Aufwendungen für Ausgleichsenergie in Summe und je Regelzone seit 2005

Diese Aufwendungen werden über die Bilanzkreisabrechnung von den vier Übertragungsnetzbetreibern auf die Bilanzkreisverantwortlichen in ihren jeweiligen Regelzonen in Relation zu deren Beitrag zum Regelzonensaldo gewälzt. Der größte Teil der Ausgaben geht dabei, wie in Abbildung 15 dargestellt, auf den Abruf positiver Sekundärregelung zurück. Etwa 51 Prozent der für Minutenreserve und Sekundärregelleistung insgesamt eingesetzten Energiemengen entfallen auf die positive Sekundärregelleistung und etwa 46 Prozent auf die negative Sekundärregelleistung. Die verbleibenden drei Prozent verteilen sich zu fast gleichen Teilen auf die positive und die negative Minutenreserve.

Eingesetzte Minutenreserve und Sekundärregelleistung 2006

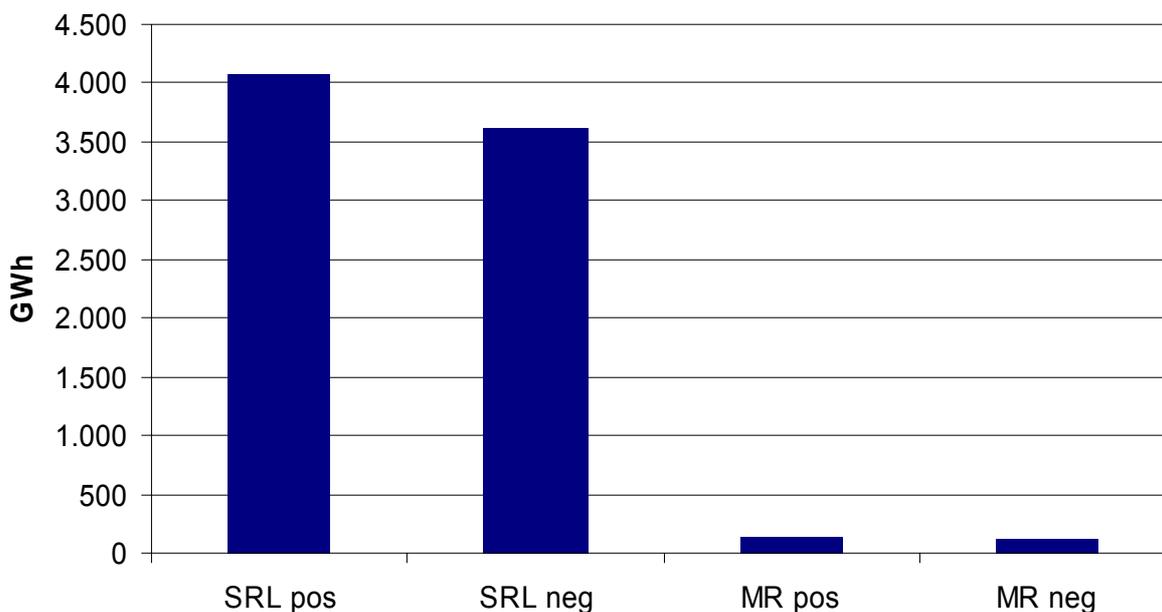


Abbildung 15: Eingesetzte Energiemengen in den Bereichen Minutenreserve und Sekundärregelleistung (2006)

Abrechnung der Ausgleichsenergie

Die von den ÜNB gestellten Anträge auf Verlängerung der Abrechnungsfrist bzw. der Aussetzung der fristgerechten Abrechnung nach § 8 Abs. 2 StromNZV werden von der Bundesnetzagentur im Rahmen der Etablierung eines Systems zur Bilanzkreisabrechnung, welches Bestandteil der Bilanzkreisverträge ist, behandelt.

Das vom VDN vorgelegte und zwischen den ÜNB und dem Verband Kommunaler Unternehmen e.V. abgestimmte Konzept, das die Abrechnung der Bilanzkreise im Rahmen eines 42 Werktag-Zeitraumes nach einer Übergangszeit ermöglichen sollte, ist von der Bundesnetzagentur im Markt konsultiert worden. Die Auswertung der eingegangenen Stellungnahmen hat ergeben, dass für eine praktische Ausgestaltung bestimmte Vorgaben aus dem Konzept, u.a. zur Gestaltung der Abläufe, weiter konkretisiert werden mussten. Seitdem wurden der Bundesnetzagentur mehrere zunehmend ausdifferenzierte Versionen des Konzeptes vorgelegt. Aufgrund der Komplexität der zu klärenden Fragen sowie der Vielzahl der beteiligten Akteure - die Regelungen betreffen sowohl die ÜNB, also auch die BKV und die VNB - sind auch in der aktuellsten Version noch diverse Diskussionspunkte offen. Diese werden derzeit von der Bundesnetzagentur in Zusammenarbeit mit den betroffenen Parteien weiter bearbeitet.

Fahrplanmanagement

Grundsätzlich sind Fahrplananmeldungen, in denen die Bilanzkreisverantwortlichen den Übertragungsnetzbetreibern die geplanten Stromliefer- und -handelsgeschäfte für den jeweiligen Tag (auf Basis von viertelstündlichen Werten) mitteilen, gemäß § 5 Abs. 1 StromNZV bis 14:30 Uhr des Vortags möglich. Für untertägliche Fahrplanänderungen sieht § 5 Abs. 2 StromNZV vor, dass Fahrpläne innerhalb einer Regelzone sowie regelzonen-übergreifende Fahrpläne mit einem zeitlichen Vorlauf von mindestens drei Viertelstunden zu jeder Viertelstunde eines Tages geändert werden können. Die Regelungen nach § 5 Abs. 3 StromNZV sehen weiter vor, dass Fahrplanänderungen regelzonen-intern auch bis 16 Uhr des Folgetages möglich sind.

Bis Ende 2006 galt für regelzonen-übergreifende Fahrplanänderungen eine Übergangslösung mit abweichenden Vorlaufzeiten für untertägliche Fahrplanänderungen. Die Übergangslösung wurde zu Jahresbeginn von den ÜNB durch die gesetzlich geltenden Fristen abgelöst. In den

ersten Monaten wurde ein Teil der Fahrplanänderungen weiterhin manuell durch die ÜNB abgewickelt, da eine automatisierte Lösung nicht vollständig zu Beginn des Jahres 2007 umgesetzt werden konnte. Um die Nutzung des untertäglichen Fahrplanmanagements durch die Marktteilnehmer einschätzen zu können, werden von den ÜNB monatlich Berichte über die Anzahl der von Fahrplanänderungen betroffenen Bilanzkreise und die Anzahl sowie das Volumen der Fahrplanänderungen an die Bundesnetzagentur übersandt. Hierbei wird unterschieden zwischen untertäglichen Fahrplanänderungen und Fahrplanänderungen aufgrund von Kraftwerksausfällen.

Die Entwicklung der Anzahl der beteiligten Bilanzkreise an Fahrplanänderungen aufgrund von Kraftwerksausfällen und an untertäglichen Fahrplanänderungen ist in Abbildung 16 dargestellt. Die Anzahl der beteiligten Bilanzkreise an Fahrplanänderungen aufgrund von Kraftwerksausfällen hat sich 2006 im Wesentlichen konstant gehalten, während die Anzahl der an untertäglichen Fahrplanänderungen beteiligten Bilanzkreise zum vierten Quartal 2006 deutlich angestiegen ist.

Anzahl der an Fahrplanänderungen beteiligten Bilanzkreise

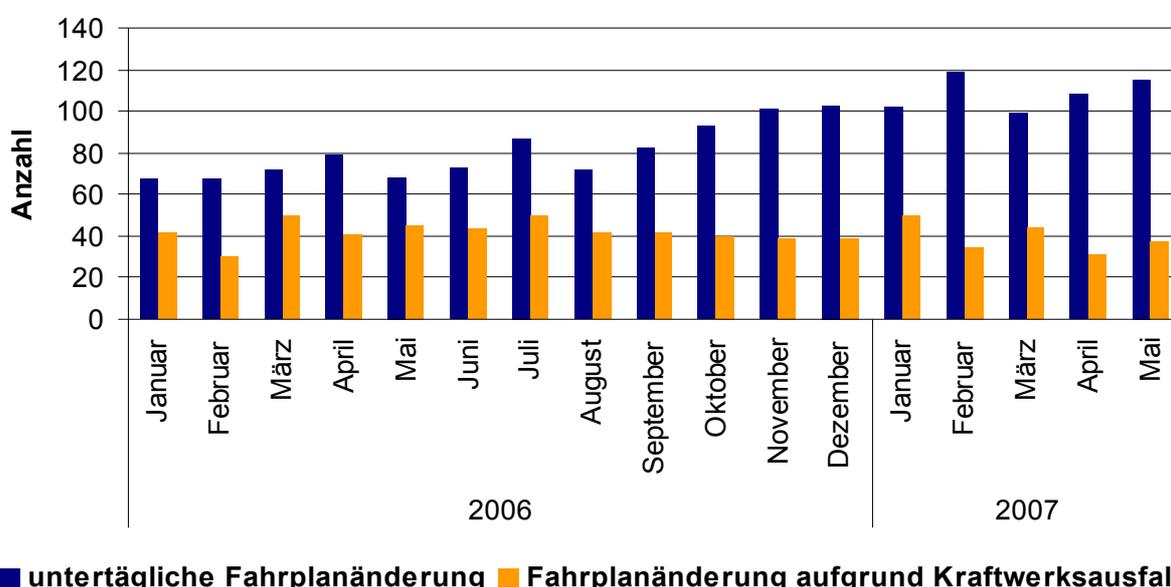


Abbildung 16: Entwicklung der Anzahl beteiligter Bilanzkreise an Fahrplanänderungen aufgrund Kraftwerksausfall und untertäglicher Fahrplanänderung seit 2006

Die Entwicklung der Anzahl und des Volumens der Fahrplanänderungen aufgrund von Kraftwerksausfällen zeigt Abbildung 17.

Anzahl und Volumen der Fahrplanänderung mit Vorlauf von 60 Minuten zur vollen Stunde (bis Ende 2006) bzw. 45 min zur Viertelstunde (seit Anfang 2007)

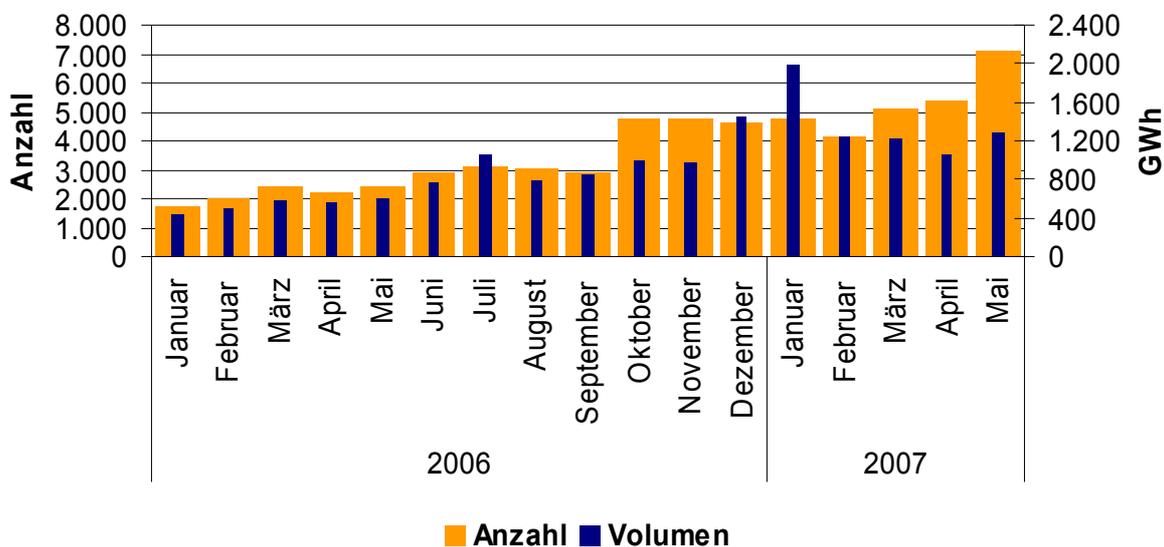


Abbildung 17: Entwicklung der Anzahl und des Volumens der Fahrplanänderungen mit Vorlauf von 60 Minuten zur vollen Stunde (bis Ende 2006) bzw. 45 Minuten zur Viertelstunde (seit Anfang 2007)

Der in Abbildung 17 ersichtliche Anstieg der Fahrplanänderungen sowie der in Abbildung 16 erkennbare Anstieg beteiligter Bilanzkreise zum vierten Quartal 2006 ist offensichtlich auf den Start des Intra-Day-Marktes an der norwegischen Strombörse Nord Pool "Elbas Kontek Germany" für Deutschland und die zeitgleiche Etablierung einer Handelsplattform für den untertäglichen Handel an der deutschen Strombörse EEX zurückzuführen.

Ein weiterer Schwerpunkt der Bundesnetzagentur im Bereich Fahrplanmanagement wird zukünftig im Bereich der grenzüberschreitenden Fahrplanänderungsmöglichkeiten liegen. Dies steht im engen Zusammenhang zur Einführung bzw. Verbesserung von untertäglichen Kapazitätsauktionen. Koordinierte untertägliche Engpassmanagementverfahren sollen gemäß der Engpassmanagementleitlinien an allen Grenzen bis zum 01.01.2008 eingeführt werden. Dieses Thema wird auch im Rahmen der Regionalen Initiativen, bei denen die Verbesserung und verstärkte Koordinierung der Engpassmanagementverfahren im Vordergrund steht, weiter verfolgt werden.

3.1.3.4 Veröffentlichung angemessener Informationen

In der EG-Verordnung 1228/2003, an verschiedenen Stellen im EnWG sowie in der StromNZV, der StromNEV und der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) finden sich Verpflichtungen, die sich an die Betreiber von Übertragungs- bzw. Verteilernetzen richten und zur Veröffentlichung bestimmter Daten über das jeweilige Netz, den Betreiber und geltende Vertragsbedingungen auffordern. Diese Vorschriften tragen dem Transparenzerfordernis und damit dem Grundgedanken Rechnung, dass die Entwicklung eines funktionierenden Wettbewerbs nicht nur klar abgegrenzter Zugangsbedingungen und behördlich genehmigter Zugangsentgelte bedarf, sondern dass potentielle Netznutzer auch auf die Kenntnis diverser Schlüsselinformationen über das Netz angewiesen sind, die typischerweise nur dem jeweiligen

Netzbetreiber selbst im Detail bekannt sind. Darüber hinaus dienen zahlreiche Veröffentlichungspflichten der Gewährleistung des Verbraucherschutzes.

Übertragungsnetze

Im Jahr 2006 wurden im Bereich der ÜNB die gesetzlich geforderten Veröffentlichungen im Internet weitgehend umgesetzt. Im Vergleich zu 2005 wurde die Datenaktualität bei der Veröffentlichung des viertelstündigen Regelzonensaldos deutlich verbessert. Auch bei der Veröffentlichung von Musterverträgen nach § 20 Abs. 1 EnWG gab es Fortschritte. Hier fehlen nur noch wenige Angaben.

Im Jahr 2006 gab es vereinzelte Anfragen Dritter zur Handhabbarkeit der zur Verfügung gestellten Daten. Auch hier wurde die Veröffentlichungspraxis durch die ÜNB nach Aufforderung durch die Bundesnetzagentur in 2006 angepasst, so dass auch das Herunterladen von Monatszeitreihen für nahezu alle relevanten Datensätze nun möglich ist. Darüber hinaus ist die Verbesserung der Transparenz in vielen der Regionalen Märkte der in 2006 ins Leben gerufenen Regionalen Initiativen von ERGEG aufgegriffen worden. Ziel eines im Rahmen der Region Nordeuropa von der Bundesnetzagentur erstellten Transparenzberichtes ist es, eine europaweit harmonisierte Auslegung der Engpassmanagement-Leitlinien zu erreichen (siehe hierzu auch Kapitel 3.1.2.1). Daher wird dieser Bericht auch in den Regionen Zentralwesteuropa und Zentralosteuropa diskutiert. Die Umsetzung dieser zusätzlichen Veröffentlichungspflichten durch die deutschen ÜNB wird die Bundesnetzagentur in das bislang bereits praktizierte qualitative und quantitative Monitoring in diesem Bereich mit einbeziehen.

Verteilernetze

Abgefragt wurde im Monitoringverfahren 2007 gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 10 EnWG, welchen Veröffentlichungspflichten Verteilernetzbetreiber nachgekommen sind. Das EnWG sowie StromNEV, StromNZV und NAV sehen hier verschiedene Veröffentlichungspflichten vor. Bestimmte Veröffentlichungspflichten richten sich nur an einen eingeschränkten Kreis der Verteilernetzbetreiber, z.B. § 12 Abs. 3 StromNZV. Bei Veröffentlichungspflichten, die alle Verteilernetzbetreiber betreffen, liegt noch keine vollständige Erfüllung vor. In mehreren Fällen, in denen die Veröffentlichung der Informationen im Monitoring 2006 bejaht wurde, konnte bei einer Untersuchung der Bundesnetzagentur festgestellt werden, dass eine transparente und leicht auffindbare Verortung der gesuchten Informationen noch nicht ausreichend genutzt und eine regelmäßige Aktualisierung der Daten nicht immer vorgenommen wird. Zudem ist zu konstatieren, dass sich bei zahlreichen Verteilernetzbetreibern diese Internetseiten immer noch „im Aufbau“ oder „in Bearbeitung“ befinden.

Die Daten aus dem Monitoring 2007 machen deutlich, dass eine zum Teil erhebliche Anzahl von Verteilernetzbetreibern einzelnen Veröffentlichungspflichten nicht im Rahmen ihrer gesetzlichen Pflichten nachkommt. Unberücksichtigt bleibt bei dieser Betrachtung die Auffindbarkeit, Aktualität und Qualität der Veröffentlichungspflichten, falls diese durch die Verteilernetzbetreiber erfüllt wurden.

Erfüllung der Veröffentlichungspflicht nach	Ja	Nein	Nein, weil keine Verpflichtung	keine Angabe
§ 19 Abs. 1 EnWG Technische Mindestanforderungen	642	29	3	13
§ 20 Abs. 1 EnWG Bedingungen, Musterverträge und Entgelte für Netzzugang	651	18	2	16
§ 23 EnWG Entgelte für Erbringung von Ausgleichsleistungen	360	46	262	19
§ 12 Abs. 3 StromNZV Ergebnisse der Differenzbilanzierung	282	73	313	19
§ 13 Abs. 3 StromNZV Preis für Jahresmehr- bzw. Jahresminderungen	542	96	33	16
§ 15 Abs. 5 i. V. m. Abs. 4 StromNZV Engpässe	212	90	371	14
§ 17 Abs. 2 StromNZV diverse Veröffentlichungspflichten für Verteilernetzbetreiber	622	39	14	12
§ 10 Abs. 2 StromNEV Höhe der Durchschnittsverluste / Beschaffungskosten Verlustenergie	615	49	9	14
§ 27 Abs. 1 und 2 StromNEV Netzentgelte / Strukturmerkmale	656	14	4	13
§ 4 NAV Veröffentlichung Allgemeiner Bedingungen und Änderung der ergänzenden Bedingungen	622	42	6	17
§ 29 NAV Veröffentlichung über die Möglichkeit einer Anpassung des Netzanschlussvertrages	553	94	16	24

Tabelle 8: Erfüllung der Veröffentlichungspflichten 2006 gemäß Monitoring 2007

Für die Beantwortung der Frage hatten die Netzbetreiber drei gleichwertige Varianten zur Verfügung („Ja“, „Nein“ und „Nein, weil keine Verpflichtung“). Relevant sind daher vor allem die Nein-Antworten. Die Antworten „Nein, weil keine Verpflichtung“ sind – soweit feststellbar – plausibel. Sie resultieren z.B. bei § 12 Abs. 3 StromNZV daraus, dass die Verpflichtung nicht

Netzbetreiber trifft, die weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen haben.

Die Ergebnisse zeigen, dass im Vergleich zum Vorjahr den Veröffentlichungspflichten verstärkt nachgekommen wurde. Allerdings sind strukturelle Daten nach § 17 StromNZV oder netzentgelt-relevante Daten nach § 10 Abs. 2 StromNEV zwingend zu veröffentlichen und hängen nicht vom Vorliegen weiterer Umstände ab, z.B. das Vorliegen eines Engpasses nach § 15 StromNZV.

Die Ergebnisse aus dem Monitoring 2006 führten dazu, dass sich die Bundesnetzagentur mit den Gründen der teilweise mangelhaften Umsetzung und mit Möglichkeiten zur Verbesserung dieser Situation auseinandersetzte. Dabei wurde einerseits eine Konkretisierung und die Definition der Begrifflichkeiten zu den gesetzlichen Veröffentlichungspflichten vorgenommen und andererseits Angaben zur Genauigkeit, zur Veröffentlichungsfrist sowie erforderlichenfalls zum Datenformat ergänzt. Ein so entwickelter Leitfadensoll in Kürze in eine Handlungsempfehlung zur Umsetzung der Veröffentlichungspflichten einfließen.

3.1.4 Anschlüsse und Reparaturen

Die Definitionen der Bundesnetzagentur bezüglich der Dauer der Anschlussherstellung und der Dauer von Reparaturen wurden mit der Datenerhebung für das Monitoring 2007 gegenüber dem Monitoring 2006 geändert.

Nach der angepassten Definition der Bundesnetzagentur umfasst die Dauer der Anschlussherstellung die Zeitspanne vom Beginn der unmittelbaren Anschlussarbeiten bis zur Fertigstellung bzw. Inbetriebnahme. Dabei bleiben die nötigen Tiefbauarbeiten unberücksichtigt. Die Fertigstellung bzw. Inbetriebnahme ist der Zeitpunkt, an dem die Stromlieferung aufgenommen werden könnte. Ermittelt wird der Zeitraum zwischen Beginn und Ende der Herstellung des Anschlusses und nicht die effektiven Arbeitszeitstunden. Die Dauer von Reparaturen beschreibt die Zeit zwischen dem Bericht der Störung und der Wiederherstellung des Betriebsmittels in den ursprünglichen, funktionsfähigen Zustand. Unter Reparatur wird der Vorgang verstanden, bei dem ein defektes Objekt in den ursprünglichen, funktionsfähigen Zustand zurückversetzt wird.

3.1.4.1 Übertragungsnetze

Die Herstellung von Anschlüssen an das Übertragungsnetz folgt immer einer Einzelbetrachtung. Die Umsetzung ist an umfangreiche ordnungspolitische Anforderungen geknüpft, weshalb die Angabe von Durchschnittsdauern nicht repräsentativ ist. Die Auswertung der Datenabfragen für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber ergab, dass deutschlandweit zwei Anschlüsse an das Höchstspannungsnetz (durchschn. Anschlussdauer: 160 Tage), zwei Anschlüsse nachgelagerter Netze (durchschn. Anschlussdauer: 321 Tage) und ein direkter Anschluss (durchschn. Dauer: 224 Tage) an die Umspannungsebene der Höchst-/Hochspannung erfolgt sind. Weiterhin gab es 17 Anschlüsse an das Hochspannungsnetz (durchschn. Anschlussdauer: 81 Tage) sowie einen direkten Anschluss an die Umspannungsebene der Hoch-/Mittelspannung (durchschn. Anschlussdauer: 93 Tage). Im Verantwortungsbereich der deutschen Übertragungsnetzbetreiber erfolgte eine Reparatur in der Umspannungsebene der Hoch-/Mittelspannung, bei der die Reparaturdauer 32 Stunden betrug.

3.1.4.2 Verteilernetze

Zeit für die Herstellung von Anschlüssen und Reparaturen

Auf die Frage nach der Anzahl der Anschlüsse und der benötigten Zeit für die Herstellung von Anschlüssen, haben insgesamt 674 Netzbetreiber geantwortet. Bei einer getrennten Betrachtung der gemeldeten Daten haben 658 Netzbetreiber Angaben zur Anzahl der Anschlüsse und 586 Netzbetreiber zur Dauer der Anschlussherstellung gemacht.

	Netzebene	Anschlussart	Anzahl der Anschlüsse	Durchschnittl. Dauer pro Anschluss [h] ([Tage])
Verteilernetz- betreiber	HöS	Anschlüsse	0	0 (0)
	HöS/HS	nachgelagerte Netze	19	0 (0)
		direkte Kundenanschlüsse	2	0 (0)
	HS	Anschlüsse	17	520,22 (21,7)
	HS/MS	nachgelagerte Netze	5	1.935 (80,6)
		direkte Kundenanschlüsse	28	469,27 (19,6)
	MS	Anschlüsse	3.015	91,05 (3,8)
	MS/NS	nachgelagerte Netze	851	76,61 (3,2)
		direkte Kundenanschlüsse	1.917	47,04 (2,0)
	NS	Anschlüsse	205.888	26,67 (1,1)

Tabelle 9: Anzahl der Anschlüsse und durchschnittliche Anschlussdauer pro Anschluss und Netzebene

Die Tabelle stellt im Wesentlichen den Mehraufwand für höhere Spannungsebenen dar. Eine Bewertung der Anschlüsse/Anschlussdauer der Höchstspannungsebene und der zugehörigen Umspannungsebene ist nicht möglich. Die Höchstspannungsebene nimmt keine Verteilungsfunktion wahr. Für Anschlüsse in der Umspannungsebene HöS/HS sind lediglich Angaben zur Anzahl der erstellten Anschlüsse gemacht worden. Die Angabe der durchschnittlichen Dauer ist nicht erfolgt.

Ein Anschluss an die Hochspannungsebene weist im Vergleich zu den unterlagerten Spannungsebenen die höchste durchschnittliche Anschlussdauer mit umgerechnet 21,7 Tagen für Hochspannungsanschlüsse sowie 80,6 Tagen für nachgelagerte Netzanschlüsse bzw. 19,6 Tagen für direkte Kundenanschlüsse in der HS/MS-Umspannungsebene auf. Die Anzahl der Anschlüsse in Bezug zur Spannungsebene lässt erkennen, dass mehr direkte Kundenanschlüsse erfolgen als der Anschluss nachgelagerter Netze. Die Anzahl der Anschlüsse im Vergleich zum Berichtsjahr 2005 enthält keine auffallenden Veränderungen. Die Anteile der Anschlüsse der einzelnen Spannungs- und Umspannungsebenen an der Gesamtanzahl verhalten sich ähnlich wie in 2005. So stellen die Anschlüsse der Niederspannung mit einem Anteil von ca. 97 Prozent an den gesamten erfolgten Anschlüssen die mit Abstand größte Position dar. Im Unterschied zum Monitoring 2006 wurde bei der Dauer der Anschlussherstellung auf die Erfassung der nötigen Tiefbauarbeiten verzichtet. Daraus ergeben sich für das Berichtsjahr 2006 geringere Werte für die durchschnittliche Dauer der Anschlussherstellung. Eine Vergleichbarkeit mit den Daten aus 2005 ist somit nicht gegeben.

Die Frage nach Anzahl und Dauer der Reparaturen wurde von 619 Netzbetreibern beantwortet. Nach Plausibilisierung der Daten und Unterscheidung in Anzahl und Dauer wurden für die Anzahl der Reparaturen 599 und für die Dauer der Reparaturen 559 Datensätze ausgewertet.

	Netz- bzw. Umspannebene	Anzahl der Reparaturen	Durchschnittl. Dauer der Reparaturen [h]
Verteilernetzbetreiber	HöS	1	16
	HöS/HS	0	0
	HS	263	15,17
	HS/MS	208	27,02
	MS	10.593	14,36
	MS/NS	1.467	8,33
	NS	52.329	6,69

Tabelle 10: Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Anschlüssen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur aufgeteilt nach Spannungsebenen

Im Jahr 2006 wurden insgesamt 64.861 Reparaturen durchgeführt. Den größten Anteil am Gesamtvolumen nimmt dabei die Niederspannung ein. Die Anzahl der Reparaturen ist gegenüber dem Vorjahr (60.937) leicht angestiegen. Auffällig ist dabei ein Anstieg der Reparaturen in der Umspannungsebene der Hoch-/Mittelspannung von 45 auf 208 Reparaturen.

Im Vergleich zur Datenerhebung für das Berichtsjahr 2005 haben sich die Reparaturzeiten über alle Spannungs- und Umspannungsebenen erhöht. Ursache könnte auch die Definitionsänderung für die Dauer von Reparaturen sein. Diese hat sich gegenüber dem Vorjahr in der Form geändert, dass nun die Zeitspanne ab Meldung/Kennntnis der Störung bis zur Wiederherstellung des Betriebsmittels maßgeblich ist. Die höchste durchschnittliche Reparaturdauer weist die Umspannungsebene der Hoch-/Mittelspannung auf.

Betrachtet man den prozentualen Anstieg der durchschnittlichen Reparaturdauern gegenüber dem Vorjahr, so stellt man Erhöhungen für den Bereich Niederspannung bis Umspannung der Hoch-/Mittelspannung von ca. 34 Prozent bis zu ca. 146 Prozent fest. Nicht nachvollziehbar ist der Anstieg der Reparaturdauer in der Hochspannung um den Faktor 15. Im Zuge der Auswertungen können keine Aussagen über Art und Umfang der Reparaturmaßnahmen getroffen werden. Die Betrachtung der Ergebnisse lässt ebenso keine Bewertung der Ursachen zwischen niedrigster und höchster durchschnittlicher Dauer pro Reparatur und Spannungsebene zu.

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

Vor dem Hintergrund des Einsparpotenzials von Netzentgelten beim Anschluss einer Entnahmestelle an eine möglichst hohe Netz- bzw. Umspannebene haben bereits angeschlossene Netznutzer den Wunsch geäußert, für den bereits bestehenden Netzanschluss eine möglichst höhere Netz- bzw. Umspannebene zu wählen. Vor diesem Hintergrund wurden Verteilernetzbetreiber um nähere Auskunft hierzu gebeten. Insgesamt wurden an Verteilernetzbetreiber 715 Anträge von bereits angeschlossenen Netzkunden auf einen Wechsel der Netzanschlussebene in eine höhere Netz- bzw. Umspannebene gestellt. Hierzu machten ca. fünf Prozent der befragten Verteilernetzbetreiber keine Angaben.

Maßgebend für den Netzanschluss des Netzkunden an eine Netzebene ist u.a. dessen Netzanschlussleistung. Auf die Frage nach den Mindestanschlussleistungen für die Zuordnung

von Kunden zu einer Netz- bzw. Umspannebene machen ein Prozent der Verteilernetzbetreiber keine Angaben. 21 Prozent haben diese Mindestanschlussleistungen für die Zuordnung von Kunden zu einer Netz- bzw. Umspannebene festgelegt. Dagegen hat mit 78 Prozent die überwiegende Mehrheit der Netzbetreiber keine Mindestanschlussleistungen definiert.

Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über den Leistungsbereich der Mindestanschlussleistung bezogen auf die jeweilige Netzebene.

Netz- bzw. Umspannebene	Minimalwert der Mindestanschlussleistung in kW	Maximalwertwert der Mindestanschlussleistung in kW	keine Angabe in Prozent
HöS	-	-	100,00
Umspannung HöS/HS	-	-	100,00
HS	10.000	10.000	99,71
Umspannung HS/MS	3.000	10.000	99,13
MS	30	800	80,79
Umspannung MS/NS	1	570	84,86

Tabelle 11: Bereich der Mindestanschlussleistung für die Zuordnung von Kunden zu einer Netz- bzw. Umspannebene

Die hohe Anzahl von nicht gemachten Angaben kann – zumindest bei den Spannungsebenen oberhalb Mittelspannung – daraus resultieren, dass die Netzbetreiber nicht über diese Netz- oder Umspannebenen verfügen. Dies ist allerdings im Bereich der Niederspannung bzw. der Umspannung MS/NS nicht ohne weiteres übertragbar, so dass dort die Anzahl der nicht gemachten Angaben als zu hoch zu bewerten ist. Im Übrigen lässt sich feststellen, dass die Spannweite der Mindestanschlussleistung stark variiert. Zwar können diese Werte nicht unmittelbar miteinander verglichen werden, da sich auch die Netzstruktur der Netzbetreiber z.B. in ländlichen und städtischen Gebieten unterscheidet. Ob diese große Spreizung aber tatsächlich gerechtfertigt ist, ließe sich nur dann abschließend beurteilen, wenn alle Netzbetreiber ihre Anschlussbedingungen nach objektiven Kriterien erstellt hätten und diese zudem transparent veröffentlichen würden. Folge ist, dass bei einer Leistungsanspruchnahme von beispielsweise 300 kW bestimmte Netzbetreiber den Anschlussnehmer standardmäßig in der Niederspannung anschließen würden, während andere Netzbetreiber diesen Anschlussnehmer bereits in der Mittelspannung angeschlossen hätten. Relevant ist dies besonders für Anschlussnehmer, die eine für ihre Anschlussebene vergleichsweise hohe Leistungsanspruchnahme haben. Denn aufgrund der Kostenwälzung der Netzentgelte steigen die Netzentgelte, je niedriger der Kunde angeschlossen ist. Ziel sollte es deshalb sein, dass Netzbetreiber transparente und diskriminierungsfreie Mindestanschlussleistungen für die Zuordnung von Kunden zu einer Netz- bzw. Umspannebene festlegen.

3.1.5 Mindestanforderungen an Messeinrichtungen sowie Datenumfang und Datenqualität

Gemäß § 21b Abs. 2 EnWG bietet sich Dritten die Möglichkeit, als Messstellenbetreiber tätig zu werden. Ein Dritter kann auf Wunsch des Anschlussnehmers den Einbau, Betrieb sowie die Wartung der Messeinrichtung (Messstellenbetrieb) anstelle des Netzbetreibers vornehmen. Voraussetzung ist insoweit, dass der einwandfreie und den eichrechtlichen Vorschriften entsprechende Betrieb der Messeinrichtung durch den Dritten gewährleistet ist und die vom

Netzbetreiber für dessen Netzgebiet vorgesehenen technischen Mindestanforderungen und Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang und Datenqualität eingehalten werden.

Im Rahmen des Monitorings wurde gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 12 EnWG abgefragt, ob Mindestanforderungen für den Messstellenbetrieb durch Verteilernetzbetreiber definiert wurden, ob der Verteilernetzbetreiber interessierten Dritten einen Messstellenbetriebsrahmenvertrag anbietet und ob diese Dokumente öffentlich verfügbar sind.

	Ja	Nein	keine Angabe
Definition der Mindestanforderungen für Messstellenbetreiber	366	308	13
Internetveröffentlichung der Mindestanforderungen für Messstellenbetreiber	123	547	17

Tabelle 12: Mindestanforderungen gemäß § 21b Abs. 2 EnWG

	Ja	Nein	keine Angabe
Wird ein Messstellenbetriebsrahmenvertrag angeboten?	265	407	15
Veröffentlichung des Messstellenbetriebsrahmenvertrages	56	611	20

Tabelle 13: Messstellenbetriebsrahmenvertrag

Mehr als die Hälfte der befragten Verteilernetzbetreiber hat bisher Mindestanforderungen für Messstellenbetreiber festgelegt und ca. 39 Prozent der Verteilernetzbetreiber bieten Interessierten einen Messstellenbetriebsvertrag in Form eines Rahmenvertrages an. Im Vergleich zum Vorjahr sind kaum Fortschritte erreicht worden. In 2006 hatten 49 Prozent der Netzbetreiber Mindestbedingungen definiert. In 2007 ist diese Zahl auf 53 Prozent gestiegen. Die Anzahl der Netzbetreiber, die keinen Messstellenbetriebsvertrag anbieten, ist vergleichsweise hoch. Dies kann, soweit ein potenzieller Messstellenbetreiber mit dem Netzbetreiber einen entsprechenden Vertrag abschließen möchte, zu erheblichen Verzögerungen und damit zu Nachteilen des potenziellen Messstellenbetreibers führen. Denn mit dem Angebot eines Messstellenbetriebsvertrages geht auch die Festlegung von Mindestanforderungen einher.

Diesem Ergebnis stehen folgende Daten über bereits eingegangene Anträge als Messstellenbetreiber gegenüber. Im Durchschnitt machten 13 Prozent der befragten Verteilernetzbetreiber zu diesen Fragen keine Angaben.

	Anzahl		
	i. S. d. § 21b EnWG	i. S. d. § 13 Abs. 1 EEG	i. S. d. § 8 Abs. 1 KWKG
Anträge auf Durchführung des Messstellenbetriebs durch Dritte vor 2006	34	25.028	94
Anträge auf Durchführung des Messstellenbetriebs durch Dritte im Kalenderjahr 2006	49	10.045	41
Anzahl der Zählpunkte, für die der Messstellenbetrieb von einem Dritten durchgeführt wird (Stand 31.12.2006).	86	61.483	124

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

Selbst wenn man den EEG-Bereich hinzuzählt, bei dem der Betrieb der Messeinrichtung im Grundsatz dem Anlagenbetreiber zugewiesen ist, relativiert sich diese Gesamtzahl in Höhe von gut 10.000 Anträgen, wenn man die Gesamtanzahl aller Anträge in 2006 den knapp 48 Millionen Zählpunkten in Deutschland gegenüberstellt (ca. 0,02 Prozent).

Die Tätigkeit als Messstellenbetreiber kann vom Netzbetreiber gemäß § 21 b Abs. 2 EnWG abgelehnt werden, wenn die erforderlichen eichrechtlichen Voraussetzungen nicht eingehalten werden oder kein einwandfreier Betrieb der Messeinrichtung durch den Dritten gewährleistet würde. Nach Angaben der Verteilernetzbetreiber, ist bisher nur eine Ablehnung wegen fehlender Konzession vorgenommen worden. Diese Aussage muss allerdings im Zusammenhang mit den geringen Anträgen auf Tätigkeit als Messstellenbetreiber gesehen werden. Für den Bereich des Zähl- und Messwesens kann zusammenfassend geschlussfolgert werden, dass die Möglichkeiten des § 21b Abs. 2 EnWG bislang nicht genutzt werden, obwohl mehr als die Hälfte der Verteilernetzbetreiber bereits Bedingungen für die Tätigkeit als Messstellenbetreiber festgelegt haben. Allerdings sind diese Bedingungen für Interessierte nur bei 18 Prozent der Verteilernetzbetreiber in transparenter Weise auf deren Internetseiten zugänglich.

3.2 Wettbewerbliche Fragen

3.2.1 Erzeugung

3.2.1.1 Situation im Erzeugungsbereich

Die Erzeugungsstufe umfasst alle Energieversorgungsunternehmen, die über eigene Erzeugungskapazitäten verfügen. Hierzu zählen insbesondere die vier großen Stromversorgungsunternehmen (E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall). Obgleich aufgrund der nachfrageseitigen Homogenität von Strom die hinter der Erzeugung stehende Technologie für die Nachfrageseite irrelevant ist, werden auf der Erzeugungsstufe strukturelle Unterschiede in den eingesetzten Technologien und Kraftwerkstypen für die Anbieterseite gleichwohl deutlich. Die großen Stromversorgungsunternehmen verfügen über ein Erzeugungsportfolio, das verschiedene Kraftwerkstypen umfasst und sowohl zur Erzeugung von Grund- und Mittellast als auch von Spitzenlast geeignet ist, während die sonstigen Erzeugungsunternehmen hierüber in der Regel nicht verfügen. Insofern 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.

Die Nettokraftwerkskapazität hat sich im Berichtszeitraum im Vergleich zum Vorjahreswert nicht signifikant verändert und liegt bei ca. 102,6 GW (Netto-Engpassleistung der „Allgemeinen Versorgung“). Das Bundeskartellamt hat in seiner im Jahr 2005 durchgeführten Marktdatenerhebung erfasst, welchen Marktteilnehmern diese Nettokraftwerkskapazität tatsächlich zur Verfügung steht, und zwar auf Grund von Eigentum, Beteiligungs- und Vertragsverhältnissen. Das Bundeskartellamt kommt zu dem Ergebnis, dass E.ON und RWE ca. 52 Prozent der Stromerzeugungskapazitäten in 2003 und 2004 zur Verfügung stehen. Die vier größten Stromversorgungsunternehmen kommen in diesem Zeitraum auf einen gemeinsamen Anteil von über 82 Prozent. Auch bei der in diesen Jahren erzeugten Nettostrommenge zeigt sich eine ähnliche Verteilung der Anteile auf geringfügig höherem Niveau. E.ON und RWE halten einen gemeinsamen Anteil von rund 60 Prozent in diesen Jahren, der Anteil der vier größten Stromversorgungsunternehmen liegt bei rund 90 Prozent.

Dass sich die Stromerzeugungskapazitäten qualitativ erheblich voneinander unterscheiden, muss bei der wettbewerblichen Bewertung besondere Berücksichtigung finden. Spitzenlast- und für die kommunale Notversorgung ausgerichtete Kapazitäten lassen sich weder unter Kosten- noch unter Konkurrenz Gesichtspunkten mit solchen Erzeugungskapazitäten vergleichen, die im

Bereich der Grund- und Mittellast eingesetzt werden und einen großen Teil des Jahres im Dauereinsatz sind.

Ein Indikator für die Wertigkeit der Erzeugungskapazität ist daher die durchschnittliche jährliche Stundenlaufzeit der eingesetzten Erzeugungskapazitäten (Erzeugte Strommenge in MWh pro Jahr dividiert durch Stromerzeugungskapazität in MW). Ein Vergleich der durchschnittlichen Stundenlaufzeiten für die Jahre 2003 und 2004 zeigt, dass E.ON und RWE durchschnittliche Stundenlaufzeiten für ihre Erzeugungskapazitäten zwischen 5.000 und 6.000 Stunden, EnBW und Vattenfall zwischen 4.000 und 5.000 Stunden und die Gruppe der regionalen und lokalen Versorger einen Wert von 2.500 Stunden aufzuweisen haben.

Die Monitoringabfrage hat ergeben, dass die Erzeuger für den Zeitraum 2007-2009 Investitionen in Höhe von 3,5 GW und für den Zeitraum 2007-2016 Investitionen in Höhe von 29,3 GW planen. Die Erzeuger haben für den Berichtszeitraum angegeben, dass Kraftwerke mit einer Kapazität in Höhe von 0,9 GW fertiggestellt wurden und an das Netz gegangen sind, während Kraftwerke mit einer Kapazität in Höhe von 0,3 GW stillgelegt und vom Netz genommen worden sind. Somit haben die tatsächlich realisierten Nettoinvestitionen im Berichtszeitraum nicht zu einer signifikanten Erhöhung der zur Verfügung stehenden Kapazitäten geführt.

Zusätzlich zu den in Deutschland erzeugten Strommengen umfasst die Erzeugungsstufe weitere, dem deutschen Markt zur Verfügung stehende Strommengen, die durch Importe in den deutschen Markt fließen. Die vier größten Stromversorgungsunternehmen stellen gleichzeitig auch die größten Stromimporteure dar und decken rund zwei Drittel des Stromimports ab. Hinzu kommt, dass Deutschland seit 2003 durchgehend als Strom-Nettoexporteur anzusehen ist.

Die obigen Ausführungen verdeutlichen die Dominanz der großen Stromversorgungsunternehmen auf der Angebotsseite von Strom, wenn dieser nach Erzeugung oder Import erstmalig für den weiteren Absatz in Deutschland angeboten wird.

Von den Wettbewerbern, denen die verbleibenden Anteile zugeordnet werden können, geht kein wesentlicher Wettbewerb aus. Zum einen verteilen sich diese Anteile an inländischen Erzeugungskapazitäten auf eine Vielzahl von regionalen und lokalen Stromversorgern, zum anderen sind sie – wie beispielsweise anhand der Stundenlaufzeiten dargelegt – keine Konkurrenz zu den kostengünstigeren Grund- und Mittellastkapazitäten der großen Stromversorgungsunternehmen. Die überragende Position sowohl von E.ON als auch von RWE bei den inländischen Kraftwerkskapazitäten wird auch durch Importe nicht ernsthaft in Frage gestellt. Gemessen an der inländischen Erzeugung ist der rund neunprozentige Anteil des Stromimports im o.g. Zeitraum noch relativ gering. Der Außenhandel dient zudem vorrangig der Überbrückung zeitweiliger Engpässe sowie der optimalen Ausnutzung vorhandener Kraftwerke und kommt daher als wettbewerblich relevante Größe nur begrenzt zum Tragen. Der wettbewerbliche Impuls von ausländischer Kapazität bleibt auch gering, weil ein Stromtransport über weite Strecken Verluste mit sich bringt.

3.2.1.2 Anschluss neuer Elektrizitätserzeuger bei Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern

Aufgrund des in den nächsten Jahren steigenden Ersatzbedarfes für bestehende Kraftwerke, des vereinbarten Ausstiegs aus der Kernenergie und vor dem Hintergrund des Nationalen Allokationsplanes II werden gegenwärtig eine große Zahl thermischer Kraftwerke mit einer installierten Gesamt-Leistung von ca. 29 GW projektiert bzw. sind bereits in Bau (vgl. Kapitel 5.1.2). In diesem Zusammenhang sorgt auch die neue KraftNAV für größere Planungssicherheit aller Beteiligten bei Kraftwerksinvestitionen. Ein Großteil der Kraftwerke soll im Rhein-Ruhr-Gebiet und in Norddeutschland errichtet und jeweils an das Übertragungsnetz angeschlossen werden. Im Laufe des Jahres 2006 haben mehrere Unternehmen die Bundesnetzagentur um Vermittlung und Unterstützung bei der Gewährung von Netzanschluss an das Übertragungsnetz

für diese neuen konventionellen Großkraftwerke gebeten. In der Folge hat die Bundesnetzagentur eine Vielzahl von bilateralen Gesprächen und Verhandlungsrunden mit den Anschlusspetenten und betroffenen Übertragungsnetzbetreibern RWE Transportnetz GmbH und E.ON Netz GmbH geführt. Dabei stellte sich eine komplexe und vielschichtige Problemstruktur heraus, die u.a. die Themen Verhältnis von Netzanschluss und Netzzugang, Netzausbauverpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber, Tragung der Netzausbaukosten, Aspekte des Bestandsschutzes von Altkraftwerken gegenüber Neuanlagen, Aspekte der Förderung von Neuanlagen oder unabhängigen Erzeugern umfasst. Die Prüfung der Bundesnetzagentur befasste sich mit den Netzanschlusskonzepten der Übertragungsnetzbetreiber auch in Bezug auf die Fragen der Transparenz und Diskriminierungsfreiheit, welche wesentliche Kriterien des Netzanschlusses gemäß § 17 EnWG darstellen. Auch Fragen der Standort- und Ansiedlungssignale für Kraftwerksneubauten wurden dabei betrachtet. Schließlich ist Gegenstand der Prüfung, welche Engpassbewirtschaftungsmaßnahmen bei tatsächlich auftretenden Engpässen den Vorgaben des § 15 StromNZV entsprechen würden.

Der Bundesnetzagentur ist es im Oktober 2006 gelungen, den insbesondere betroffenen Übertragungsnetzbetreiber RWE Transportnetz GmbH zu einem Abrücken von seiner bisher vertretenen Position zu bewegen und eine einvernehmliche Lösung herbeizuführen: Danach sind Fragen des Netzanschlusses und des Netzzuganges grundsätzlich getrennt zu behandeln. Gleichzeitig ist mit dem Anschluss an das Übertragungsnetz kein Recht auf eine definierte Einspeisekapazität verbunden. Eventuelle Engpässe sind nach dem durch Verordnung oder behördlicher Festlegung vorgegebenem System diskriminierungsfrei zu bewirtschaften. Die Verpflichtung zum bedarfsgerechten Netzausbau obliegt nur dem Netzbetreiber, die Anschlussnehmer sind nach geltendem Recht nicht verpflichtet, sich an den Kosten des Netzausbaus zu beteiligen. RWE Transportnetz GmbH stellt Informationen über das eigene Netz, mit denen sich Lastflusssimulationen rechnen lassen, an ausgewählte Gutachter zur Verfügung, damit Kraftwerksinteressenten auf Basis eigener Annahmen über die künftige Entwicklung Erkenntnisse über Lage und Größe künftiger Engpässe erlangen können.

Auch der Übertragungsnetzbetreiber E.ON Netz GmbH hat sich der von der Bundesnetzagentur vertretenen Position der Trennung von Netzanschluss und Netzzugang angeschlossen und in diesem Zusammenhang zugesagt, Kraftwerksanschlussbegehren nicht mit der Begründung zukünftiger Engpässe im Übertragungsnetz zu verweigern.

Diese durch die Bundesnetzagentur angestoßene Marktentwicklung ist von den betroffenen Unternehmen mit großer Erleichterung aufgenommen und als Erfolg der Bundesnetzagentur bewertet worden. Sie erlaubt einen gewissen Optimismus, durch Errichtung und Anschluss neuer Kraftwerke zu einer Wettbewerbsbelebung auf dem Stromerzeugungsmarkt und damit langfristig zu verbraucherfreundlichen Preisen zu kommen. Selbstverständlich sind damit aber längst nicht alle Probleme gelöst.

So hat die Bundesnetzagentur u.a. am 18.10.2006 ein Festlegungsverfahren zur Klärung von Grundsatzfragen bei der Bewirtschaftung eventueller künftiger Netzengpässe eingeleitet, wobei es insbesondere um das Verhältnis von Neuanlagen zu sogenannten Bestandskraftwerken und um die grundsätzliche Wahl eines geeigneten Bewirtschaftungsverfahrens gehen wird. Von der Möglichkeit hierzu bis zum 06.12.2006 Stellung zu nehmen haben 20 Interessenten Gebrauch gemacht.

Netzanschlussbedingungen

Das Funktionieren eines Wettbewerbs setzt voraus, dass der Netzzugang für neue Elektrizitätserzeuger nicht diskriminierend, transparent und zu angemessenen Preisen erfolgt. Die Bedingungen und Tarife für den Netzzugang zum Übertragungs- und zum Verteilernetz sind dabei von zentraler Bedeutung. Im Rahmen des Monitoring gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 6 und 10 EnWG hat die Bundesnetzagentur sowohl Übertragungsnetzbetreiber als auch Verteilernetzbetreiber gefragt, ob sie die Bedingungen und Gebühren bzw. Kosten für den Anschluss von Elektrizitätserzeugern an das Übertragungs- bzw. Verteilernetz festgelegt haben.

Alle Übertragungsnetzbetreiber gaben an, die Bedingungen und Gebühren bzw. Kosten für den Anschluss von Elektrizitätserzeugern festgelegt zu haben. Die einzelnen Kostenbestandteile, die der Anschlussnehmer für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeuger zu tragen hat, werden von den Übertragungsnetzbetreibern nicht im Internet veröffentlicht. Von gegenwärtig 877 (Stand 21.06.2007) in der Bundesrepublik Deutschland tätigen Verteilernetzbetreibern antworteten hinsichtlich der Befragung über die Bedingungen und Gebühren bzw. Kosten für den Anschluss von Elektrizitätserzeugern im Verteilernetz 687 Verteilernetzbetreiber (ca. 78 Prozent). Die Marktabdeckung bezogen auf den Nettostromverbrauch der „Allgemeinen Versorgung“ beträgt ca. 84 Prozent.

Die nachfolgenden Tabellen stellen dar, wie viele Verteilernetzbetreiber die Bedingungen und Preise bzw. Kosten für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeugungsanlagen festgelegt und veröffentlicht haben.

	Ja	Nein	Netzebene nicht vorhanden	keine Angabe
Höchstspannung	0%	4%	88%	8%
Hochspannung	5%	11%	33%	51%
Mittelspannung	73%	24%	-	3%
Niederspannung	85%	14%	-	1%

Tabelle 15: Festlegung von Bedingungen für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeugungsanlagen

	Ja	Nein	Netzebene nicht vorhanden	keine Angabe
Höchstspannung	0%	3%	87%	10%
Hochspannung	3%	12%	75%	10%
Mittelspannung	43%	52%	-	5%
Niederspannung	55%	42%	-	3%

Tabelle 16: Festlegung von Preisen bzw. Kosten für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeugungsanlagen

	Ja	Nein	Netzebene nicht vorhanden	keine Angabe
Höchstspannung	0%	4%	87%	9%
Hochspannung	3%	12%	76%	9%
Mittelspannung	30%	65%	-	5%
Niederspannung	43%	54%	-	3%

Tabelle 17: Veröffentlichung von Bedingungen und Preisen bzw. Kosten für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeugungsanlagen

	Ja	Nein	Netzebene nicht vorhanden	keine Angabe
Höchstspannung	0%	4%	86%	10%
Hochspannung	2%	13%	75%	10%
Mittelspannung	25%	69%	-	6%
Niederspannung	36%	61%	-	3%

Tabelle 18: Veröffentlichung im Internet von Bedingungen und Preisen bzw. Kosten für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeugungsanlagen

Insgesamt lässt sich feststellen, dass die Mehrheit der Netzbetreiber – wenn auch noch nicht alle – ihren Pflichten zur Festlegung von Netzanschlussbedingungen für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeugungsanlagen nach § 17 EnWG bzw. § 18 EnWG nachgekommen sind. Die Preise bzw. Kosten für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeugungsanlagen sind allerdings nur von rund der Hälfte der Netzbetreiber festgelegt worden. Da § 18 EnWG und § 19 EnWG die Veröffentlichung der Netzanschlussbedingungen ausdrücklich normieren, ist die Anzahl der Netzbetreiber, die noch keine Veröffentlichung der Bedingungen einschließlich der Netzanschlusskosten vorgenommen haben, vergleichsweise hoch. Die Bundesnetzagentur fordert die Unternehmen auf, in diesem Bereich ihren Verpflichtungen nachzukommen.

Angeschlossene Erzeugungsleistungen

Soweit Elektrizitätserzeuger am Übertragungs- und am Verteilernetz angeschlossen sind bzw. neue Netzanschlussbegehren an Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber gerichtet wurden, sollten die Netzbetreiber Auskunft über an ihr Netz bereits angeschlossene sowie über die erwartete Erzeugungsleistung geben.

Für das Höchstspannungsnetz wurde die vor dem 01.01.2006 angeschlossene Erzeugungsleistung in Bezug auf die eingesetzten Energieträger und in Bezug auf die Größe der Erzeugungsanlage spezifiziert abgefragt. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die vor dem 01.01.2006 am Höchstspannungsnetz angeschlossene Erzeugungsleistung (Netto- und Brutto-Nennleistung von Erzeugungsanlagen ≥ 100 MW) unterteilt nach Energieträgern und nach Netzebenen.

**Elektrizitätserzeugungsanlagen ≥ 100 MW
am Höchstspannungsnetz (Netto-Nennleistung vor 2006)**

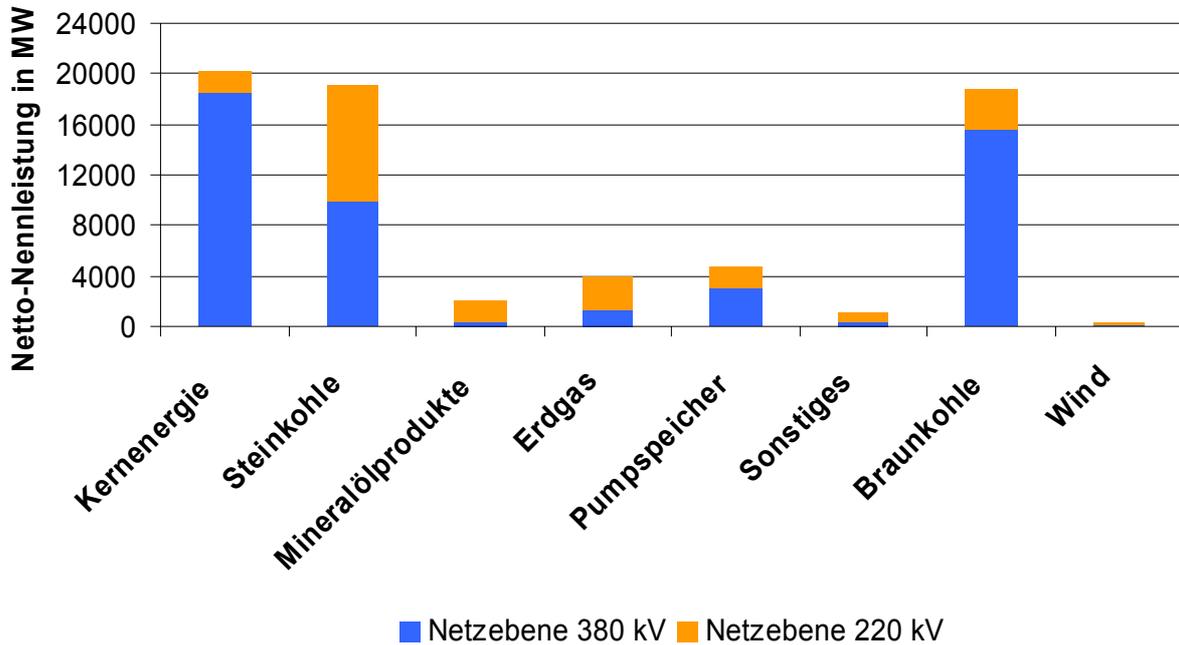


Abbildung 18: Elektrizitätserzeugungsanlagen (Nettonennleistung vor 2006) mit einer Erzeugungsleistung ≥ 100 MW am Höchstspannungsnetz

**Elektrizitätserzeugungsanlagen ≥ 100 MW am
Höchstspannungsnetz (Brutto-Nennleistung vor 2006)**

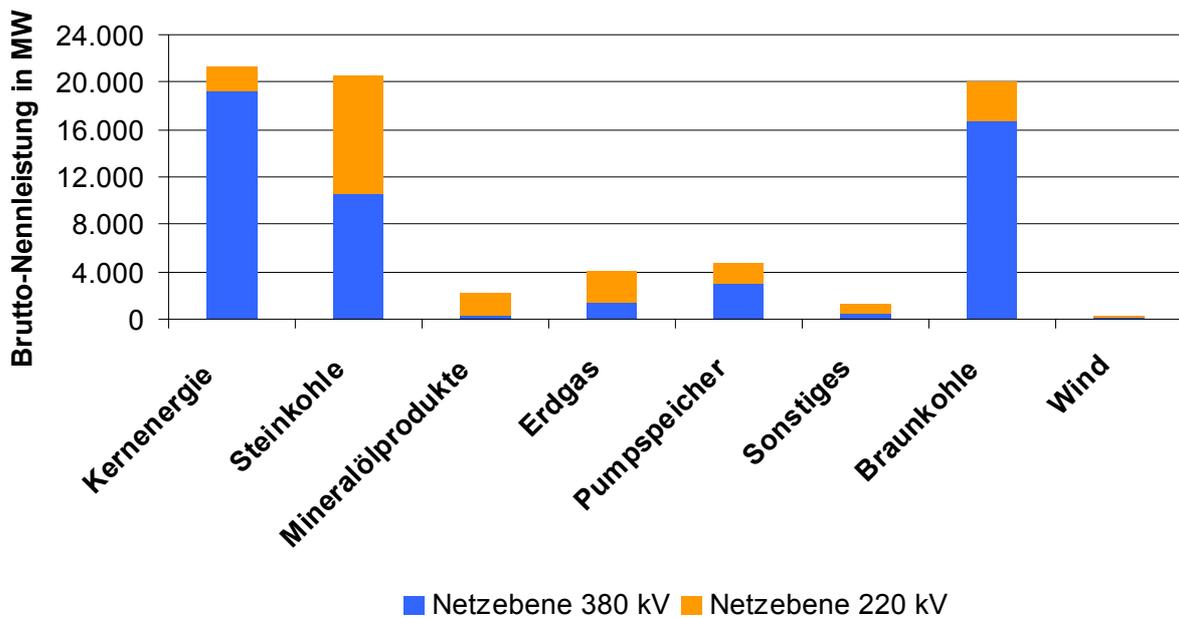


Abbildung 19: Elektrizitätserzeugungsanlagen (Bruttonennleistung vor 2006) mit einer Erzeugungsleistung ≥ 100 MW am Höchstspannungsnetz

Den größten Anteil an der 380-kV-Ebene hat die Kernenergie, gefolgt von der Braun- und Steinkohle, also den Energieträgern, die für die Grundlastzeugung genutzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber wurden weiterhin befragt, welche Elektrizitätserzeuger mit einer Erzeugungsleistung < 100 MW (Netto-Nennleistung) unmittelbar oder mittelbar (z.B. über Objektnetze) an ihrem Netz angeschlossen sind. Die nachfolgende Abbildung zeigt die vor 2006 am Höchstspannungsnetz angeschlossene Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung von Erzeugungsanlagen < 100 MW) unterteilt nach Energieträgern.

Elektrizitätserzeugungsanlagen < 100 MW am Höchstspannungsnetz (Nettonennleistung vor 2006)

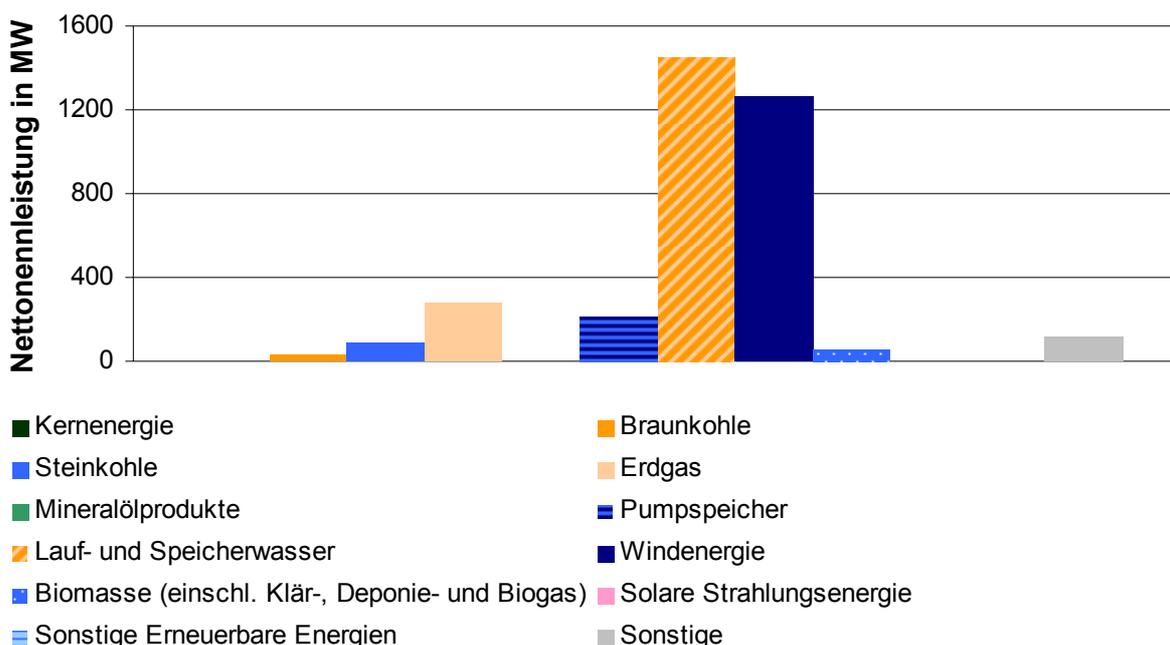


Abbildung 20: Elektrizitätserzeuger (Nettonennleistung vor 2006) mit einer Erzeugungsleistung < 100 MW am Höchstspannungsnetz

Hier wird deutlich, dass neben den Lauf- und Speicherwasserkraftwerken vor allem die Windenergie einen größeren Anteil an der Erzeugungsleistung (< 100 MW) hat als dies z.B. bei Erdgas der Fall ist. In 2006 erfolgte ein weiterer Zuwachs an Wind-Erzeugungsleistung an das Netz der Übertragungsnetzbetreiber in Höhe von ca. 455 MW und Braunkohle-Erzeugungsleistung in Höhe von 160 MW. Erzeugungsleistungen wurden in 2006 nicht stillgelegt. Darüber hinaus wurden die Übertragungsnetzbetreiber befragt, welche neuen Anschlussbegehren im Kalenderjahr 2006 an sie gerichtet wurden. Die nachfolgende Darstellung zeigt die Entwicklung der Anschlussbegehren für Erzeugungsanlagen am Höchstspannungsnetz.

Erzeugungsleistung (Brutto-Nennleistung) am Höchstspannungsnetz - Anschlussbegehren -

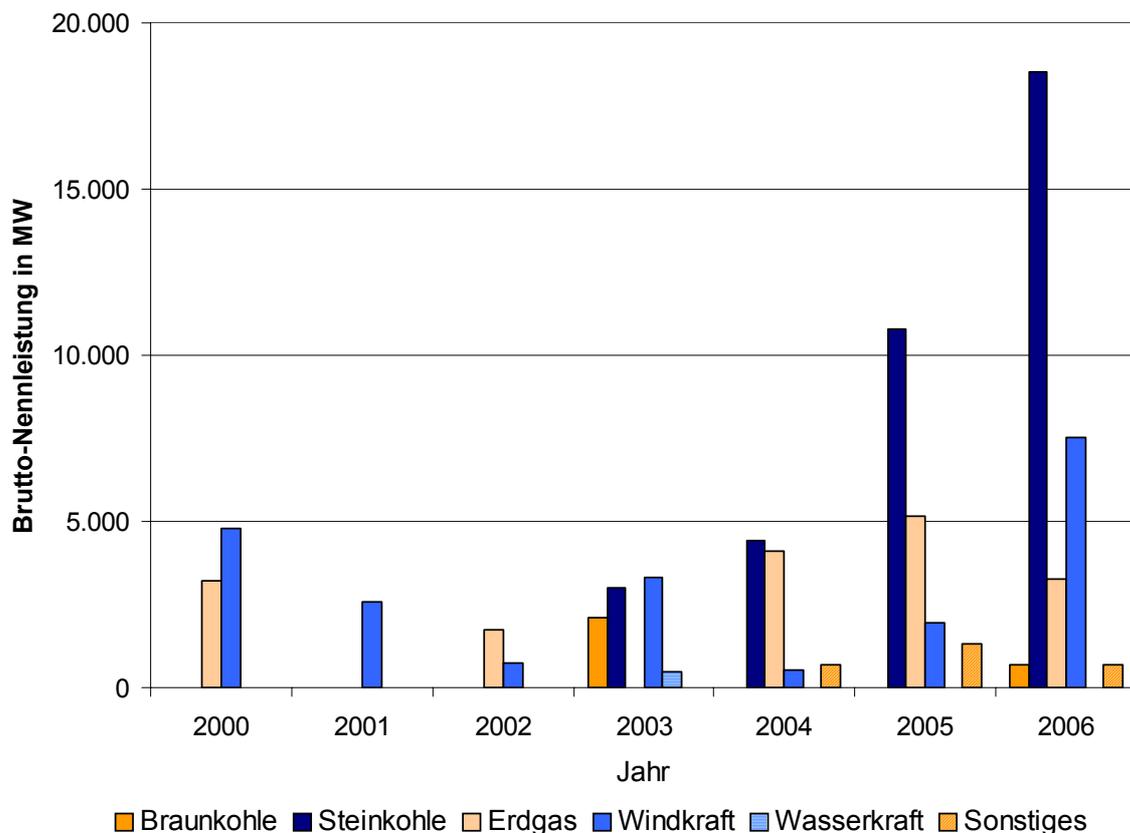


Abbildung 21: Anschlussbegehren (Brutto-Nennleistung) am Höchstspannungsnetz

Signifikant zeichnet sich ein Trend an Anschlussbegehren für Erzeugungsleistung auf Steinkohlebasis ab. Die oben dargestellten Daten stellen Anschlussbegehren für Erzeugungsleistungen am Höchstspannungsnetz dar. Ob jedes einzelne Anschlussbegehren in Zukunft zum Bau eines Kraftwerkes führen wird, ist nicht gesichert. Der deutliche Zuwachs von Anschlussbegehren für Windkraft in 2006 basiert zu ca. 30 Prozent auf einer Steigerung durch Leistungserhöhung der Windkraftanlagen. Die übrigen Energieträger (Braunkohle, Erdgas, Wasserkraft und Sonstige) zeigen eine heterogene Entwicklung auf.

Im Rahmen des Monitoring wurden die Verteilernetzbetreiber befragt, welche Elektrizitätserzeuger mit einer Erzeugungsleistung ≥ 100 MW bzw. < 100 MW (Netto- und Brutto-Nennleistung) unmittelbar oder mittelbar an ihrem Netz angeschlossen sind bzw. welche neuen Anschlussbegehren im Berichtsjahr 2006 vorlagen. Die von den Verteilernetzbetreibern in diesem Zusammenhang angegebenen Daten sind jedoch unplausibel und für eine Auswertung nicht verwendbar.

Die nachfolgende Tabelle zeigt, welche Elektrizitätserzeuger am Niederspannungsnetz bzw. an der Umspannung Mittelspannung/Niederspannung angeschlossen sind bzw. welche neuen Anschlussbegehren für Elektrizitätserzeugungsanlagen im Berichtsjahr 2006 vorlagen.

Erzeugungsanlagen	i.S.d. EEG	i.S.d. KWKG	Sonstige
a) Gesamte Netto-Nennleistung in kW für Erzeugungsanlagen bis 30 kW (Netto-Nennleistung)			
vor 2006 bereits angeschlossene Erzeugungsanlagen	1.362.000	86.000	21.000
in 2006 angeschlossene Erzeugungsanlagen	514.000	17.000	490
in 2006 stillgelegte Erzeugungsanlagen	2.000	670	30
in 2006 beantragte (neue) Anschlussbegehren	198.000	8.100	700
b) Gesamte Netto-Nennleistung in kW für Erzeugungsanlagen mit mehr als 30 kW bis einschließlich 150 kW (Netto-Nennleistung)			
vor 2006 bereits angeschlossene Erzeugungsanlagen	710.000	235.000	12.000
in 2006 angeschlossene Erzeugungsanlagen	198.000	15.000	885
in 2006 stillgelegte Erzeugungsanlagen	3.200	1.100	260
in 2006 beantragte (neue) Anschlussbegehren	132.000	6.300	1.212
c) Gesamte Netto-Nennleistung in kW für Erzeugungsanlagen mit mehr als 150 kW (Netto-Nennleistung)			
vor 2006 bereits angeschlossene Erzeugungsanlagen	10.758.000	3.697.000	1.895.000
in 2006 angeschlossene Erzeugungsanlagen	1.511.000	207.000	160.000
in 2006 stillgelegte Erzeugungsanlagen	51.000	24.000	1.650
in 2006 beantragte (neue) Anschlussbegehren	2.415.000	59.000	170.000

Tabelle 19: Elektrizitätserzeugung am Niederspannungsnetz bzw. an der Umspannung Mittelspannung/Niederspannung

Den Angaben der Tabelle ist zu entnehmen, dass der im Berichtsjahr 2005 festgestellte Trend zu kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen in Niederspannung/Mittelspannung weiter fortbesteht. Insbesondere bei EEG-Anlagen ist die beantragte Anschlussleistung in 2006 um ein Vielfaches höher als die in 2006 stillgelegte Erzeugungsleistung.

3.2.2 Beschreibung des Großhandelsbereiches

3.2.2.1 Struktur des Großhandelsbereiches

Auf der Großhandelsstufe werden bilaterale Liefervereinbarungen zwischen einem Stromanbieter und einem Stromnachfrager geschlossen. Diese Vereinbarungen beinhalten bei Kleinkunden regelmäßig standardisierte Lieferkonditionen, während bei Großkunden individuelle Konditionen ausgehandelt werden. In beiden Fällen handelt es sich um nicht handelbare Stromkontrakte.

Ferner werden nach Lieferperiode und Lastprofil standardisierte Stromkontrakte über Plattformen wie z.B. über den institutionalisierten Handelsplatz der Leipziger Strombörse EEX gehandelt. Die EEX ist bei jedem Börsengeschäft zentraler Vertragspartner mit Blick auf die Abwicklung der Spot- als auch der Termingeschäfte. Mit dem Clearing übernimmt die EEX das Kontrahentenrisiko und trägt das finanzielle Erfüllungsrisiko.

Auch außerhalb der EEX besteht die Möglichkeit zum bilateralen Handel mit standardisierten Produkten (OTC-Handel). Die EEX bietet das Clearing von bilateral im OTC-Handel abgeschlossenen Terminmarktgeschäften an, sofern diese den an der EEX gehandelten Geschäften entsprechen.

Der Großhandelsbereich (Distributionsstufe) erfüllt überwiegend eine intermediäre Aufgabe, die sich insbesondere aus den Eigenschaften der Nichtspeicherbarkeit und der Homogenität des Stroms ergibt. Die Nichtspeicherbarkeit des Stroms bedingt, dass zu jedem Zeitpunkt die auf der Erzeugungsstufe produzierte bzw. importierte Strommenge identisch mit der auf der Endkundenstufe in der Summe nachgefragten Strommenge sein muss. Hinzu kommt, dass ein entsprechendes Ungleichgewicht von eingespeister Strommenge und entnommener Strommenge unmittelbar durch die vier Regelzonenbetreiber ausgeglichen wird. Die Distributionsebene verteilt somit den produzierten Strom an die Endkunden. Ein strategisches Agieren auf der Distributionsstufe im Sinne eines Herausnehmens und Lagerns von Strom in Off-Peak-Zeiten bzw. eines zusätzlichen Angebots gelagerter Strommengen zu Peak-Zeiten ist den Händlern und Weiterverteilern ohne eigene Erzeugungskapazitäten nicht möglich. Die Distributionsstufe ist deswegen in ihren Aktionen immer abhängig von der Erzeugungsstufe und hier in besonderem Maße von den Regelzonenbetreibern, so dass auch das Marktergebnis auf der Endkundenstufe immer (zumindest mittelbar) durch das Verhalten der Unternehmen auf der Erzeugungsstufe determiniert wird.

Will man auch auf der Distributionsstufe trotz der o.g. Besonderheiten einen Markt abgrenzen, so kommt man zu einem Markt für den erstmaligen Absatz von Strom, der zunächst den Erstabsatz aller Stromversorgungsunternehmen, die über eigene Erzeugungskapazitäten verfügen, erfasst. Hierzu zählen neben dem RWE-Konzern die drei anderen großen Stromversorgungsunternehmen E.ON, EnBW und Vattenfall sowie alle sonstigen Unternehmen mit Kraftwerksbestand. Zusätzlich umfasst dieser Markt angebotsseitig die weiteren, dem deutschen Strommarkt zur Verfügung stehenden Strommengen, die durch Stromimporteure aus dem Ausland in den deutschen Markt importiert werden. Davon abzuziehen sind die Strommengen, die durch Exporte dem Markt nicht mehr zur Verfügung stehen.

E.ON und RWE sind nach Ansicht des Bundeskartellamtes auf dem Markt für den erstmaligen Absatz von Strom im Inland im Duopol marktbeherrschend. Dies hat das OLG Düsseldorf in dem Beschwerdeverfahren gegen die Untersagungsverfügung des Zusammenschlussvorhabens E.ON/Stadtwerke Eschwege bestätigt⁵². E.ON und RWE, aber auch die beiden anderen großen Stromversorgungsunternehmen EnBW und Vattenfall, haben unter dem Gesichtspunkt der Absatzsicherung ein Interesse, auf allen Absatzwegen vertreten zu sein. Dabei kommt es weniger darauf an, auf einem Weg hohe Marktanteile auf sich zu vereinigen. Von Bedeutung ist vielmehr, dass man die in diese Wege hineinfließenden Ströme kontrolliert und für einen gesicherten Absatz bei hohen Preisen sorgt. Dies gelingt den großen Stromversorgungsunternehmen insbesondere durch die fehlenden Möglichkeiten anderer Wettbewerber, größere Strommengen selbst zu erzeugen bzw. über den Handel im In- oder Ausland zu beziehen. Auch die fehlende Speichermöglichkeit von Strom beeinträchtigt die Möglichkeiten des Handels, mit den stromerzeugenden Versorgungsunternehmen in den Wettbewerb um den Kunden zu treten.

European Energy Exchange AG (EEX)

Nach Angaben der deutschen Strombörse EEX im Zuge der Monitoringabfrage ist das Stromhandelsvolumen am Day-ahead-Spotmarkt der EEX für das Marktgebiet Deutschland/Österreich von 85,71 TWh in 2005 um 2,75 TWh bzw. 3,21 Prozent auf 88,46 TWh in 2006 gestiegen. Das Marktgebiet Deutschland/Österreich umfasst alle Regelzonen der vier deutschen ÜNB sowie die

⁵² Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 06.06.2007, Aktenzeichen: VI-2 Kart 7/04 (V).

Regelzone der VERBUND-Austrian Power Grid AG (APG) in Österreich. Der Handel in der APG-Regelzone ist seit März 2005 möglich, die erste Lieferung nach Österreich erfolgte am 31.03.2005. Hierbei ist das Handelsvolumen 2006 des Strom-Spotmarktes in Höhe von 59 GWh für das Marktgebiet Schweiz (Regelzone swissgrid ag), der am 12.12.2006 startete, nicht enthalten. Das Strom-Handelsvolumen am Intra-Day-Spotmarkt für die vier Regelzonen der ÜNB in Deutschland, der am 25.09.2006 startete, betrug in 2006 insgesamt 136 GWh.

Am Terminmarkt der EEX betrug das Strom-Handelsvolumen in 2005 ohne OTC-Clearing 259,02 TWh. Es stieg 2006 um 127,75 TWh bzw. 49,32 Prozent auf 386,77 TWh. Das Volumen des OTC-Clearings an der EEX, bei der für außerbörslich geschlossene Kontrakte die OTC Clearing-Fazilität der EEX genutzt wird, betrug in 2005 insgesamt 255,87 TWh. In 2006 ist dieses Volumen um 399,68 TWh bzw. 156,20 Prozent auf 655,55 TWh gestiegen. Das vorgenannte Handelsvolumen am Terminmarkt und bei dem OTC-Clearing der EEX beinhaltet nach EEX-Angaben nur Phelix Futures, German Power Futures und Optionen auf Phelix Futures. French Power Futures, EUA Futures und Kohle Futures (seit 02.05.2006) wurden nicht berücksichtigt, da die Erhebung nur auf den Elektrizitätsmarkt in Deutschland fokussiert ist.

Die Zahl der Handelsteilnehmer an der EEX in den Bereichen Börsenhandel und -Clearing sowie OTC-Clearing betrug mit Stand 01.04.2007 insgesamt 161. Gegenüber dem 11.05.2006 hat die Zahl der Handelsteilnehmer damit um 20 zugenommen. Von den 161 Handelsteilnehmern waren 95 nicht nationale Handelsteilnehmer mit Hauptsitz außerhalb Deutschlands. Am Spotmarkt der EEX lag die Zahl der Handelsteilnehmer am 01.04.2007 bei insgesamt 137, davon waren 89 nicht nationale Handelsteilnehmer. Von den 89 nicht nationalen Handelsteilnehmern waren zwei Spotmarktteilnehmer nur für den EUA-Handel freigeschaltet. Ansonsten schließen alle Zulassungen am Spot- und Terminmarkt den Stromhandel mit ein. Insgesamt 78 Handelsteilnehmer zählte der Terminmarkt der EEX mit Stand 01.04.2007, die Zahl der nicht nationalen Handelsteilnehmer belief sich am Terminmarkt zu diesem Zeitpunkt auf 54 Teilnehmer.

Gemäß Erhebungen der EEX lag die durchschnittliche Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer je Handelstag, d.h. der Teilnehmer, die tatsächlich ein Gebot abgegeben haben, im Kalenderjahr 2006 für den Spotmarkt bei 106 Teilnehmern pro Handelstag. Dabei handelt es sich um den Day-ahead Spotmarkt für die beiden Marktgebiete Deutschland/Österreich sowie Schweiz und den Intra-Day-Spotmarkt. Für den Terminmarkt lag diese Zahl bei 33 Teilnehmern pro Handelstag in den Bereichen Phelix Futures, German Power Futures und Optionen auf Phelix Futures.

Mit der Monitoringabfrage wurde auch nach der Anzahl der Handelsteilnehmer an der EEX gefragt, die den Letztverbrauchern bzw. industriellen Verbrauchern zuzurechnen sind. Gemäß Erhebungen der EEX handelt es sich mit Stand 01.04.2007 bei neun EEX-Handelsteilnehmern um Industrieunternehmen bzw. Handelsgesellschaften von Industrieunternehmen. Dies sind allerdings Großverbraucher, zum Teil mit eigenen Kraftwerken, die auch an der Börse verkaufen. Darüber hinaus liegen der EEX keine Angaben vor, wie groß der Anteil der Handelsaktivitäten von Stromhandelshäusern im Auftrag oder Interesse von Letztverbrauchern ist. Der weit überwiegende Anteil der Stromhandelsgeschäfte in Deutschland wird nach allgemeiner Einschätzung allerdings nach wie vor im OTC-Handel kontrahiert. Daher sind Zahlen, die allein auf die EEX-Umsätze abstellen, nur bedingt aussagekräftig.

EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG

Seit Marktstart der österreichischen Strombörse EXAA im März 2002 ist die EXAA in den drei österreichischen Regelzonen aktiv. In Deutschland ist die EXAA seit 01.06.2004 in der Regelzone von E.ON Netz GmbH und seit 02.05.2005 in der Regelzone von RWE Transportnetz Strom GmbH aktiv. Bei den fünf Regelzonen handelt es sich um ein Marktgebiet, da es derzeit keine Engpässe zwischen Deutschland und Österreich gibt. Dadurch existiert für jede Stunde ein gemeinsamer Preis, der für alle fünf Regelzonen gleich ist, bzw. ein gemeinsames Volumen. Jeder Handelsteilnehmer kann in den fünf verschiedenen Regelzonen auf Handelskonten handeln, sofern der Handelsteilnehmer einen Bilanzkreis (Deutschland) bzw. eine Bilanzgruppe

(Österreich) in der jeweiligen Regelzone hat. In den entsprechenden Regelzonen werden die Geschäfte physikalisch angemeldet.

Nach Angaben der EXAA lag das Gesamthandelsvolumen im Day-ahead Spotmarkt der EXAA für Strom in Deutschland und Österreich bei rund 1.657 GWh in 2006. In dieser Zahl ist das Handelsvolumen für die Lieferzone Schweiz nicht enthalten. Bezogen auf die Lieferzonen Deutschland/ Österreich hat die EXAA mit Stand 01.04.2007 in Summe 40 Handelsteilnehmer im Day-ahead Spotmarkt für Strom aus zehn verschiedenen Ländern, davon haben 11 Handelsteilnehmer ihren Sitz in Deutschland. In den beiden deutschen Regelzonen besitzen 20 Teilnehmer Handelskonten, davon haben acht Handelsteilnehmer ihren Sitz in Deutschland. Gemäß Erhebungen der EXAA lag die durchschnittliche Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer, die ein Gebot im Day-ahead-Spotmarkt für Strom in den Lieferzonen Deutschland/ Österreich abgegeben haben, in 2006 bei 21 Teilnehmern pro Handelstag. Davon haben durchschnittlich fünf Unternehmen mit Sitz in Deutschland aktiv am Day-ahead-Spotmarkt für Strom teilgenommen.

3.2.2.2 Entwicklung Strompreis im Großhandelsbereich

Die Strompreise sind im Jahr 2006 im Großhandelsbereich erneut gestiegen. So weist die Entwicklung der Day-ahead-Spotmarktpreise an der deutschen Strombörse EEX in dem Zeitraum Januar 2005 bis Dezember 2006 sowohl für den Phelix-Day-Base als auch den Phelix-Day-Peak einen Anstieg der jährlichen Mittelwerte auf.

Der Phelix-Baseload ist der Durchschnitt aller Preise in den Stundenauktionen 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.⁵³

Der Mittelwert des Phelix-Day-Base lag im Kalenderjahr 2006 bei 50,79 €/MWh und damit um rund 10,46 Prozent höher als der Mittelwert im Kalenderjahr 2005 in Höhe von 45,98 €/MWh. Der Mittelwert des Phelix Day Peak für das Kalenderjahr 2006 lag bei 63,81 €/MWh und damit um 13,95 Prozent höher als der Mittelwert für 2005 in Höhe von 56,00 €/MWh.

Die höchsten Werte für die Day-ahead-Spotmarktpreise waren Ende Juli 2006 an mehreren Tagen zu verzeichnen, bei denen der Phelix-Day-Base einen Maximalwert von 301,54 €/MWh am 27.07.2006 erreichte. Der Maximalwert für den Phelix-Day-Peak wurde ebenfalls am 27.07.2006 mit 543,72 €/MWh verzeichnet. Neben den hohen Werten Ende Juli 2006 trat eine weitere Preisspitze am 07.11.2006 mit 162,25 €/MWh für den Phelix-Day-Base und 276,33 €/MWh für den Phelix-Day-Peak auf. Der Minimalwert für den Phelix-Day-Base lag am 31.12.2006 bei 13,98 €/MWh und für den Phelix-Day-Peak am 04.06.2007 bei 17,42 €/MWh.

Die am Terminmarkt der EEX gehandelten Phelix-Base-Year-Futures und Phelix-Peak-Year-Futures für das rollierende Folgejahr (2006 in 2005, 2007 in 2006) weisen im Zeitraum Januar 2005 bis Dezember 2006 deutliche Preissteigerungen auf. Die Entwicklung dieser beiden Indizes ist von besonderer Bedeutung für den Elektrizitätsmarkt in Deutschland, da diese Indizes oftmals als Referenz für die Preisbildung im Endkundengeschäft herangezogen werden.

Der Phelix-Future ist ein finanzieller Terminkontrakt, der sich auf Spotmarktpreise für Strom – genauer den EEX-Index Phelix – zukünftiger Lieferperioden bezieht. Am EEX-Terminmarkt werden Phelix-Futures für den aktuellen Monat, die nächsten sechs Monate, sieben Quartale und sechs Jahre gehandelt. Es werden Grundlast- und Spitzenlast-Futures gehandelt. Das Underlying ist entweder der Phelix-Baseload oder der Phelix-Peakload.⁵⁴ Im Vergleich der

⁵³ Vgl. www.eex.de

⁵⁴ Ebenda.

Jahresmittelwerte ist der Phelix-Base-Year-Future für das Folgejahr von 41,15 €/MWh in 2005 um rund 13,86 €/MWh bzw. 33,68 Prozent auf 55,01 €/MWh in 2006 gestiegen. Dabei bewegte sich der Phelix-Base-Year-Future in 2006 für das Folgejahr 2007 zwischen einem Minimalwert von 47,51 €/MWh am 09.05.2006 und einem Maximalwert von 60,35 €/MWh am 18.04.2006.

Der Jahresmittelwert des Phelix-Peak-Year-Future für das Folgejahr stieg von 56,20 €/MWh in 2005 um rund 24,82 €/MWh bzw. 44,16 Prozent auf 81,02 €/MWh in 2006. Dabei lag der Phelix-Peak-Year-Future in 2006 für das Folgejahr 2007 zwischen einem Minimalwert von 69,50 €/MWh am 03.01.2006 und einem Maximalwert von 87,54 €/MWh am 09.11.2006.

3.2.3 Beschreibung des Einzelhandelsbereiches

3.2.3.1 Struktur des Einzelhandelsbereiches

Auf der Stufe der Letztverbraucher treten im Einzelhandelsbereich nahezu sämtliche Stromkunden auf, die Strom zum eigenen Verbrauch nachfragen. Das Bundeskartellamt unterscheidet die jeweils eigenständigen Märkte für die Belieferung von leistungsgemessenen und von nichtleistungsgemessenen Letztverbrauchern.

Die Nachfrage von leistungsgemessenen Letztverbrauchern ist grundsätzlich anders ausgerichtet und strukturiert als die von nichtleistungsgemessenen Letztverbrauchern. Aufgrund des höheren Stromverbrauchs und der durch den Lastgang dokumentierten tatsächlichen Leistungsaufnahme haben leistungsgemessene Letztverbraucher eine bessere Verhandlungsposition gegenüber Stromanbietern. Ferner lässt sich regelmäßig feststellen, dass leistungsgemessene Letztverbraucher preissensibler sind und eine höhere Wechselbereitschaft bezüglich des Stromlieferanten aufweisen. Insbesondere fragen leistungsgemessene Letztverbraucher nicht nur beim direkten Vorlieferanten nach, sondern - sowohl auf institutionalisierten Handelsplätzen als auch bilateral - bundesweit. Leistungsgemessene Letztverbraucher fragen zunehmend strukturiert nach, d.h. sie fragen unterschiedliche Produkte (z.B. Bandlieferungen, Spitzenlast) möglicherweise sogar bei verschiedenen Lieferanten nach. Dieser Markt wird als Strom-Großkundenmarkt bezeichnet.

Der Absatz von Strom an nichtleistungsgemessene Letztverbraucher stellt demgegenüber einen eigenständigen Markt dar. Die auf diesem Markt auftretenden Letztverbraucher fragen die nachgefragten Strommengen fast ausschließlich bei einem (meist lokalen) Lieferanten zu von diesem festgelegten Konditionen nach. Die Letztverbraucher dieses Marktes fragen weder bei den Erzeugern direkt nach noch treten sie als Nachfrager am Stromhandelsplatz auf, was insbesondere daran liegt, dass die von diesen Letztverbrauchern nachgefragten Strommengen zu gering und die Transaktionskosten zu hoch sind. Dieser Markt wird als Strom-Kleinkundenmarkt bezeichnet.

In räumlicher Hinsicht ist für den Markt für Strom-Kleinkunden ungeachtet der zwischenzeitlich unternommenen Liberalisierungsschritte weiterhin auf das Netzgebiet, also das zur Versorgung von Gewerbebetrieben und Haushalten benötigte Niederspannungsnetz abzustellen, da die Entwicklung des Geschäftes mit nichtleistungsgemessenen Letztverbrauchern hin zu einem überregionalen Markt stagniert und die technisch mögliche Netznutzung durch alternative Lieferanten keine signifikante Rolle spielt. Dies zeigt sich auch an der durchweg niedrigen Wechselrate bei nichtleistungsgemessenen Letztverbrauchern. Im Berichtszeitraum fand lediglich bei 2,3 Prozent der gesamten Entnahmemenge von nichtleistungsgemessenen Letztverbrauchern ein Lieferantenwechsel statt. Dieser Wert ist im Vergleich zum Vorjahreswert für die Kundenkategorie mit einer Abnahmemenge von bis zu 50 MWh/Jahr nahezu konstant geblieben.

Demgegenüber ist der Markt für Strom-Großkunden bundesweit abzugrenzen, da aufgrund der dort funktionierenden und auch im signifikanten Umfang stattfindenden Netznutzung in der

gesamten Bundesrepublik Stromlieferungen möglich sind und durchgeführt werden. Im Berichtszeitraum fand bei 13,5 Prozent der gesamten Entnahmemenge von leistungsgemessenen Letztverbrauchern ein Lieferantenwechsel statt. Eine über die bundesweite hinaus gehende Marktabgrenzung hingegen ist nicht sachgerecht, da derzeit die importierten Strommengen im Verhältnis zu den in Deutschland erzeugten Strommengen nur eine geringe Rolle spielen.

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

Mit Beschluss vom 11.07.2006 hat die Bundesnetzagentur erstmals einheitliche Geschäftsprozesse und Datenformate für die Belieferung von Kunden mit Elektrizität festgelegt. Damit wurden durch verbindliche Marktregeln für Netzbetreiber und Lieferanten die Voraussetzungen für einen diskriminierungsfreien Netzzugang aller Netznutzer geschaffen.

Nach einem teilweise kontroversen Konsultationsverfahren wurden in dem Beschluss elektronisch automatisierbare Geschäftsprozesse, die bei der Belieferung von Kunden mit Strom anfallen (vor allem Lieferantenwechsel sowie Ein- und Auszüge), festgelegt und eine Entscheidung für ein zum elektronischen Datenaustausch erforderliches, bundeseinheitliches Datenformat (EDIFACT) und die dazugehörigen Nachrichtentypen getroffen. Aufgrund der bei vielen Netzbetreibern vorzunehmenden EDV-Umstellungen hat die Bundesnetzagentur eine Umsetzungsfrist bis zum 01.08.2007, bzw. 01.10.2007 für die nunmehr auch elektronisch abzuwickelnde Netznutzungsabrechnung eingeräumt.⁵⁵ Darüber hinaus eröffnete die Bundesnetzagentur den Unternehmen die Möglichkeit, von den standardisierten Geschäftsprozessen und Datenformaten abweichende Regelungen zu treffen. Auf diese Weise können verbundene Unternehmen ihre internen Sonderlösungen beibehalten, sofern sie anderen Lieferanten gleiche Zugriffsrechte auf den Datenbestand gewähren. Erfolgt eine solche Gleichstellung nicht, dürfen Sonderlösungen für einen mit dem Netzbetreiber verbundenen Vertrieb unter bestimmten Auflagen längstens bis zum 01.10.2009 beibehalten werden. Die Festlegung der Bundesnetzagentur zu einheitlichen Geschäftsprozessen und Datenformaten ist im Markt grundsätzlich begrüßt worden. Dennoch haben von etwa 900 betroffenen Netzbetreibern nach heutigem Stand 39 Unternehmen zum Teil wortgleiche Beschwerden beim OLG Düsseldorf gegen den Beschluss eingelegt. Diese Beschwerden richten sich jedoch nicht gegen den Kern des Beschlusses, sondern fast ausschließlich gegen die Befristung der Möglichkeit der Netzbetreiber, dem eigenen, verbundenen Vertrieb eine Sonderbehandlung zukommen zu lassen. Die Beschwerden wurden, soweit über sie bereits entschieden ist, vom zuständigen Oberlandesgericht Düsseldorf zurückgewiesen. Drei Unternehmen haben gegen die Entscheidung des OLG Düsseldorf Rechtsbeschwerde beim Bundesgerichtshof eingelegt.

Lieferantenwechsel

Die Ausgestaltung und Häufigkeit des Lieferantenwechselprozesses kann Aufschluss über die wettbewerbliche Entwicklung des Elektrizitätsmarktes geben. Eine wesentliche Voraussetzung hierfür ist, dass die Transaktionskosten für Lieferanten und Netzbetreiber möglichst gering sind. Andernfalls schlagen sich höhere Kosten auch in den Preisen für Kunden nieder und erschweren einen Wettbewerb. Aus diesem Grund wurde die Gesamtzahl der Lieferantenwechsel, die geschätzten Kosten je Lieferantenwechsel, der bisher erreichte Automatisierungsgrad und das gewichtigste Hindernis bei der Neukundenakquisition für das Kalenderjahr 2006 bei den VNB „Strom“ sowie den Großhändlern und Lieferanten „Strom“ erhoben.

Relevant für die Höhe und Struktur der Kosten des Lieferantenwechsels ist vor allem die Automatisierung des Lieferantenwechsel und der damit verbundenen Geschäftsprozesse. Die Möglichkeit der Automatisierung ist auch ausdrückliches Ziel der Vereinheitlichung der Geschäftsprozesse und Datenformate.

⁵⁵ Die Abwicklung des Datenaustauschs hat für die Nachrichtentypen UTILMD, MSCONS, APERAK, CONTRL und REQDOC ab dem 01.08.2007 zu erfolgen. Für die Nachrichtentypen INVOIC und REMADV ist die Abwicklung des Datenaustauschs ab dem 01.10.2007 zu ermöglichen, soweit der Netzbetreiber oder der Netznutzer dies zur Vereinfachung der Netznutzungsabwicklung verlangt.

Abbildung 22 zeigt die Einschätzung der derzeitigen Automatisierung dieser Geschäftsprozesse. Nicht abgebildet wird das Potential der Automatisierung, da die Automatisierung nicht zwangsläufig zu erfolgen hat, sondern lediglich die Möglichkeit der Automatisierung durch die Regulierungspraxis gegeben sein sollte.

Durchschnittlicher Automatisierungsgrad beim Lieferantenwechsel 2006

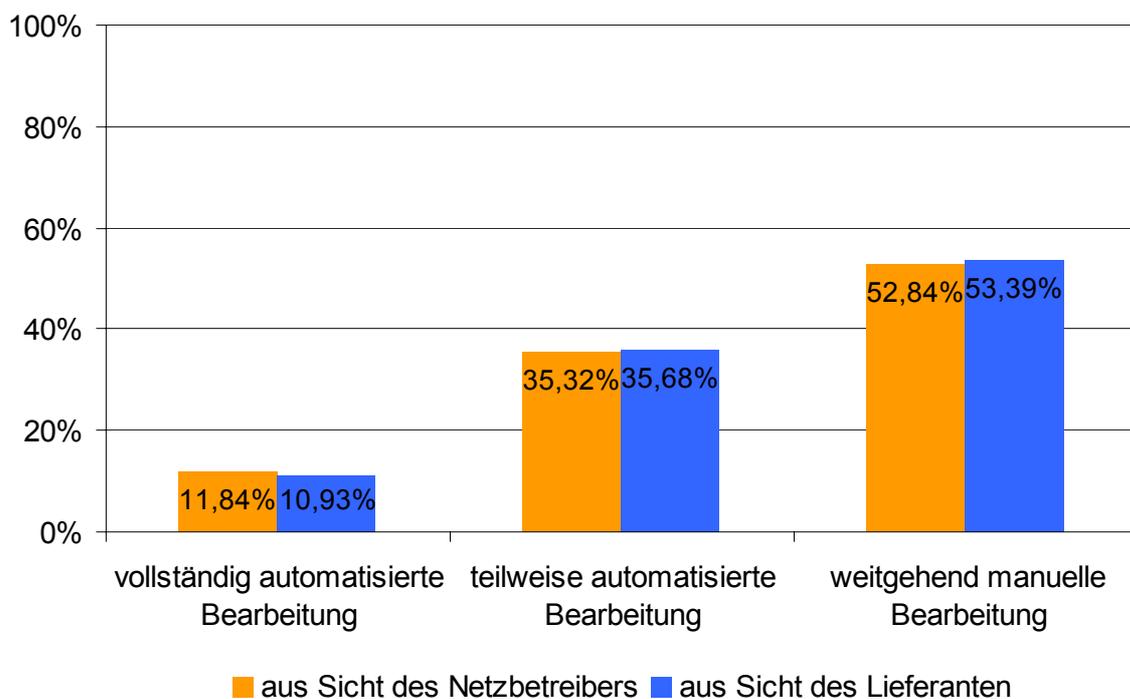


Abbildung 22: Durchschnittlicher Automatisierungsgrad des Lieferantenwechsels

Wie in der nachfolgenden Abbildung verdeutlicht wird, stieg der Grad der vollständig automatisierten Bearbeitung beim Lieferantenwechsel um mehr als drei Prozent. Dabei profitieren die Lieferanten und Netzbetreiber im vergleichbaren Umfang von den Möglichkeiten zur Automatisierung durch die Vereinheitlichung der Geschäftsprozesse und Datenformate entsprechend der Festlegung der Bundesnetzagentur.

Veränderungen des durchschnittlichen Automatisierungsgrads beim Lieferantenwechsel von 2005 zu 2006

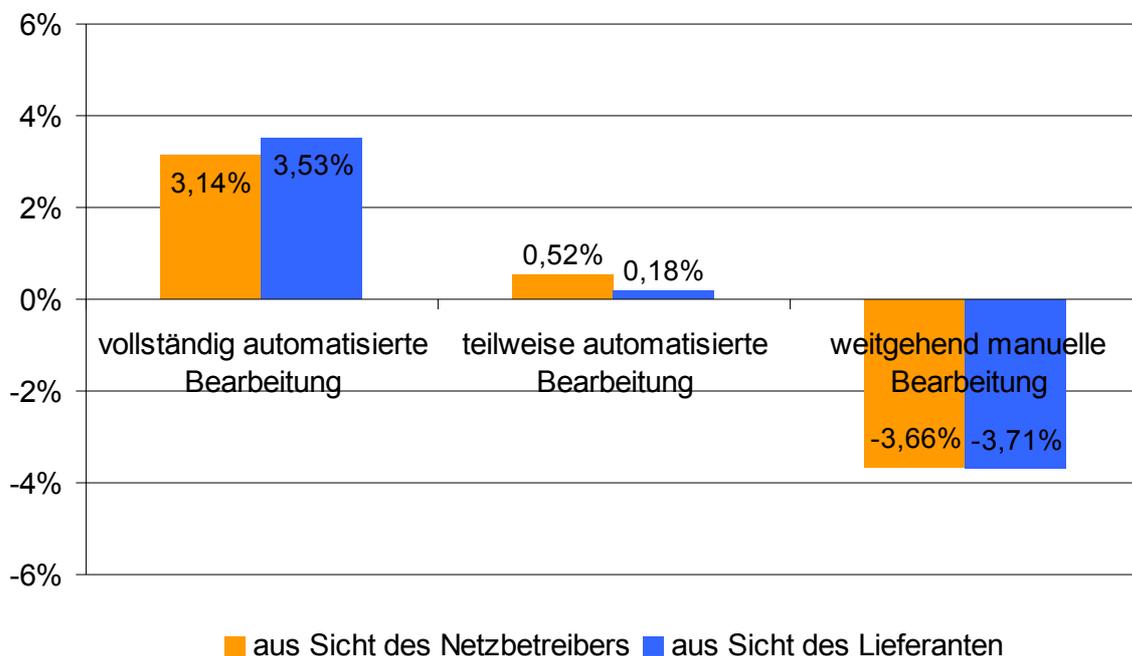


Abbildung 23: Veränderung des durchschnittlichen Automatisierungsgrads beim Lieferantenwechsel in 2006

Erstmalig wurde bei der diesjährigen Monitoringabfrage auch der Automatisierungsgrad beim Lieferantenwechsel bei den ÜNB abgefragt. Hier wurden durchschnittlich noch 50 Prozent aller getätigten Lieferantenwechsel weitgehend manuell bearbeitet. Die übrigen Lieferantenwechsel wurden zu rund 10 Prozent teilweise und zu rund 40 Prozent vollständig automatisiert bearbeitet. Während der Anteil der manuellen Bearbeitung damit in der Größenordnung des für den Bereich der Verteilernetzbetreiber ermittelten Anteils liegt, ist der Anteil der vollständig automatisierten Bearbeitung deutlich höher. Jedoch ist die Anzahl der insgesamt durchgeführten Lieferantenwechsel mit 22 bei den ÜNB erwartungsgemäß gering.

Insgesamt wurden im Erhebungszeitraum 797.563 Lieferantenwechsel von den VNB „Strom“ tatsächlich durchgeführt. Das sind ca. 3,5 Prozent weniger im Vergleich zum Vorjahr. 678.423 von 797.563 Lieferantenwechseln, d.h. ca. 85 Prozent, betrafen Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG. Die durchschnittlichen Kosten je Lieferantenwechsel wurden durch die befragten Lieferanten im Mittel auf 111,10 Euro für Kunden mit registrierender Lastgangmessung und im Mittel auf 64,67 Euro bei Kunden, die nach Standardlastprofilen bilanziert werden, geschätzt. Diese hohen Kosten können teilweise durch den noch zu geringen Automatisierungsgrad und den Hindernissen bei der Neukundenakquisition erklärt werden. Das Bild einer nicht zufrieden stellenden Prozessqualität des Lieferantenwechsels wird durch die Angaben zu den Hindernissen bei der Neukundenakquisition immer noch zum Teil bestätigt. So wurden im Monitoringbericht 2006 von 13 Prozent der Lieferanten hohe Transaktionskosten und von vier Prozent der Lieferanten fehlgeschlagene verzögerte Lieferantenwechsel als gewichtigstes Hindernis bei der Neukundenakquisition genannt. Dieser Anteil hat sich auf zehn Prozent bzw. drei Prozent reduziert. Der Anteil an Lieferanten, die andere Hindernisse bei der Neukundenakquisition sehen, beträgt 31 Prozent.

Hindernisse bei Neukundenakquisition 2006

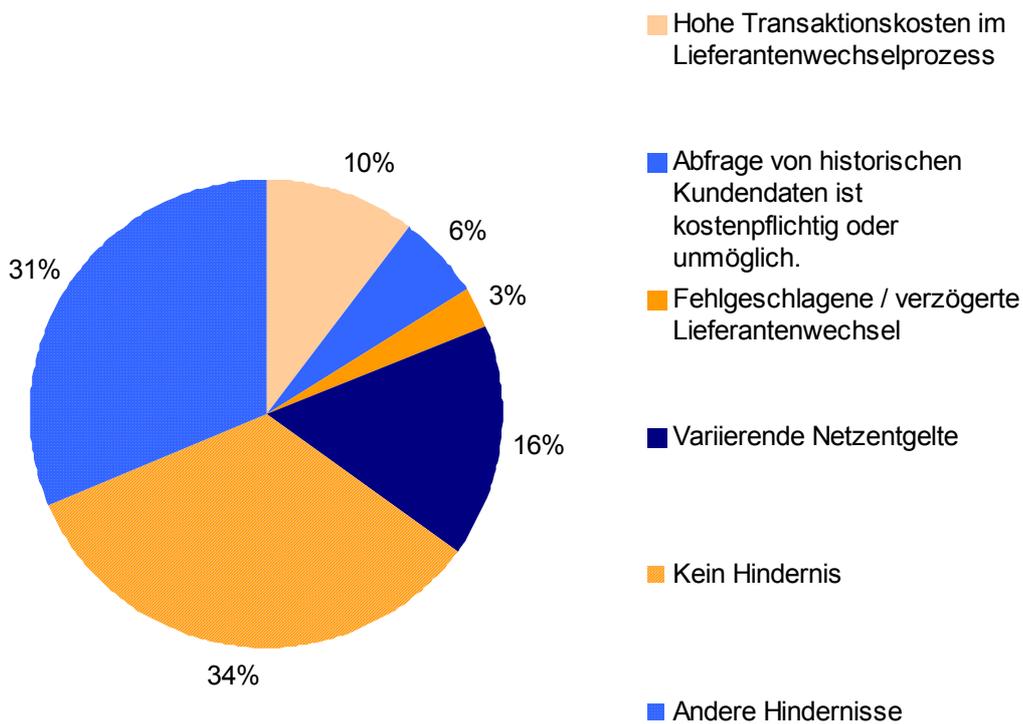


Abbildung 24: Hindernisse bei der Akquisition von Neukunden

Von den Lieferanten sahen 34 Prozent keine gewichtigen Hindernisse bei der Neukundenakquisition. Zudem wurden variierende Netzentgelte von 16 Prozent der Befragten genannt. Offen bleibt dabei, ob die unterschiedliche Höhe oder unterschiedliche Struktur der Netzentgelte die Gewinnung von Neukunden erschwert. Die Umsetzung der Festlegung der bislang unverbindlichen und uneinheitlichen Geschäftsprozesse und Datenformate durch die Bundesnetzagentur soll in Zukunft dazu führen, dass der Automatisierungsgrad beim Lieferantenwechsel erhöht wird, die Transaktionskosten je Lieferantenwechsel sinken und dass fehlgeschlagene/verzögerte Lieferantenwechsel vermieden werden.

Zur Abfrage von historischen Kundendaten, die ebenfalls ein relevantes Hindernis bei der Neukundenakquisition darstellen, hat die Bundesnetzagentur den Prozess „Geschäftsdaten-anfrage“ im Rahmen des Beschlusses zu einheitlichen Geschäftsprozessen und Datenformaten festgelegt. Es ist beabsichtigt, durch Standardisierung der Geschäftsdaten-anfrage und Beschränkung der anfallenden Kosten auf ein notwendiges Maß dieses Wettbewerbshindernis weitestgehend auszuschließen. Überraschend ist, dass nach den Angaben der Verteilernetz-betreiber kein ausgeprägter Zusammenhang zwischen der Anzahl der Lieferantenwechsel und dem Automatisierungsgrad besteht.

Grad der vollständigen Automatisierung des Lieferantenwechselprozesses beim Netzbetreiber

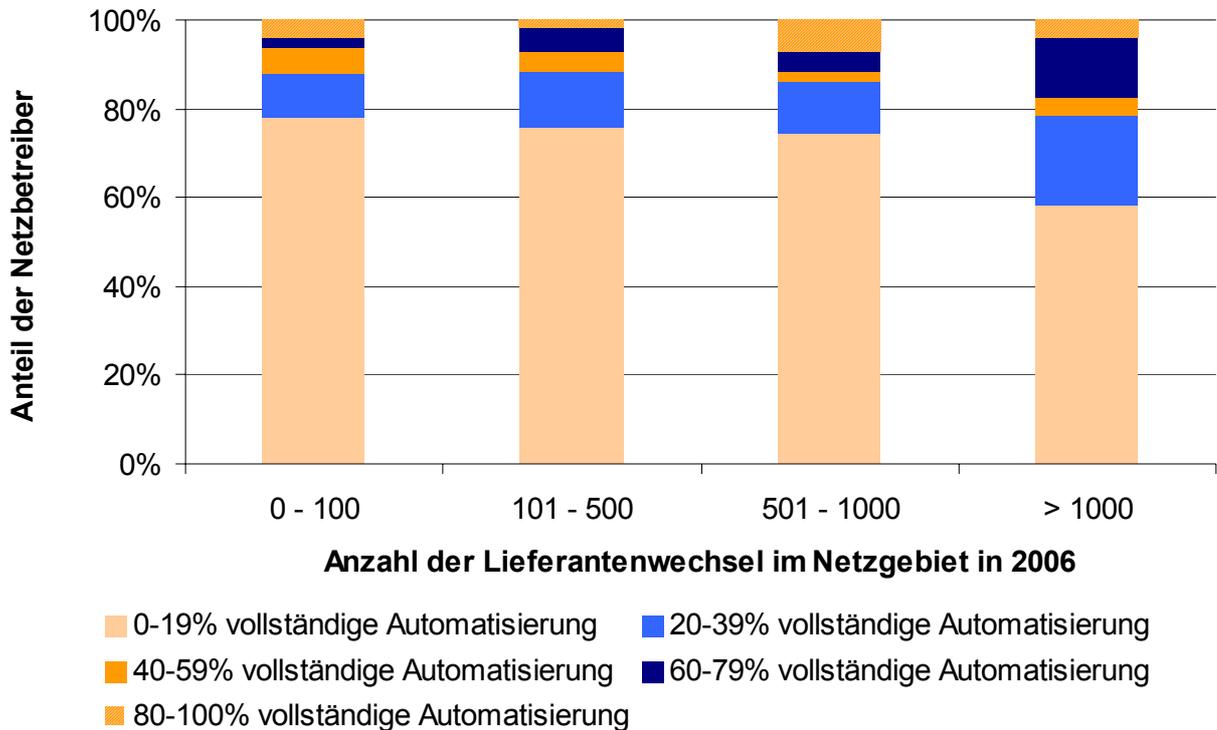


Abbildung 25: Automatisierungsgrad des Lieferantenwechselprozesses bei Netzbetreibern

Das Spektrum der von den Verteilernetzbetreibern mit einem Grad der vollständigen Automatisierung von 80 bis 100 Prozent angegebenen Anzahl von Lieferantenwechseln reicht von einem bis zu ca. 22.300 Lieferantenwechseln im Berichtszeitraum. Daraus ist zu erkennen, dass der Automatisierungsgrad wenig mit der Anzahl der durchgeführten Lieferantenwechsel korreliert. Aus dem hohen Anteil von Verteilernetzbetreibern mit einer hohen Anzahl an Lieferantenwechseln und einem zurzeit sehr geringen Grad an vollständiger Automatisierung kann ein erhebliches Potenzial zur Steigerung der Effizienz abgeleitet werden.

Mit dem Fragebogen an die VNB „Strom“ wurden Daten für den Lieferantenwechsel der Letztverbraucher erhoben. Die befragten VNB „Strom“ haben die Entnahmemengen von Letztverbrauchern in ihrem Netzbereich für die in der nachstehenden Tabelle 20 aufgeführten vier Kundenkategorien angegeben. Dabei haben sich für die Entnahmemengen im Berichtsjahr 2006 folgende aufsummierten Werte in den einzelnen Kategorien ergeben, die den Werten aus 2005 gegenübergestellt werden. Aufgrund veränderter Kundenkategorien in 2006 gegenüber 2005 ist ein direkter Vergleich nur für Entnahmemengen von mehr als 2 GWh/Jahr möglich. Der jeweilige prozentuale Anteil an der gesamten Entnahmemenge von Letztverbrauchern ist ebenfalls aufgeführt.

Kategorie	2005 Entnahmemengen in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent	2006 Entnahmemengen in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	225,82	56,44	132,57	31,16
> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr			50,12	11,78
> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr			64,42	15,14
> 2 GWh/Jahr	174,29	43,56	178,31	41,91
Gesamtsumme⁵⁶	400,11	100	425,42	100

Tabelle 20: Summierte Entnahmemengen Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB „Strom“

Darüber hinaus haben die befragten VNB „Strom“ die Menge der Lieferantenwechsel im Berichtsjahr 2006 in ihrem Netzbereich als Gesamtwert und für die jeweiligen vier Kundenkategorien angegeben. Dabei haben sich die in der nachstehenden Tabelle 21 aufgelisteten Summenwerte für die einzelnen Kategorien und den Gesamtwert ergeben, die den Werten aus 2005 gegenübergestellt werden.⁵⁷ Der jeweilige prozentuale Anteil der Lieferantenwechsel an der gesamten Entnahmemenge in der jeweiligen Kategorie ist ebenfalls aufgeführt.

Kategorie	2005 Lieferantenwechsel in TWh	Anteil an Entnahmemenge in Kategorie in Prozent	2006 Lieferantenwechsel in TWh	Anteil an Entnahmemenge in Kategorie in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	11,28	5,00	3,38	2,55
> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr			1,98	3,95
> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr			8,71	13,52
> 2 GWh/Jahr	19,90	11,42	20,37	11,42
Gesamt⁵⁸	31,18	7,79	35,09	7,90

Tabelle 21: Lieferantenwechsel Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB „Strom“

⁵⁶ Die gesamte Entnahmemenge von Letztverbrauchern in den Netzbereichen der erfassten VNB „Strom“ beträgt in 2006 entsprechend der Monitoringabfrage 444,32 TWh. Die Abweichung der Gesamtsumme der einzelnen Kategorien mit einem Summenwert von 425,42 TWh gemäß der o. g. Tabelle zur Gesamtentnahmemenge von Letztverbrauchern in Höhe von 444,32 TWh basiert im wesentlichen auf nicht übermittelten Daten für die Entnahmemengen in den einzelnen Kategorien durch die VNB „Strom“.

⁵⁷ Die Definition der Lieferantenwechsel wurde im Monitoring 2007 gegenüber dem Monitoring 2006 wie folgt erweitert (s. Glossar): Werden infolge eines Konzessionswechsels auch Lieferverträge mit den Kunden übertragen, ist dieser Vorgang ebenfalls nicht als Lieferantenwechsel anzusehen.

⁵⁸ Die Abweichung der Gesamtsumme der einzelnen Kategorien für die Mengen der Lieferantenwechsel in 2006 mit einem Summenwert von 34,44 TWh gemäß der o. g. Tabelle zur gesamten Menge der Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern in Höhe von 35,09 TWh basiert im wesentlichen auf nicht übermittelten Daten für die Mengen der Lieferantenwechsel in den einzelnen Kategorien durch die VNB „Strom“.

Damit liegen die Wechselquoten von 13,52 Prozent bzw. 11,42 Prozent in den beiden Kategorien „> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr“ sowie „> 2 GWh/Jahr“ jeweils deutlich über den Wechselquoten von 3,95 Prozent in der Kategorie „> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr“ sowie 2,55 Prozent in der Kategorie „≤ 10 MWh/Jahr“. Das Gesamtvolumen der Lieferantenwechsel von 35,09 TWh bezogen auf die Gesamtentnahmemenge von Letztverbrauchern in Höhe von 444,32 TWh führt zu einer durchschnittlichen Wechselquote von 7,90 Prozent im Berichtsjahr 2006. Die gesamte Lieferantenwechselquote ist damit in 2006 geringfügig um 0,11 Prozent gegenüber dem Wert von 2005 angestiegen.⁵⁹

Im Zuge der Monitoringabfrage 2007 wurden erstmals die ÜNB nach Daten zu den Entnahmemengen und Lieferantenwechseln von Letztverbrauchern gefragt. Die nachstehende Tabelle 22 zeigt die summierten Werte für die Entnahmemengen von Letztverbrauchern im Berichtsjahr 2006 bei den vier ÜNB sowie den VNB „Strom“.

Kategorie	2006 Entnahmemengen VNB „Strom“ in TWh	2006 Entnahmemengen ÜNB in TWh	2006 Entnahmemengen VNB „Strom“+ÜNB in TWh	Anteil an Gesamtsumme VNB „Strom“+ÜNB in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	132,57	0,00	132,57	28,53
> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr	50,12	0,00	50,12	10,79
> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	64,42	0,02	64,44	13,87
> 2 GWh/Jahr	178,31	39,24	217,55	46,82
Gesamtsumme	425,42	39,26	464,68	100

Tabelle 22: Summierte Entnahmemengen Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage ÜNB und VNB „Strom“

Die gesamte Entnahmemenge von Letztverbrauchern in den Netzbereichen der erfassten VNB „Strom“ beträgt 444,32 TWh in 2006. Bei Addition der Gesamtentnahmemenge von 39,26 TWh der vier ÜNB ergibt sich eine gesamte Entnahmemenge von Letztverbrauchern in Höhe von 483,58 TWh. Dies entspricht einem Anteil von 91,16 Prozent an dem gesamten Netto-Stromverbrauch in Höhe von 530,5 TWh im Jahr 2006 aus dem Netz der „Allgemeinen Versorgung“ gemäß vorläufiger Angaben des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW).⁶⁰

Darüber hinaus haben die vier ÜNB die Menge der Lieferantenwechsel im Berichtsjahr 2006 in ihrem Netzbereich als Gesamtwert und für die jeweiligen vier Kundenkategorien angegeben. Dabei haben sich die in der nachstehenden Tabelle 23 aufgelisteten Summenwerte für die einzelnen Kategorien und den Gesamtwert ergeben, die um die Werte der VNB „Strom“ ergänzt werden. Die in der Tabelle 23 benannten Daten beruhen auf insgesamt 22 Lieferantenwechseln, die die vier ÜNB im Berichtsjahr 2006 durchgeführt haben. Insgesamt haben die vier ÜNB 3.080 Zählpunkte (Stand 31.12.2006) abzüglich sog. virtueller Zählpunkte i.S.d. MeteringCode 2006 in

⁵⁹ Die Methodik zur Ermittlung der gesamten Lieferantenwechselquote in 2006 weicht von der in 2005 angewendeten Methodik ab, da in 2006 erstmals neben den einzelnen Kategorien auch die gesamte Menge der Lieferantenwechsel abgefragt und der gesamten Entnahmemenge gegenübergestellt wurde. In 2005 wurde die Summe der einzelnen Kategorien für die Menge der Lieferantenwechsel der Summe der einzelnen Kategorien für die Entnahmemengen gegenübergestellt.

⁶⁰ Vgl. VDEW: Strommarkt Deutschland – Zahlen und Fakten zur Stromversorgung Frühjahr 2007, April 2007

ihren Netzbereichen angegeben. Davon sind 2.971 Zählpunkte mit registrierender Lastgangmessung.

Kategorie	2006 Lieferanten- wechsel VNB „Strom“ in TWh	2006 Lieferanten- wechsel ÜNB in TWh	2006 Lieferanten- wechsel VNB „Strom“+ÜNB in TWh	Anteil an Entnahme- menge in Kategorie VNB „Strom“+ÜNB in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	3,38	0,00	3,38	2,55
> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr	1,98	0,00	1,98	3,95
> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	8,71	0,00	8,71	13,52
> 2 GWh/Jahr	20,37	10,42	30,79	14,15
Gesamt	35,09	10,42	45,51	9,41

Tabelle 23: Lieferantenwechsel Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage ÜNB und VNB „Strom“

Aufgrund der deutlich höheren Lieferantenwechselquote in der Kategorie „> 2 GWh/Jahr“ bei den ÜNB (26,55 Prozent) gegenüber den VNB „Strom“ (11,42 Prozent) erhöht sich die zusammengefasste Lieferantenwechselquote bei den ÜNB und VNB „Strom“ in der Kategorie „> 2 GWh/Jahr“ auf 14,15 Prozent. Die gesamte Lieferantenwechselquote bei den ÜNB und VNB „Strom“ von 9,41 Prozent ergibt sich aus der Gegenüberstellung der gesamten Lieferantenwechsellmenge von 45,51 TWh zur Gesamtentnahmemenge von Letztverbrauchern bei den ÜNB (39,26 TWh) und den VNB „Strom“ (444,32 TWh) in Höhe von zusammen 483,58 TWh.

Abgabemengen Letztverbraucher gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Strom“

Der Fragebogen für die Großhändler und Lieferanten wurde im Monitoring 2007 von insgesamt 676 Unternehmen für den Bereich Strom 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, dessen Geschäftstätigkeit auf den Vertrieb von Elektrizität gerichtet ist.

Die gesamte Stromabgabe der antwortenden Großhändler und Lieferanten an Letztverbraucher belief sich für das Berichtsjahr 2006 auf 466,97 TWh. Dies entspricht einem Anteil von 88,02 Prozent an dem gesamten Netto-Stromverbrauch in Höhe von 530,5 TWh im Jahr 2006 aus dem Netz der „Allgemeinen Versorgung“ gemäß vorläufiger Angaben des VDEW.⁶¹ Von den 676 antwortenden Unternehmen haben 661 Unternehmen Stromabgaben an Letztverbraucher angegeben. Dabei haben die befragten Unternehmen mit Stand 31.12.2006 insgesamt 44,09 Mio. Letztverbraucher in Deutschland mit Elektrizität beliefert.

Die Stromabgabe der Großhändler und Lieferanten an Letztverbraucher teilt sich dabei für das Berichtsjahr 2006 in die einzelnen Kundenkategorien wie in der nachstehenden Tabelle 24 dargestellt auf. Dabei werden die Werte für das Berichtsjahr 2006 den Werten aus 2005

⁶¹ Vgl. VDEW: Strommarkt Deutschland – Zahlen und Fakten zur Stromversorgung Frühjahr 2007, April 2007

gegenübergestellt. Bei der Einordnung der Kunden in die jeweiligen Kategorien sollte der Gesamtverbrauch eines Kunden berücksichtigt werden. Sofern zusammengefasste Daten bei den Großhändlern und Lieferanten „Strom“ vorlagen, waren mehrere Lieferstellen eines Kunden („Bündelkunden“) bei der Eingruppierung in die einzelnen Kundenkategorien zusammengefasst zu betrachten. Aufgrund veränderter Kundenkategorien in 2006 gegenüber 2005 ist ein direkter Vergleich nur für Abgabemengen von mehr als 2 GWh/Jahr möglich.

Kategorie	2005 Abgabemengen in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent	2006 Abgabemengen in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	221,13	52,44	127,87	29,44
> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr			35,55	8,19
> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr			60,93	14,03
> 2 GWh/Jahr	200,57	47,56	209,95	48,34
Gesamtsumme⁶²	421,70	100	434,30	100

Tabelle 24: Summierte Stromabgabe an Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Strom“

Den größten Anteil an der gesamten Stromabgabe der erfassten Großhändler und Lieferanten an Letztverbraucher in 2006 weist die Kategorie „> 2 GWh/Jahr“ mit 48,34 Prozent vor der Kategorie „≤ 10 MWh/Jahr“ mit 29,44 Prozent auf. Geringere prozentuale Anteile weisen die Kategorien „>100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr“ mit 14,03 Prozent sowie „> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr“ mit 8,19 Prozent auf.

Vertragswechsel

Mit der Monitoringabfrage wurden die von den Großhändlern und Lieferanten „Strom“ durchgeführten Vertragswechsel erfasst. Hier sollten die Mengen in den einzelnen Kundenkategorie und als Gesamtwert angegeben werden, bei denen die Kunden einen neuen Stromliefervertrag mit dem bestehenden Lieferanten abgeschlossen haben, der günstiger als die Grundversorgung ist, oder bei denen günstigere Konditionen für einen bestehenden Stromliefervertrag außerhalb der Grundversorgung vereinbart wurden. Diese Erhebung der Vertragswechsel hat zu dem in der nachstehenden Tabelle 25 dokumentierten Ergebnis geführt. Dabei werden die Vertragswechsellmengen für 2006 den Werten von 2005 gegenübergestellt.⁶³ Bei der Einordnung der Kunden in die jeweiligen Kategorien sollte auch hier der Gesamtverbrauch eines Kunden berücksichtigt werden. Sofern zusammengefasste Daten bei den Großhändlern und Lieferanten „Strom“ vorlagen, waren mehrere Lieferstellen eines Kunden („Bündelkunden“) bei der Eingruppierung in die einzelnen Kundenkategorien zusammengefasst zu betrachten. Aufgrund veränderter Kundenkategorien in 2006 gegenüber 2005 ist auch hier ein direkter Vergleich nur für Abgabemengen > 2 GWh/Jahr möglich.

⁶² Die Abweichung der Gesamtsumme der einzelnen Kategorien mit einem Summenwert von 434,30 TWh in 2006 gemäß der o. g. Tabelle zur gesamten Stromabgabe an Letztverbraucher in Höhe von 466,97 TWh in 2006 basiert im Wesentlichen auf nicht übermittelten Daten für die Abgabemengen in den einzelnen Kategorien durch die antwortenden Großhändler und Lieferanten Strom.

⁶³ Die Definition des Vertragswechsels wurde im Monitoring 2007 gegenüber dem Monitoring 2006 entsprechend der neuen Begriffe zur Grundversorgung angepasst (s. Glossar).

Kategorie	2005 Vertrags- wechsel in TWh	Anteil an Abgabe- menge in Kategorie in Prozent	2006 Vertrags- wechsel in TWh	Anteil an Abgabe- menge in Kategorie in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	19,25	8,71	3,18	2,49
> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr			2,06	5,79
> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr			15,21	24,96
> 2 GWh/Jahr	31,18	15,55	34,82	16,58
Gesamt⁶⁴	50,43	11,96	55,40	11,86

Tabelle 25: Vertragswechsel Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Strom“

Die Wechselquoten von 24,96 Prozent bzw. 16,58 Prozent in den beiden Kategorien „> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr“ sowie „> 2 GWh/Jahr“ übersteigen damit jeweils deutlich die Wechselquoten von 5,79 Prozent in der Kategorie „> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr“ sowie 2,49 Prozent in der Kategorie „≤ 10 MWh/Jahr“. Das Gesamtvolumen der Vertragswechsel von 55,40 TWh bezogen auf die gesamte Stromabgabe an Letztverbraucher in Höhe von 466,97 TWh führt zu einer durchschnittlichen Vertragswechselquote von 11,86 Prozent im Berichtsjahr 2006. Die von Vertragswechseln erfasste Strommenge hat in 2006 gegenüber 2005 um 4,97 TWh zugenommen. Demgegenüber sank die gesamte Vertragswechselquote im Verhältnis zur erfassten Gesamtstromabgabe an Letztverbraucher um 0,1 Prozent von 11,96 Prozent auf 11,86 Prozent.⁶⁵

Eine weitere Aussage zu Vertragswechseln stellt die Entwicklung des Anteils der Letztverbraucher dar, die zu Allgemeinen Preisen beliefert werden, im Verhältnis zur gesamten Stromabgabe an Letztverbraucher (vgl. Kapitel 6.5.1).

Anteile der größten Unternehmen

Die drei größten Unternehmen weisen gemäß der Abfrage der Großhändler und Lieferanten „Strom“ eine Abgabemenge von insgesamt 239,06 TWh an Letztverbraucher in 2006 auf, was einem Anteil von 45,06 Prozent an dem gesamten Netto-Stromverbrauch in Höhe von 530,5 TWh im Jahr 2006 aus dem Netz der „Allgemeinen Versorgung“ gemäß vorläufiger Angaben des VDEW⁶⁶ entspricht. Dabei wurden die Abgabemengen der beherrschten (konsolidierten) Unternehmen nach der Dominanzmethode⁶⁷ dem beherrschenden Unternehmen zugeordnet. Bei Anwendung der Dominanzmethode weisen in 2006 drei

⁶⁴ Die Abweichung der Gesamtsumme der einzelnen Kategorien für die Mengen der Vertragswechsel in 2006 mit einem Summenwert von 55,27 TWh gemäß der o. g. Tabelle zur gesamten Menge der Vertragswechsel von Letztverbrauchern in Höhe von 55,40 TWh basiert im wesentlichen auf nicht übermittelten Daten für die Mengen der Vertragswechsel in den einzelnen Kategorien durch die Großhändler und Lieferanten Strom.

⁶⁵ Die Methodik zur Ermittlung der gesamten Vertragswechselquote in 2006 weicht von der in 2005 angewendeten Methodik ab, da in 2006 erstmals neben den einzelnen Kategorien auch die gesamte Menge der Vertragswechsel abgefragt und der gesamten Stromabgabe an Letztverbraucher gegenübergestellt wurde. In 2005 wurde die Summe der einzelnen Kategorien für die Menge der Vertragswechsel der Summe der einzelnen Kategorien für die Abgabemengen gegenübergestellt.

⁶⁶ Vgl. VDEW: Strommarkt Deutschland – Zahlen und Fakten zur Stromversorgung Frühjahr 2007, April 2007

⁶⁷ 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.

Unternehmen einen Anteil von mindestens fünf Prozent, bezogen auf die Abgabemenge an Letztverbraucher, auf.

In der folgenden Tabelle 26 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 der Großhändler und Lieferanten „Strom“ zusammengefasst dargestellt. Dabei wurde die Dominanzmethode verwendet. Zur Ermittlung der korrekten Anteile wurde die erfasste Gesamtabgabemenge in den einzelnen Kategorien entsprechend des Verhältnisses des gesamten Netto-Stromverbrauches (Allgemeine Versorgung) in Deutschland von 530,5 TWh in 2006 gemäß vorläufiger VDEW-Angaben zur erfassten Gesamtabgabemenge an Letztverbraucher von 434,3 TWh (vgl. Tabelle 24) hochgerechnet.

Die Untersuchungen zu den Anteilen der drei größten Unternehmen, bezogen auf die Abgabemengen an Letztverbraucher, stellen nur 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 Werte für das Berichtsjahr 2006 werden dabei den Werten von 2005 gegenübergestellt. Aufgrund veränderter Kundenkategorien in 2006 ist ein direkter Vergleich nur für Abgabemengen von > 2 GWh/Jahr und den Gesamtwert möglich. Die Werte für das Berichtsjahr 2005 wurden aufgrund neuer Daten zu den Beteiligungen und zum Netto-Stromverbrauch aus dem Netz der „Allgemeinen Versorgung“ gegenüber dem Monitoringbericht 2006 aktualisiert.⁶⁸ Für 2005 und 2006 wurde der Stand der Beteiligungsverhältnisse zum Zeitpunkt der Berichtserstellung berücksichtigt.⁶⁹

⁶⁸ Die Abgabemengen ≤ 2 GWh/Jahr wurden hierbei für das Berichtsjahr 2005 zusammengefasst betrachtet.

⁶⁹ Abweichend hiervon wurden die Stadtwerke Düsseldorf in 2005 bei EnBW nicht berücksichtigt.

	2005		2006	
Kategorie	Abgabemengen in TWh	Hochgerechnete Abgabemengen in TWh	Abgabemengen in TWh	Hochgerechnete Abgabemengen in TWh
≤ 10 MWh/Jahr	221,13	276,19	127,87	156,19
> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr			35,55	43,42
> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr			60,93	74,43
> 2 GWh/Jahr	200,57	250,51	209,95	256,46
Gesamtsumme	421,70	526,70	434,30	530,50
	2005		2006	
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
≤ 10 MWh/Jahr	112,64	40,78	73,48	47,04
> 10 MWh/Jahr ≤ 100 MWh/Jahr			16,82	38,73
> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr			25,69	34,52
> 2 GWh/Jahr	126,79	50,61	124,36	48,49
Gesamt⁷⁰	239,89	45,55	239,06	45,06

Tabelle 26: Anteile (Anhaltswerte) der jeweils drei größten Unternehmen nach Kundenkategorien Letztverbraucher gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Strom“ unter Verwendung der Dominanzmethode

Die gesamte Abgabemenge der drei größten Unternehmen an Letztverbraucher ist damit von 239,89 TWh (2005) auf 239,06 TWh (2006) gesunken. Dabei ging der Marktanteil der drei größten Unternehmen von 45,55 Prozent auf 45,06 Prozent leicht zurück. Im Berichtsjahr 2006 weisen die drei größten Unternehmen den höchsten Anteil in der Kategorie „> 2 GWh/Jahr“ mit 48,49 Prozent auf, während der geringste Anteil in der Kategorie „> 100 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr“ mit 34,52 Prozent auftritt.

Marktbeteiligung neuer/nicht-nationaler Unternehmen

Unter den 676 Unternehmen, die den Fragebogen Großhändler und Lieferanten „Strom“ beantwortet haben, sind vier nicht-nationale Unternehmen, die seit dem 29.04.1998 (Marktöffnung) neu in den Strommarkt in Deutschland eingetreten sind. Von diesen vier Unternehmen weisen zwei Unternehmen eine Stromabgabe an Letztverbraucher aus.

⁷⁰ Die Abweichung der Summe der einzelnen Kategorien zur Gesamtsumme basiert auf nicht übermittelten Daten für die Abgabemengen in den einzelnen Kategorien durch die antwortenden Unternehmen. Zudem sind die drei größten Unternehmen in den einzelnen Kategorien nicht immer identisch.

Mit der Monitoringabfrage wurden die befragten Großhändler und Lieferanten „Strom“ auch nach der direkten Beteiligung von nicht-nationalen Unternehmen befragt. Dabei haben 14 nationale Unternehmen angegeben, dass an ihrem Unternehmen ein nicht-nationales Unternehmen direkt beteiligt ist.

Weiterhin wurden die Großhändler und Lieferanten „Strom“ auch nach der indirekten Beteiligung von nicht-nationalen Unternehmen gefragt. Eine indirekte Beteiligung liegt nach Definition vor, wenn ein nicht-nationales Unternehmen an einem nationalen Unternehmen direkt beteiligt ist und dieses nationale Unternehmen wiederum an dem befragten Unternehmen direkt beteiligt ist. So haben 39 nationale Unternehmen angegeben, dass an ihrem Unternehmen ein nicht-nationales Unternehmen über ein nationales Unternehmen indirekt beteiligt ist.

Die Tabelle im Anhang 2 zeigt ausländische Beteiligungen an deutschen Stromversorgern gemäß Erhebungen des VDEW auf.

Zu den Mitgliedern des Bundesverbandes Neuer Energieanbieter e.V. (BNE) zählen nach Verbandsangaben im Zuge des Monitoring zehn Unternehmen, die Versorger im Strommarkt ohne (Konzern-) Zugehörigkeit zu Übertragungs- oder Verteilernetzen in Deutschland sind und seit der Liberalisierung in den deutschen Strommarkt neu eingetreten sind.

3.2.3.2 Entwicklung Strompreis im Einzelhandelsbereich

Mit der Monitoringabfrage wurden die Großhändler und Lieferanten „Strom“ aufgerufen, das aktuelle durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau ihres Unternehmens (Preisstand 01.04.2007) in ct/kWh für die aufgeführten Kundenkategorien gemäß Eurostat-Definition mitzuteilen. Die Angaben waren dabei erstmals auf das Netzgebiet zu beziehen, in dem das antwortende Unternehmen die Grundversorgung mit Elektrizität durchführt. Weiterhin war eine geschätzte Aufteilung in Netzkosten (Nettonetzentgelte inkl. Verrechnungsentgelte), Strombezugskosten plus Versorgungsmarge (Kosten für Energiebeschaffung zuzüglich Marge und anteiliger Gemeinkosten), Abgaben (Konzessionsabgabe, EEG- und KWK-Zuschlag) und Steuern (Strom- und Umsatzsteuer) anzugeben. Der Wert für Strombezugskosten plus Versorgungsmarge errechnete sich aus der Subtraktion von dem Gesamtpreis minus Netzkosten minus Abgaben minus Steuern. Das aktuelle Einzelhandelspreisniveau war für die Eurostat-Kundenkategorien Ig, Ib und Dc aufzuführen, die in Kapitel 3.1.3.1 näher erläutert werden.

In den Tabellen 27 bis 32 werden die Ergebnisse der Erhebung des aktuellen durchschnittlichen Einzelhandelspreisniveaus zum 01.04.2007 für die drei Eurostat-Kundenkategorien Ig, Ib und Dc aufgeführt. Dabei werden die Werte aus dem Monitoring 2006 für den Preisstand 01.04.2006 jeweils in Klammern 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 01.04.2007 der Mittelwert unter Berücksichtigung der Abgabemenge an Letztverbraucher des jeweiligen Unternehmens in der dazugehörenden Kundenkategorie in 2006 gemäß der Einteilung in Tabelle 24 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 „≤ 10 MWh/Jahr“ zugeordnet. Die in den Tabellen 27 bis 32 auftretenden 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.

Bei 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 „Strom“ gebeten, eine plausible Abschätzung auf Basis der am 01.04.2007 geltenden Konditionen für die Abrechnung von Kunden ihres Unternehmens mit einer vergleichbaren Abnahmestruktur vorzunehmen. Die Auswertung der Antworten von 212 Unternehmen (arithmetischer Mittelwert) bzw. 183 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) in der Kategorie Ig mit Stromsteuer-Regelsatz hat zu dem in der nachstehenden Tabelle dargestellten Ergebnis geführt.⁷¹

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Netzkosten (Nettonetzentgelte inkl. Verrechnungsentgelte)	1,60 (1,75)	13,22 (15,40)	1,53 (1,70)	12,91 (14,00)
Strombezugskosten plus Versorgungsmarge (Kosten für Energiebeschaffung zuzüglich Marge und anteiliger Gemeinkosten)	5,61 (5,16)	46,36 (45,42)	5,51 (5,94)	46,50 (48,93)
Abgaben (Konzessionsabgabe, EEG- und KWK-Zuschlag)	1,01 (0,90)	8,35 (7,92)	0,98 (0,85)	8,27 (7,00)
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	3,88 (3,55)	32,07 (31,25)	3,83 (3,65)	32,32 (30,07)
Gesamtpreis⁷²	12,13 (11,36)		11,95 (12,14)	

Tabelle 27: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau mit Stand 01.04.2007 für Eurostat-Kundenkategorie Ig (Stromsteuer-Regelsatz) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Strom“ (Angaben mit Stand 01.04.2006 in Klammern)

Auf Basis der ausgewerteten Daten liegt der durchschnittliche Gesamtpreis bei 12,13 ct/kWh (arithmetischer Mittelwert) bzw. 11,95 ct/kWh (mengengewichteter Mittelwert) für die Kategorie Ig mit Stromsteuer-Regelsatz. Gegenüber dem 01.04.2006 ist damit der arithmetische Mittelwert für den Gesamtpreis zum 01.04.2007 in dieser Kategorie um 0,77 ct/kWh bzw. 6,78 Prozent gestiegen. Demgegenüber ist der mengengewichtete Mittelwert um 0,19 ct/kWh bzw. 1,57 Prozent gesunken.

Im Zuge des Monitoring 2007 wurden gegenüber dem Monitoring 2006 für die Kategorie Ig (Produzierendes Gewerbe/ermäßigter Stromsteuersatz) 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 Stromkosten im

⁷¹ 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.

⁷² 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.

vorangegangenen Kalenderjahr vier Prozent des Umsatzes nicht überstiegen haben (vgl. § 9 Abs. 7 KWKG).

Das Ergebnis der Auswertung von 216 (arithmetischer Mittelwert) bzw. 187 (mengengewichteter Mittelwert) Unternehmensangaben für die Kategorie Ig (Produzierendes Gewerbe/ermäßigter Stromsteuersatz) zeigt die nachstehende Tabelle.

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Netzkosten (Nettonetzentgelte inkl. Verrechnungsentgelte)	1,59 (1,69)	14,26 (16,30)	1,51 (1,65)	13,80 (14,84)
Strombezugskosten plus Versorgungsmarge (Kosten für Energiebeschaffung zuzüglich Marge und anteiliger Gemeinkosten)	5,59 (5,17)	50,13 (49,86)	5,47 (5,93)	50,00 (53,33)
Abgaben (Konzessionsabgabe, EEG- und KWK-Zuschlag)	1,01 (0,89)	9,06 (8,58)	0,99 (0,85)	9,05 (7,64)
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	2,96 (2,62)	26,55 (25,27)	2,97 (2,69)	27,15 (24,19)
Gesamtpreis⁷³	11,16 (10,36)		10,95 (11,12)	

Tabelle 28: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau mit Stand 01.04.2007 für Eurostat-Kundenkategorie Ig (Produzierendes Gewerbe/ermäßigter Stromsteuersatz) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Strom“ (Angaben mit Stand 01.04.2006 in Klammern)

Bei der prozentualen Auswertung der arithmetischen und mengengewichteten Mittelwerte der Preisbestandteile in der Kategorie Ig (Produzierendes Gewerbe/ermäßigter Stromsteuersatz) wird deutlich, dass bei diesem Abnahmefall zum 01.04.2007 die Strombezugskosten plus Versorgungsmarge mit 50,13 bzw. 50,00 Prozent den größten Anteil am Gesamtwert bilden.

Die Steuern folgen mit 26,55 bzw. 27,15 Prozent vor den Netzkosten mit 14,26 bzw. 13,80 Prozent und den Abgaben mit 9,06 bzw. 9,05 Prozent. Ein Vergleich der Werte vom 01.04.2007 zu den Werten vom 01.04.2006 zeigt, dass in der Kategorie Ig (Produzierendes Gewerbe/ermäßigter Stromsteuersatz) für die Strombezugskosten plus Versorgungsmarge der arithmetische Mittelwert um 0,42 ct/kWh bzw. 8,12 Prozent gestiegen und der mengengewichtete Mittelwert um 0,46 ct/kWh bzw. 7,76 Prozent gesunken ist. Die arithmetischen und mengengewichteten Mittelwerte der Steuern und Abgaben sind angestiegen, während die Netzkosten um 0,10 ct/kWh (5,92 Prozent) bzw. 0,14 ct/kWh (8,48 Prozent) gesunken sind. Der arithmetische Mittelwert für den Gesamtpreis ist um 0,8 ct/kWh (7,72 Prozent) auf 11,16 ct/kWh angestiegen und der mengengewichtete Mittelwert für den Gesamtpreis sank um 0,17 ct/kWh (1,53 Prozent) auf 10,95 ct/kWh. Gemäß einer vergleichenden Analyse der Einzelwerte zum 01.04.2007 mit den Daten zum 01.04.2006 ist dies

⁷³ 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.

auf Preissenkungen bei einem Teil der größeren Unternehmen und Preiserhöhungen bei einer Vielzahl von Unternehmen mit geringeren Abgabemengen zurückzuführen.

Bei der Kategorie Ib wurde ebenfalls zwischen Kunden, die dem Produzierenden Gewerbe angehören und damit einen ermäßigten Stromsteuersatz zahlen sowie Unternehmen, die den Stromsteuer-Regelsatz zahlen, unterschieden. Dabei wurden für die Kategorie Ib mit Stromsteuer-Regelsatz die Angaben von 552 (arithmetischer Mittelwert) bzw. 544 (mengengewichteter Mittelwert) Unternehmen ausgewertet. Für die Kategorie Ib (Produzierendes Gewerbe/ermäßigter Stromsteuersatz) sind die Angaben von 544 (arithmetischer Mittelwert) bzw. 538 (mengengewichteter Mittelwert) Unternehmen ausgewertet worden. Die Ergebnisse für das durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau in der Kategorie Ib sind in den folgenden Tabellen 29 (Stromsteuer-Regelsatz) und 30 (Produzierendes Gewerbe/ermäßigter Stromsteuersatz) dargestellt.

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Netzkosten (Nettonetzentgelte inkl. Verrechnungsentgelte)	5,59 (6,41)	29,05 (34,57)	5,49 (6,37)	27,80 (32,94)
Strombezugskosten plus Versorgungsmarge (Kosten für Energiebeschaffung zuzüglich Marge und anteiliger Gemeinkosten)	6,71 (5,77)	34,88 (31,12)	6,84 (6,21)	34,63 (32,11)
Abgaben (Konzessionsabgabe, EEG- und KWK-Zuschlag)	1,90 (1,80)	9,88 (9,71)	2,19 (2,06)	11,09 (10,65)
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	5,04 (4,56)	26,20 (24,60)	5,23 (4,70)	26,48 (24,30)
Gesamtpreis⁷⁴	19,22 (18,55)		19,75 (19,35)	

Tabelle 29: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau mit Stand 01.04.2007 für Eurostat-Kundenkategorie Ib (Stromsteuer-Regelsatz) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Strom“ (Angaben mit Stand 01.04.2006 in Klammern)

Der durchschnittliche Gesamtpreis beträgt zum 01.04.2007 für die Kategorie Ib mit Stromsteuer-Regelsatz 19,22 ct/kWh (arithmetischer Mittelwert) bzw. 19,75 ct/kWh (mengengewichteter Mittelwert). Gegenüber dem 01.04.2006 ist damit der arithmetische Mittelwert für den Gesamtpreis in dieser Kategorie um 0,67 ct/kWh bzw. 3,61 Prozent gestiegen. Der mengengewichtete Mittelwert des Gesamtpreises stieg um 0,4 ct/kWh bzw. 2,07 Prozent.

⁷⁴ 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 Prozent	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Netzkosten (Nettonetzentgelte inkl. Verrechnungsentgelte)	5,57 (6,41)	30,42 (36,32)	5,49 (6,38)	29,08 (34,60)
Strombezugskosten plus Versorgungsmarge (Kosten für Energiebeschaffung zuzüglich Marge und anteiliger Gemeinkosten)	6,74 (5,82)	36,81 (32,97)	6,90 (6,20)	36,55 (33,62)
Abgaben (Konzessionsabgabe, EEG- und KWK-Zuschlag)	1,91 (1,78)	10,43 (10,08)	2,19 (2,05)	11,60 (11,12)
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)⁷⁵	4,09 (3,64)	22,34 (20,62)	4,30 (3,81)	22,78 (20,66)
Gesamtpreis⁷⁶	18,26 (17,65)		18,87 (18,44)	

Tabelle 30: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau mit Stand 01.04.2007 für Eurostat-Kundenkategorie Ib (Produzierendes Gewerbe/ermäßigter Stromsteuersatz) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Strom“ (Angaben mit Stand 01.04.2006 in Klammern)

In der Kategorie Ib (Produzierendes Gewerbe/ermäßigter Stromsteuersatz) ist der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises um 0,61 ct/kWh auf 18,26 ct/kWh und der mengengewichtete Mittelwert um 0,43 ct/kWh auf 18,87 ct/kWh angestiegen. Während die Netzkosten bei diesem Abnahmefall im Zuge der Regulierung gesunken sind, ist für die übrigen Preisbestandteile ein Anstieg zu verzeichnen.

Die prozentuale Auswertung der Preisbestandteile für den arithmetischen und mengengewichteten Mittelwert in der Kategorie Ib (Produzierendes Gewerbe/ermäßigter Stromsteuersatz) zum 01.04.2007 zeigt, dass bei diesem Abnahmefall die Strombezugskosten plus Versorgungsmarge mit 36,81 bzw. 36,55 Prozent den größten Anteil am Gesamtwert bilden. Die Netzkosten folgen mit 30,42 bzw. 29,08 Prozent vor den Steuern mit 22,34 bzw. 22,78 Prozent und den Abgaben mit 10,43 bzw. 11,60 Prozent.

Bei der Kategorie Dc war im Monitoring 2007 erstmals zwischen Kunden, die zu Allgemeinen Preisen (Allgemeinen Tarifen) beliefert werden und Kunden, die außerhalb der Grundversorgung beliefert werden, zu unterscheiden. Für die Kategorie Dc⁷⁷ hat die Auswertung der eingegangenen Fragebögen für die Belieferung mit Allgemeinen Preisen (Allgemeinen Tarifen) zu dem in der folgenden Tabelle 31 dargestellten Ergebnis geführt. Die Auswertung basiert dabei auf den Angaben von 583 (arithmetischer Mittelwert) bzw. 559 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert).

⁷⁵ 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.

⁷⁶ 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.

⁷⁷ Eine separate Ausweisung des Schwachlaststromes ist für Haushaltskunden in Deutschland eher untypisch.

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengen-gewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Netzkosten (Nettonetzentgelte inkl. Verrechnungsentgelte)	6,26 (7,09)	31,44 (38,02)	6,34 (7,30)	31,51 (38,64)
Strombezugskosten plus Versorgungsmarge (Kosten für Energiebeschaffung zuzüglich Marge und anteiliger Gemeinkosten)	6,07 (4,68)	30,49 (25,09)	5,95 (4,49)	29,57 (23,77)
Abgaben (Konzessionsabgabe, EEG- und KWK-Zuschlag)	2,43 (2,34)	12,20 (12,55)	2,58 (2,48)	12,82 (13,13)
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	5,15 (4,54)	25,87 (24,34)	5,25 (4,62)	26,09 (24,46)
Gesamtpreis⁷⁸	19,86 (18,66)		20,12 (18,89)	

Tabelle 31: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau mit Stand 01.04.2007 für Eurostat-Kundenkategorie Dc (Allgemeine Preise/Allgemeiner Tarif) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Strom“ (Angaben mit Stand 01.04.2006 in Klammern)⁷⁹

Das durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau liegt somit zum Preisstand 01.04.2007 in der Kategorie Dc für die Belieferung zu Allgemeinen Preisen (Allgemeinen Tarifen) bei 19,86 ct/kWh (arithmetischer Mittelwert) bzw. 20,12 ct/kWh (mengengewichteter Mittelwert). Die Netzkosten weisen mit 31,44 bzw. 31,51 Prozent den größten prozentualen Anteil an dem Gesamtwert auf. Mit 30,49 bzw. 29,57 Prozent liegt der Anteil der Strombezugskosten plus Versorgungsmarge nur geringfügig unter dem Anteil der Netzkosten. Die Steuern bilden mit 25,87 bzw. 26,09 Prozent den drittgrößten Preisbestandteil. Die Abgaben liegen bei 12,20 bzw. 12,82 Prozent des Gesamtwertes.

Darüber hinaus führte die Auswertung der eingegangenen Daten für die Kategorie Dc bei einer Belieferung mit Konditionen außerhalb der Grundversorgung zu dem in der nachstehenden Tabelle 32 aufgeführten Ergebnis. Für die Auswertung wurden die Antworten von 528 (arithmetischer Mittelwert) bzw. 506 (mengengewichteter Mittelwert) Unternehmen verwendet.

⁷⁸ 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 übereinstimmten.

⁷⁹ Zum Preisstand 01.04.2006 wurde für den Abnahmefall Dc nicht zwischen einer Belieferung zu Allgemeinen Preisen (Allgemeinen Tarifen) und zu Konditionen außerhalb der Grundversorgung unterschieden.

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Netzkosten (Nettonetzentgelte inkl. Verrechnungsentgelte)	6,23 (7,09)	31,77 (38,02)	6,28 (7,30)	31,48 (38,64)
Strombezugskosten plus Versorgungsmarge (Kosten für Energiebeschaffung zuzüglich Marge und anteiliger Gemeinkosten)	5,82 (4,68)	29,68 (25,09)	5,79 (4,49)	29,02 (23,77)
Abgaben (Konzessionsabgabe, EEG- und KWK-Zuschlag)	2,45 (2,34)	12,49 (12,55)	2,66 (2,48)	13,33 (13,13)
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	5,11 (4,54)	26,06 (24,34)	5,22 (4,62)	26,17 (24,46)
Gesamtpreis⁸⁰	19,59 (18,66)		19,94 (18,89)	

Tabelle 32: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau mit Stand 01.04.2007 für Eurostat-Kundenkategorie Dc (außerhalb Grundversorgung) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Strom“ (Angaben mit Stand 01.04.2006 in Klammern)⁸¹

Das durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau zum Preisstand 01.04.2007 beträgt demnach in der Kategorie Dc für die Belieferung zu Konditionen außerhalb der Grundversorgung 19,59 ct/kWh (arithmetischer Mittelwert) bzw. 19,94 ct/kWh (mengengewichteter Mittelwert). Im Zuge des Monitoring 2006 erfolgte für den Abnahmefall Dc zum Preisstand 01.04.2006 nur die Ermittlung eines durchschnittlichen Preisniveaus ohne Unterscheidung zwischen einer Belieferung zu Allgemeinen Preisen (Allgemeinen Tarifen) und zu Konditionen außerhalb der Grundversorgung. Für den Abnahmefall Dc zeigen sich bei einem Vergleich des durchschnittlichen Preisniveaus zum 01.04.2006 mit den Konditionen außerhalb der Grundversorgung zum 01.04.2007 folgende Entwicklungen:

Der arithmetische Mittelwert für die Netzkosten lag am 01.04.2006 vor Erteilung der ersten Strom-Netzentgeltgenehmigung nach § 23a EnWG bei 7,09 ct/kWh. Im Zuge der Regulierung der Netzentgelte sank dieser Wert um 0,86 ct/kWh bzw. 12,13 Prozent auf 6,23 ct/kWh. Demgegenüber stieg der arithmetische Mittelwert für die Strombezugskosten plus Versorgungsmarge um 1,14 ct/kWh bzw. 24,36 Prozent auf 5,82 ct/kWh. Auch die Werte für die Steuern sowie die Abgaben erhöhten sich um 0,57 ct/kWh bzw. 0,11 ct/kWh. Der Gesamtpreis liegt zum 01.04.2007 gegenüber dem 01.04.2006 um 0,93 ct/kWh bzw. 4,98 Prozent höher. Demnach hat die Regulierung der Netzentgelte bei der Eurostat-Kundenkategorie Dc den Preisanstieg gedämpft, jedoch aufgrund der deutlich gestiegenen Strombezugskosten plus Versorgungsmarge sich nicht preisreduzierend ausgewirkt.

⁸⁰ 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 übereinstimmten.

⁸¹ Zum Preisstand 01.04.2006 wurde für den Abnahmefall Dc nicht zwischen einer Belieferung zu Allgemeinen Preisen (Allgemeinen Tarifen) und zu Konditionen außerhalb der Grundversorgung unterschieden.

3.2.4 Maßnahmen zur Vermeidung des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung

Aufgrund von Beschwerden insbesondere des Verbandes der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) und der Wirtschaftsvereinigung Metalle (WVM) sowie mittelständischer Unternehmen stromintensiver Wirtschaftsbereiche hat das Bundeskartellamt gegen E.ON und RWE Verwaltungsverfahren wegen des Verdachts des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung i.S.v. § 19 GWB und Artikel 82 EG im Zusammenhang mit dem CO₂-Emissionshandel und der Strompreisbildung eingeleitet und von Amts wegen umfangreiche Ermittlungen durchgeführt. Hintergrund der Beschwerden sind die erheblichen Steigerungen der Strompreise seit Einführung des Emissionshandels im Jahr 2005.

Das Bundeskartellamt hat am 30.06.2006 eine mündliche Verhandlung durchgeführt. Im Dezember 2006 hat das Bundeskartellamt die angegriffene Preisgestaltung gegenüber den Industriekunden beim Bezug von Grundlastbändern und Vollversorgung im bilateralen Geschäft zunächst hinsichtlich RWE und bezogen auf die Überwälzung von emissionshandelsbedingten Opportunitätskosten im Jahre 2005 abgemahnt.

Das Bundeskartellamt kommt in seiner Abmahnung zu der vorläufigen Beurteilung, dass die Preisstellung von RWE von derjenigen abweicht, die sich bei wirksamem Wettbewerb mit hoher Wahrscheinlichkeit ergeben würde. Diese Beurteilung beruht sowohl auf einer relativen Betrachtung, die auf Vergleiche mit anderen Industriebereichen zurückgreift, als auch auf einer absoluten Betrachtung, in der tatsächliche oder rechtliche Restriktionen für eine alternative Verwendung unentgeltlich zugeteilter Zertifikate eine Rolle spielen. Unter Heranziehung eines brennstoffübergreifenden Umrechnungsfaktors und eines „Erheblichkeitszuschlags“ beanstandet das Bundeskartellamt deshalb in seiner Abmahnung eine Überwälzung von bis zu 25 Prozent des im Strompreis anteilig enthaltenen Zertifikatwertes nicht. Jede darüber hinaus stattfindende Überwälzung wäre als Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung anzusehen. Eine Prüfung, inwieweit die Industrie-Strompreise von RWE und E.ON darüber hinaus insgesamt missbräuchlich überhöht waren, hat sich das Bundeskartellamt ausdrücklich vorbehalten.

Derzeit wertet das Bundeskartellamt die eingegangenen Stellungnahmen der Verfahrensbeteiligten aus. Mit einer Entscheidung wird im Laufe des Spätsommers 2007 zu rechnen sein.

Durchführung von virtuellen Kraftwerksauktionen

Mit der Abfrage der Erzeuger im Rahmen des Monitoring 2007 wurde nach der Durchführung von virtuellen Kraftwerksauktionen, d.h. der Versteigerung von Stromerzeugungskapazitäten durch Erzeuger, oder sonstigen Maßnahmen zur Freigabe von Kapazitäten gefragt. Diese Abfrage hat ergeben, dass bei den erfassten Erzeugern in 2006 von einem Unternehmen eine Auktion virtueller Kraftwerksleistung durchgeführt worden ist.

So versteigerte RWE Power nach Unternehmensangaben Ende Januar 2006 ein virtuelles Steinkohlenkraftwerk im Rahmen einer Internet-Auktion. Insgesamt wurde eine Erzeugungskapazität von 300 MW gesicherter Leistung angeboten. Diese konnte in Blöcken mit einer Mindestleistung von 10 MW ersteigert werden. Beteiligt haben sich Stadtwerke, Industriekunden, EVU sowie Energiehändler aus dem In- und Ausland. Der variable Preis bei Stromabnahme ist dabei nach Unternehmensangaben für 100 MW der Kraftwerksleistung an den für den jeweiligen Lieferzeitraum gültigen BAFA-Steinkohleindex gebunden, für 200 MW an den jeweils gültigen API#2-Index⁸² für Importsteinkohle. Der Preis für CO₂-Emissionsberechtigungen kommt in beiden Fällen als Parameter hinzu. Versteigert wurden in zwei unabhängigen Auktionen die Lieferzeiträume 2007 – 2009 und 2010 – 2012. Zugeschlagen wurde unter den gültigen Auktionsregeln letztlich die für den Zeitraum 2007 – 2009 angebotene Menge von 200 MW mit API#2-Index, für einen Preis von 247.000 €/MW. Die ordnungsgemäße Durchführung der Auktion sicherte gemäß RWE-Angaben CRA International, ein unabhängiger Auktionator. Basis der Belieferungsverträge ist ein allgemein anerkannter Standardvertrag für Handelsgeschäfte, das so genannte EFET⁸³ General Agreement.

⁸² API#2-Index: International verbreitet gehandelter, standardisierter Kontrakt für Importsteinkohle nach Kontinentaleuropa, wird in US\$ notiert.

⁸³ EFET: European Federation of Energy Traders.

4 Regulierung und Entwicklung auf dem Gasmarkt

4.1 Regulierungsbezogene Fragen

4.1.1 Allgemeines

Seit Inkrafttreten des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BGBl. Teil I Nr. 24 vom 28.04.1998) am 29.04.1998 ist der Gasmarkt in Deutschland zu 100 Prozent liberalisiert.

4.1.2 Übersicht Leitungssituation

Im Zuge der Monitoringabfrage 2007 sind 613⁸⁴ beantwortete Fragebögen von den Gasverteilernetzen und 23⁸⁵ beantwortete Fragebögen von den Betreibern von Gasversorgungsnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen (FNB), ausgewertet worden. Die Summe von 625 Unternehmen entspricht einem Anteil von ca. 85 Prozent an den insgesamt 737 bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreibern (Stand 29.06.2007) in Deutschland.

Örtliche Gasversorgungsnetze

Insgesamt gibt es nach Angaben der örtlichen Gasnetzbetreiber ca. 6000 Einspeisepunkte in die nachgelagerten Netze der örtlichen Gasnetzbetreiber. 39 Prozent dieser Gasnetzbetreiber haben einen oder zwei Einspeisepunkte in ihr Netz, 47 Prozent haben zwischen drei und zehn Einspeisepunkte und 14 Prozent der örtlichen Gasnetzbetreiber haben über zehn Einspeisepunkte. Die örtlichen Gasnetzbetreiber geben an, dass ca. drei Prozent der Einspeisepunkte nur als Noteinspeisung dienen. Diese Einspeisepunkte kommen somit nur in Notfällen zum Einsatz und dienen nicht der allgemeinen Versorgung.

Die Monitoringerhebung hat ergeben, dass auf örtlicher Verteilerebene ca. 10 Mio. Ausspeisepunkte an Letztverbraucher existieren. Dabei schwankt die Anzahl der Ausspeisepunkte an Letztverbraucher sehr stark zwischen einem Ausspeisepunkt oder über 500.000 Ausspeisepunkten. Wie in der folgenden Grafik ersichtlich, hat die überwiegende Anzahl an Netzbetreiber zwischen 1.000 und 10.000 Ausspeisepunkte.

⁸⁴ Einige Unternehmen haben für mehrere Teilnetze separate Fragebögen eingereicht. Insgesamt haben 603 VNB „Gas“ geantwortet.

⁸⁵ Ein Unternehmen hat für Teilnetze zwei separate Fragebögen eingereicht. Insgesamt haben also 22 FNB geantwortet.

Ausspeisepunkte an Letztverbraucher

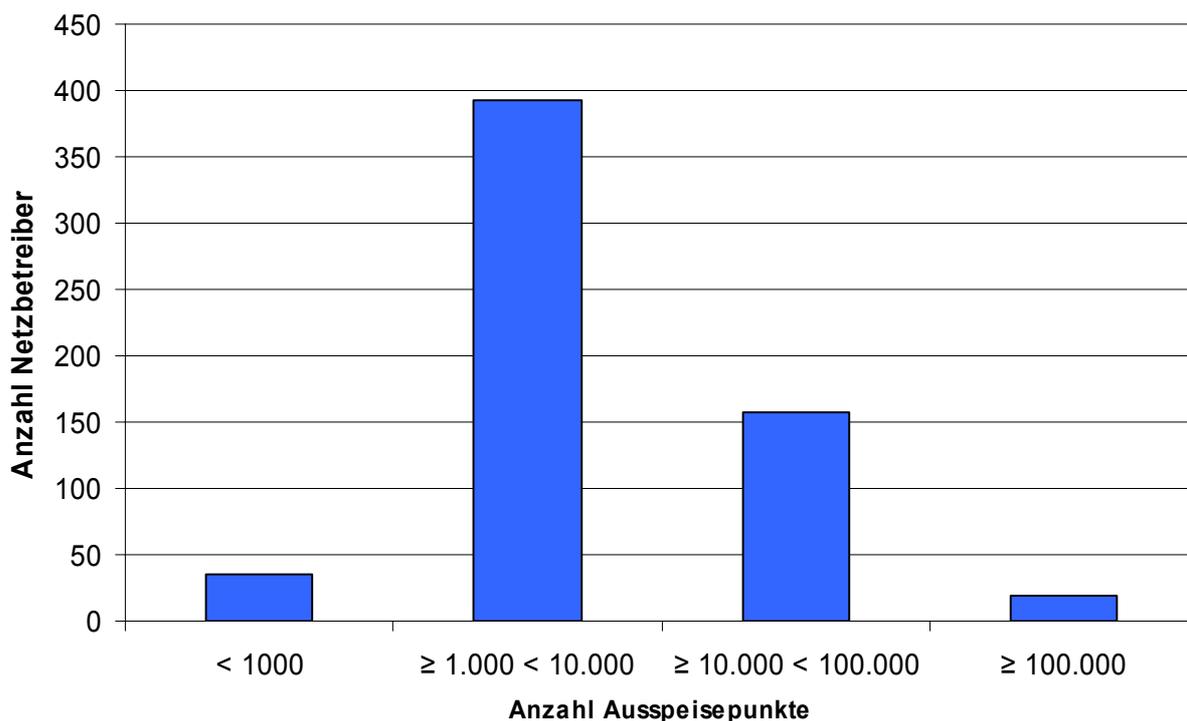


Abbildung 26: Ausspeisepunkte an Letztverbraucher

Weiterhin existieren auf örtlicher Verteilerebene über 1.600 Ausspeisepunkte in andere Netze. Dies bedeutet, dass an diesen Netzkoppelpunkten bereits nachgelagerter Netze noch ein weiteres Netz nachgelagert ist oder sich dort die Netze auf der gleichen Ebene weiter vermaschen. Dies führt innerhalb Deutschlands zu einer komplexen Struktur des Gasversorgungsnetzes. Des Weiteren kommen auf Verteilerebene 109 sonstige Ausspeisepunkte (z.B. zu Speichern) hinzu.

Nicht-örtliche Gasversorgungsnetze

Im Rahmen der aktuellen Monitoringabfrage haben sich insgesamt 22 Netzbetreiber selbst als Betreiber von Fernleitungsnetzen eingestuft. Diese verfügen zusammen über mehr als 400 Ein- und mehr als 5.000 Ausspeisepunkte. Die Summe der Einspeisekapazitäten liegt bei rund 730 Mio. kWh/h, die Summe der Ausspeisekapazitäten bei rund 770 Mio. kWh/h.

Ein- und Ausspeisepunkte

Für die Verteilung der Einspeisepunkte bei den einzelnen FNB ergibt sich folgendes Bild:

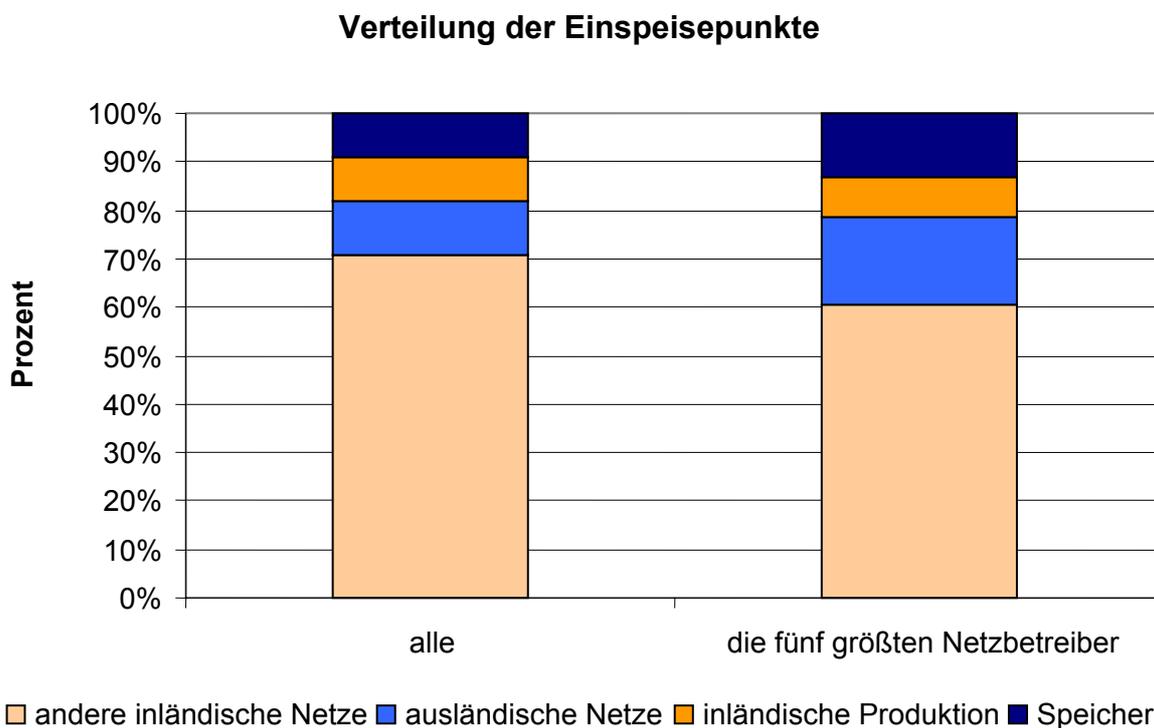


Abbildung 27: Verteilung der Einspeisepunkte (FNB)

Es wird deutlich, dass auch bei der Gesamtheit der FNB die überwiegende Zahl der Einspeisepunkte (etwa 70 Prozent) auf Einspeisepunkte aus anderen inländischen Netzen entfällt. Die Zahl der Einspeisepunkte aus ausländischen Netzen, inländischer Produktion und aus Speichern sind in etwa gleich groß (jeweils ca. zehn Prozent). Betrachtet man hingegen die fünf größten Netzbetreiber, ergibt sich ein anderes Bild. Der weitaus größte Anteil bezogen auf die Zahl der Einspeisepunkte entfällt auf die Einspeisung aus anderen inländischen Netzen (etwa 60 Prozent), der Anteil der Einspeisepunkte aus ausländischen Netzen ist hier prozentual betrachtet deutlich größer, er beläuft sich auf rund 20 Prozent der Einspeisepunkte. Der Anteil der Einspeisepunkte aus inländischer Produktion entspricht hier in etwa dem Gesamtbild aller Netzbetreiber, der Anteil der Einspeisepunkte aus Speichern ist geringfügig höher. Bei Betrachtung der FNB ist festzustellen, dass die überwiegende Zahl der Einspeisepunkte der Einspeisung aus anderen inländischen Netzen dient. Bei den entsprechenden Einspeisekapazitäten ergibt sich ein anderes Bild (siehe Abb. 30).

Demgegenüber ergibt sich folgende Verteilung bei den Ausspeisepunkten:

Verteilung der Ausspeisepunkte (Übersicht)

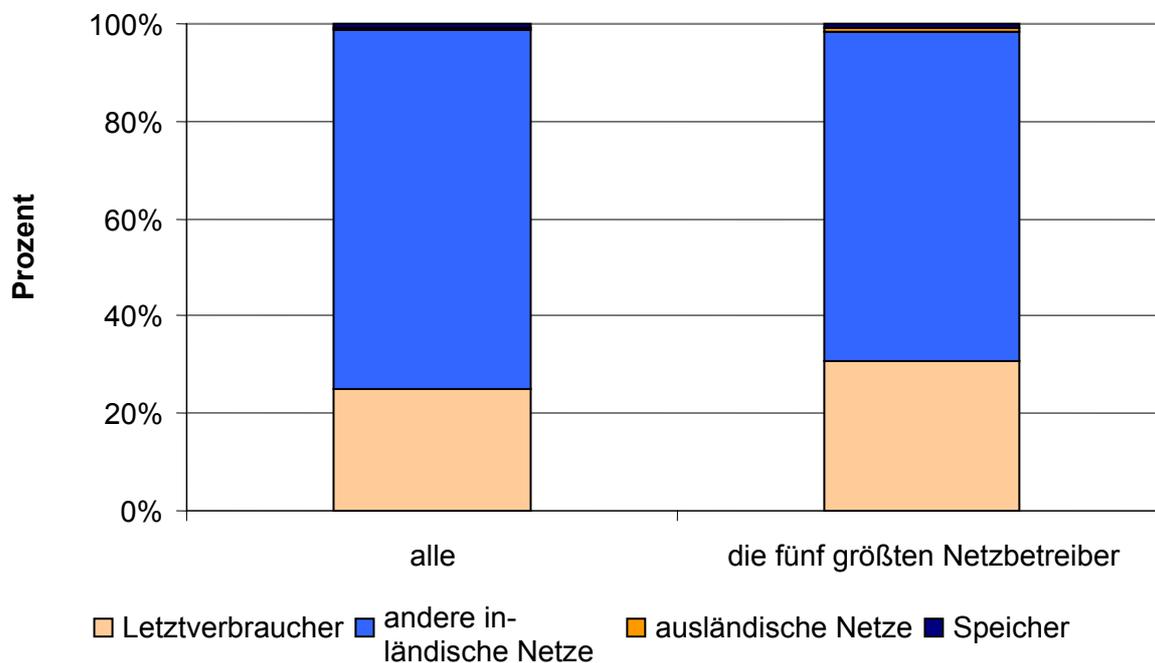


Abbildung 28: Übersicht Verteilung der Ausspeisepunkte (FNB)

Um die Anteile der Ausspeisepunkte in ausländische Netze und zu Speichern besser verdeutlichen zu können, ist im folgenden Diagramm nur der Bereich von 95 bis 100 Prozent des vorhergehenden Diagramms dargestellt:

Verteilung der Ausspeisepunkte (95 bis 100 Prozent)

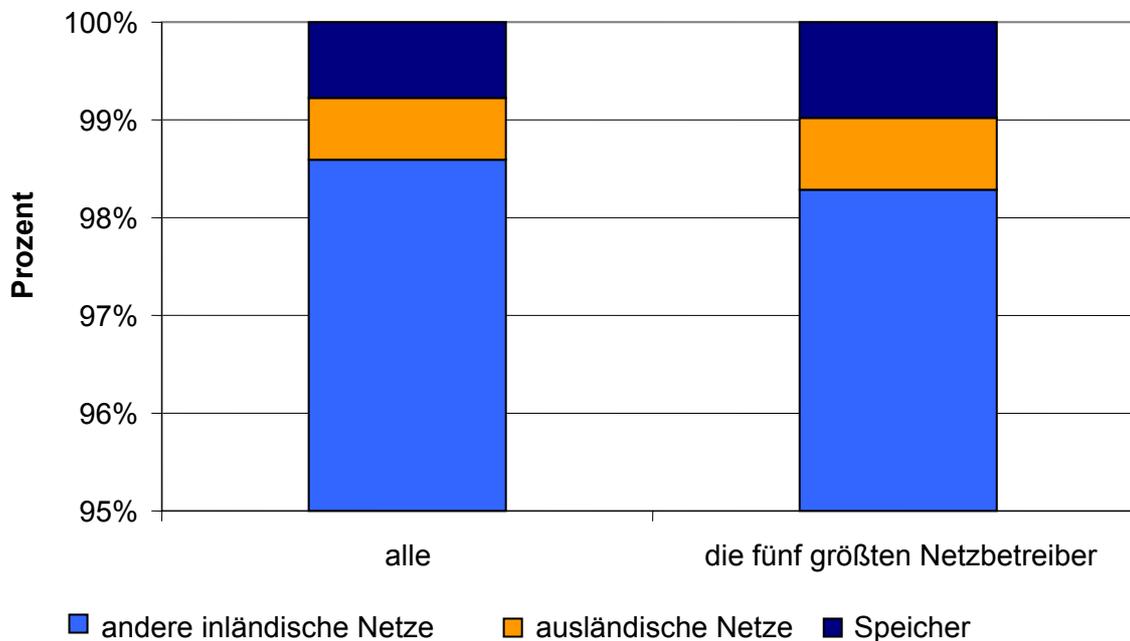


Abbildung 29: Verteilung der Ausspeisepunkte (95 bis 100 Prozent, FNB)

Sowohl bei der Gesamtheit der FNB als auch bei der Betrachtung der fünf größten Netzbetreiber entfällt die überwiegende Anzahl der Ausspeisepunkte auf die Ausspeisung in andere inländische Netze und zu Letztverbrauchern. Insbesondere bei den fünf größten Netzbetreibern liegt der zahlenmäßige Anteil der Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern bei fast 25 Prozent. Der Anteil der Ausspeisepunkte zu Speichern und in ausländische Netze liegt in beiden Fällen jeweils um ein Prozent.

Ein- und Ausspeisekapazitäten:

Bei Betrachtung der Verteilung der Einspeisekapazitäten nach Kapazitäten an Grenzübergangspunkten, Einspeisungen aus anderen inländischen Netzen, Speichern und inländischer Produktion, ergibt sich folgendes Bild:

Verteilung der Einspeisekapazitäten

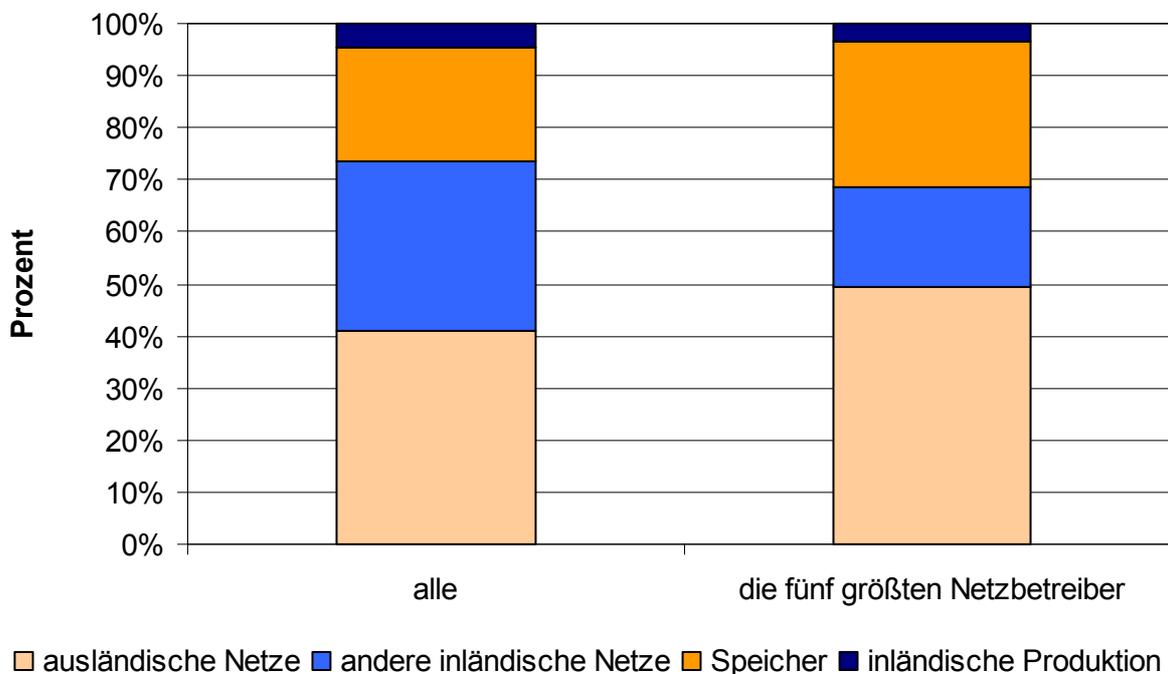


Abbildung 30: Verteilung der Einspeisekapazitäten (FNB)

Vergleicht man die Anzahl der Einspeisepunkte mit der Verteilung der Einspeisekapazitäten, zeigt sich bei den Kapazitäten ein anderes Ergebnis. Der größte Teil entfällt hier sowohl bei einer Gesamtbetrachtung aller FNB als auch bei den fünf größten Netzbetreibern auf die Einspeisekapazitäten an Importpunkten, also aus ausländischen Netzen (rund 40 bzw. 49 Prozent). Den zweitgrößten Anteil machen Einspeisekapazitäten aus anderen inländischen Netzen (33 Prozent) aus. Danach folgen Speicher (22 Prozent der gesamten Einspeisekapazität) sowie inländische Produktion (fünf Prozent). Bei den fünf größten Netzbetreibern folgen auf die Einspeisekapazitäten an den Importpunkten an zweiter Stelle die Einspeisekapazitäten aus Speichern (28 Prozent), aus anderen Netzen (19 Prozent) und aus inländischer Produktion (vier Prozent). Die Daten zeigen, dass in Deutschland auf Grund der Importabhängigkeit in erheblichem Umfang Einspeisekapazitäten an Importpunkten bestehen. Zusätzlich gibt es in erheblichem Umfang Einspeisekapazitäten aus Speichern.

Verteilung der Ausspeisekapazitäten

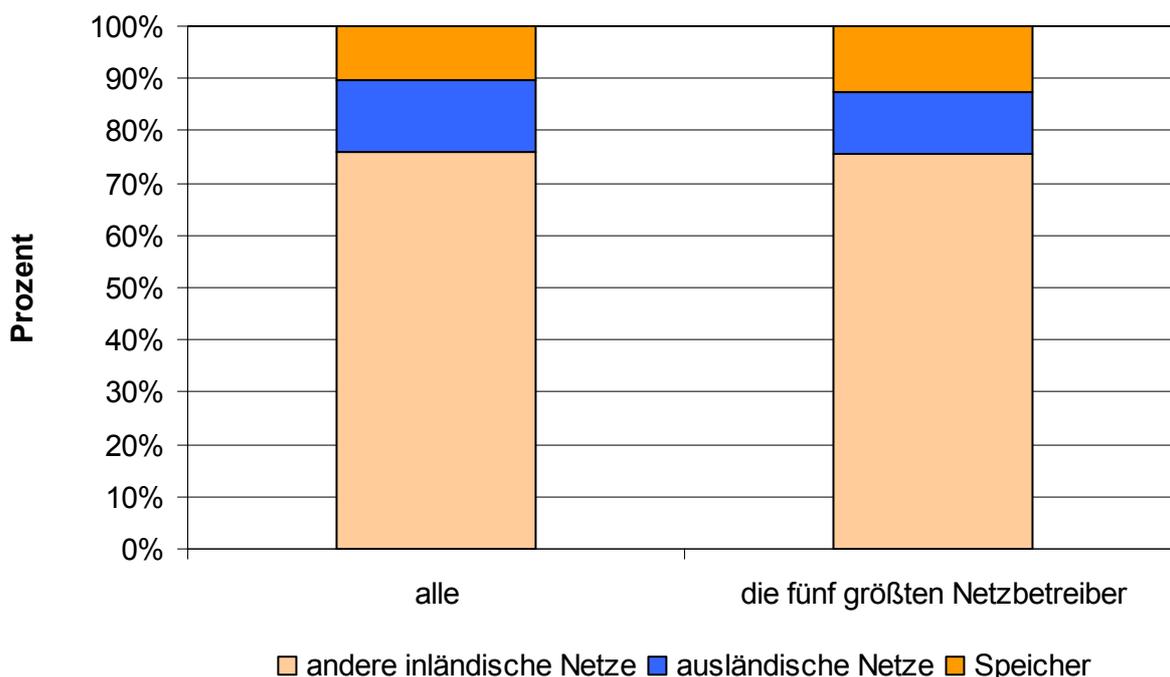


Abbildung 31: Verteilung der Ausspeisekapazitäten (FNB)

Bei den Ausspeisekapazitäten ist das Bild bei der Gesamtbetrachtung sowie bei den fünf größten Netzbetreibern ähnlich. Der größte Anteil der Ausspeisekapazitäten führt in andere Netze (jeweils rund 75 Prozent), die Ausspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten (14 und 12 Prozent) und Speichern (10 und 12 Prozent) differieren nur leicht.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die FNB über eine große Anzahl von Einspeisepunkten aus anderen inländischen Netzen verfügen (60 bis 70 Prozent). Der überwiegende Anteil der Kapazitäten befindet sich zu 40 Prozent (alle Netzbetreiber) bis 49 Prozent (fünf größte Netzbetreiber) an den Importpunkten. Dabei können bei der Verteilung der Anteile bei den einzelnen Netzbetreibern erhebliche Unterschiede bestehen. Der Anteil der Einspeisekapazitäten aus Speichern macht mit 22 Prozent (alle Netzbetreiber) bis 28 Prozent (fünf größte Netzbetreiber) einen großen Teil der Einspeisekapazität aus. Die Einspeisekapazitäten aus inländischer Produktion sind demgegenüber im Verhältnis eher gering.

4.1.3 Neues Gasnetz zugangsmodell

Im Kooperationsvertrag der Gaswirtschaft vom 19.07.2006 waren zwei Möglichkeiten für die Organisation von Gastransporten vorgesehen: Als Grundmodell der gesetzlich vorgeschriebene Zugang auf Basis von zwei Verträgen, sog. Zweivertragsmodell, daneben das sog. Einzelbuchungsmodell. Mit Entscheidung der Bundesnetzagentur vom 17.11.2006 wurde die Anwendung des Einzelbuchungsmodells jedoch untersagt, da es nicht mit Gesetz und Verordnung vereinbar ist. Die auf Grundlage des Einzelbuchungsmodells abgeschlossenen Netzzugangsverträge müssen in zwei Schritten spätestens bis zum 01.10.2007 umgestellt werden. In diesem Zusammenhang wurden die Netzbetreiber und die Transportkunden im Rahmen des Monitoring gefragt, ob im Jahr 2006 bereits Transporte nach dem Zweivertragsmodell abgewickelt wurden. Bei den örtlichen Verteilernetzbetreibern antworteten fünf Prozent der Befragten, dass bereits Transporte nach dem Zweivertragsmodell abgewickelt wurden. Auf der Ebene der FNB wurde das Zweivertragsmodell von der Hälfte der Netzbetreiber

angewendet. Von den Großhändlern und Lieferanten haben sich 86 Prozent bei dieser Frage enthalten. Fünf Prozent gaben an, dass es möglich war, Transporte nach dem Zweivertragsmodell abzuwickeln, neun Prozent gaben an, dass dies nicht möglich war.

Nach § 4 Abs. 2 S. 1 GasNZV haben Netzbetreiber frei zuordenbare Kapazitäten anzubieten, die es ermöglichen, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazität ohne Festlegung eines Transportpfades (Entry-Exit) zu nutzen. Diese Kapazitäten haben die Netzbetreiber nach § 6 Abs. 1 GasNZV zu ermitteln und auszuweisen. Dabei haben sie gemäß § 20 Abs. 1b S. 8 EnWG mit dem Ziel zusammenzuarbeiten, in möglichst hohem Umfang aufeinander abgestimmte Kapazitäten ausweisen zu können. Die Frage an die FNB ob frei zuordenbare Entry- und Exit-Kapazitäten ausgewiesen wurden, verneinten zwei Unternehmen.

4.1.4 Bildung von Marktgebieten, Teilnetzen und Zuordnungsbeschränkungen

Im Rahmen der Vereinbarung über die Kooperation (KoV) gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 19.07.2006 haben die Netzbetreiber Marktgebiete gebildet. Ein Marktgebiet ist danach die Zusammenfassung von Netzen bzw. Teilnetzen verschiedener vertikal oder horizontal netztechnisch miteinander verbundener Netzbetreiber. Innerhalb eines Marktgebiets existieren definitionsgemäß keine Kapazitätsbeschränkungen, die den Transport von Gas zwischen Ein- und Ausspeisepunkten und den Handel von Gas am „Virtuellen Punkt“ einschränken würden.

Die ursprünglich in der KoV vom 19.07.2006 vorgesehene Anzahl von 19 Marktgebieten wird in der überarbeiteten Fassung der KoV vom 25.04.2007 nach Umsetzung auf 16 reduziert werden. Durch die zum 01.10.2007 angekündigte Zusammenlegung der drei Wingas-Marktgebiete wird die Zahl, soweit im Berichtszeitpunkt schon erkennbar, auf 14 Marktgebiete sinken. Die Bundesnetzagentur hält auch diese Zahl noch für zu hoch und arbeitet an einer weiteren eigentumsübergreifenden Reduzierung der Anzahl der Marktgebiete.

Zuordnung zu den Marktgebieten

Die KoV sieht vor, dass jeder Ausspeisepunkt zu Letztverbrauchern genau einem Marktgebiet angehört (§ 5 der KoV in der Fassung vom 25.4.2007). Liegt ein Netz in zwei oder mehr Marktgebieten, muss danach jeder Ausspeisepunkt eindeutig einem Marktgebiet zugeordnet werden. Der „BGW/VKU-Leitfaden zur initialen Kunden- bzw. Ausspeisestellenzuordnung“ beschreibt die insoweit anzuwendenden Verfahren und Kriterien. Nach Angaben der Netzbetreiber sind in Deutschland in 113 Netzen auf örtlicher Verteilerebene die Letztverbraucher über mehrere Marktgebiete zu erreichen. Bei 58 dieser Netze war es notwendig, im Rahmen der Zuordnung zu den Marktgebieten eine Unterteilung in verschiedene Bereiche vorzunehmen. Eine solche Unterteilung wird z.B. notwendig, wenn innerhalb des Netzes verschiedene Inselnetze bestehen, die wiederum nur über ein Marktgebiet zu erreichen sind. Eine andere Möglichkeit ist, dass aus netzhydraulischen Gründen (Druckgefälle, Fließrichtung) gewisse Bereiche nicht über ein bestimmtes Marktgebiet erreicht werden können.

Auch wenn ein Netz bzw. die entstandenen Netzbereiche hydraulisch über mehrere Marktgebiete zu erreichen sind, kann der Vertrieb dieses Netz bzw. diesen Netzbereich im Rahmen der initialen Kundenzuordnung nur einem Marktgebiet zuordnen. In diesem Fall sind die Letztverbraucher des nachgelagerten Netzes automatisch alle diesem Marktgebiet initial zugeordnet. Da die Letztverbraucher hydraulisch über mehrere Marktgebiete erreicht werden können, kann sich diese Zuordnung durch spätere Lieferantenwechsel jedoch ändern.

24 Prozent der Netzbetreiber, die über mehrere Marktgebiete erreicht werden können, wurden von ihrem Vertrieb einem Marktgebiet initial zugeordnet. In allen anderen Netzen, die über mehrere Marktgebiete erreicht werden können, muss in einem ersten Schritt von den Netzbetreibern, soweit möglich, eine hydraulische Zuordnung der Letztverbraucher vorgenommen werden. Ist eine eindeutige netzhydraulische Zuordnung nicht möglich, ist nach

den Vorgaben des BGW/VKU-Leitfadens die Zuordnung durch die Transportkunden nach vertraglichen oder ratierlichen Kriterien vorzunehmen.

Von den 81 Netzbetreibern, die angaben, mehreren Marktgebieten zugeordnet zu sein, haben 89 Prozent in Abstimmung mit ihren Transportkunden eine initiale Kundenzuordnung durchgeführt. Diese Angaben korrespondieren mit den Angaben der Transportkunden.

Aus der Datenerhebung ergibt sich, dass vertragliche und ratierliche Verfahren durch die Transportkunden gleichermaßen angewandt wurden. Das sog. ratierliche Zuordnungsverfahren ordnet die Ausspeisestellen, die nicht netzhydraulisch oder vertraglich zugeordnet wurden, einem Marktgebiet zu. Definierte Kundengruppen werden nach einer aus Vorjahreswerten ermittelten Rate nach Zuordnungskriterien auf die Marktgebiete aufgeteilt. Anhand der jedem Marktgebiet zugehörigen erwarteten Liefermenge wird festgelegt, welche Gesamtzahl an Ausspeisekunden jedem Marktgebiet zugeordnet werden muss. Der BGW/VKU-Leitfaden sieht hierfür verschiedene Zuordnungskriterien vor. In der folgenden Tabelle wird aufgeführt, wie häufig die im Leitfaden vorgeschlagenen Kriterien von den Transportkunden angewandt wurden.

Zuordnungskriterium	Anzahl der Unternehmen
Messstellennummer	4
Zählernummer	1
Kundennummer	1
Abrechnungssystem- /Vertragsnummer	0
Alphabet	0
Straße bzw. Hausnummer	13
Sonstige	23

Tabelle 33: Marktgebietszuordnungskriterien im ratierlichen Verfahren

In den meisten Fällen haben die Transportkunden die Zuordnung nach Straßen bzw. Hausnummern durchgeführt oder unternehmensspezifische Kriterien für die Zuordnung zu den Marktgebieten gewählt.

Der BGW/VKU-Leitfaden sieht vor, dass die Transportkunden dem Netzbetreiber nach Abschluss der initialen Kundenzuordnung das Ergebnis bekannt geben. Der Netzbetreiber muss danach die Daten in einem elektronischen Zuordnungsverzeichnis ablegen und neuen Lieferanten im Rahmen des Lieferantenwechsels zur Verfügung stellen. Dies kann auf verschiedenen Wegen geschehen. Die im Rahmen des Monitoring gestellte Frage nach dem Weg der Informationsbereitstellung hat nur ein kleiner Teil der Netzbetreiber (sieben Prozent) nicht beantwortet. Alle anderen Netzbetreiber bieten eine oder mehrere Informationsmöglichkeiten an. 65 Prozent der Netzbetreiber stellen die Informationen über eine schriftliche Auskunft zur Verfügung, 56 Prozent veröffentlichen die Informationen im Internet, 44 Prozent bieten die Auskunft telefonisch über eine Hotline an und bei fünf Prozent wird die Marktgebietszuordnung den Letztverbrauchern direkt mitgeteilt. 25 Prozent der Händler und Lieferanten, die versucht haben, einen Letztverbraucher in einem Netz zu beliefern, in dem sie vorher keine Letztverbraucher versorgt hatten, gaben allerdings an, dass ihnen die Informationen zur initialen Kundenzuordnung nicht zur Verfügung standen.

Bildung von Teilnetzen

Führt die Berechnung von Transportkapazitäten zu dem Ergebnis, dass die Kapazitäten nicht oder nicht in einem ausreichenden Maß im gesamten Netz frei zuordenbar angeboten werden können, haben die Netzbetreiber wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen zu prüfen, um das Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten im gesamten Netz zu erhöhen (§ 6 Abs. 3 GasNZV). Führen die Maßnahmen, insbesondere wegen dauerhaft technisch begründeter Engpässe, nicht zu einer Erhöhung der Zahl an frei zuordenbaren Kapazitäten, ist die Unterteilung eines Netzes in Teilnetze zulässig (§ 6 Abs. 4 GasNZV). Die Teilnetze sind so zu bilden, dass eine möglichst hohe Zahl an frei zuordenbaren Kapazitäten verfügbar wird (§ 6 Abs. 5 GasNZV). Die Bildung von Teilnetzen kann einerseits mit der Bildung mehrerer Marktgebiete durch einen marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber korrespondieren. Andererseits kann dies auch durch Bildung eigentumsübergreifender Marktgebiete erfolgen. Darüber hinaus ist grundsätzlich auf jeder Netzebene die Unterteilung von Netzen möglich, soweit sie zu einer Erhöhung der Zahl der zuordenbaren Kapazitäten führt.

Die Monitoringerhebung hat ergeben, dass der überwiegende Anteil der marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber im Jahr 2006 seine Netze unterteilt hatte. So haben verschiedene dieser Netzbetreiber mehrere Marktgebiete ausgewiesen. Darüber hinaus gaben zwei weitere FNB an, ihre Netze unterteilt zu haben. Die Gründe und das für die Bildung von Teilnetzen angewendete Verfahren sind vom Netzbetreiber zu dokumentieren und auf Verlangen zugänglich zu machen (§ 6 Abs. 7 GasNZV). Diese Dokumentationen liegen nach Angaben der Netzbetreiber für Teilnetzbildungen vor. Im Zusammenhang mit der Bildung von Marktgebieten verlangte die Bundesnetzagentur in der zweiten Jahreshälfte 2006 von den marktgebietsaufspannenden Netzbetreibern die Vorlage dieser Dokumentationen. Auswertungen und Gespräche mit den Netzbetreibern haben zum Ergebnis geführt, dass die Anzahl der Marktgebiete weiter reduziert werden muss. Diesem Anliegen haben die Netzbetreiber grundsätzlich entsprochen.

Zuordnungsaufgaben

Gemäß § 6 Abs. 3 Nr. 2 und 3 GasNZV können FNB Verträge mit Zuordnungsaufgaben abschließen und einzelne Punkte von der freien Zuordenbarkeit ausschließen. Im Zusammenhang mit dem Zweivertragsmodell für den Gasnetzzugang sind Zuordnungsaufgaben in den Netzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen, kritisch zu betrachten, da die unter solchen Auflagen transportierten Gasmengen vom uneingeschränkten Handel am „Virtuellen Punkt“ des Marktgebietes ausgeschlossen sind.

Gemäß § 8 Abs. 3 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. Ca. 30 Prozent der örtlichen Gasnetzbetreiber gaben an, Zuordnungsaufgaben in ihrem Netz festgelegt zu haben. Die Anzahl der Gasnetzbetreiber mit Zuordnungsaufgaben ist von 203 im Jahr 2005 auf 177 im Jahr 2006 leicht zurückgegangen. Beim Vergleich der Daten konnte festgestellt werden, dass dieser Unterschied teilweise darauf beruht, dass Netze verpachtet bzw. in gemeinsamen Netzgesellschaften zusammengefasst wurden. 77 Prozent der Netzbetreiber, die für das Jahr 2006 Zuordnungsaufgaben angaben, hatten bereits im Jahr 2005 Zuordnungsaufgaben. Bei den übrigen 23 Prozent der Netzbetreiber sind die Zuordnungsaufgaben neu hinzugekommen. Weiterhin gaben 32 Prozent der Netzbetreiber, die im Jahr 2005 Zuordnungsaufgaben hatten, an, diese im Jahr 2006 nicht mehr zu haben.

Entwicklung der Zuordnungsaufgaben

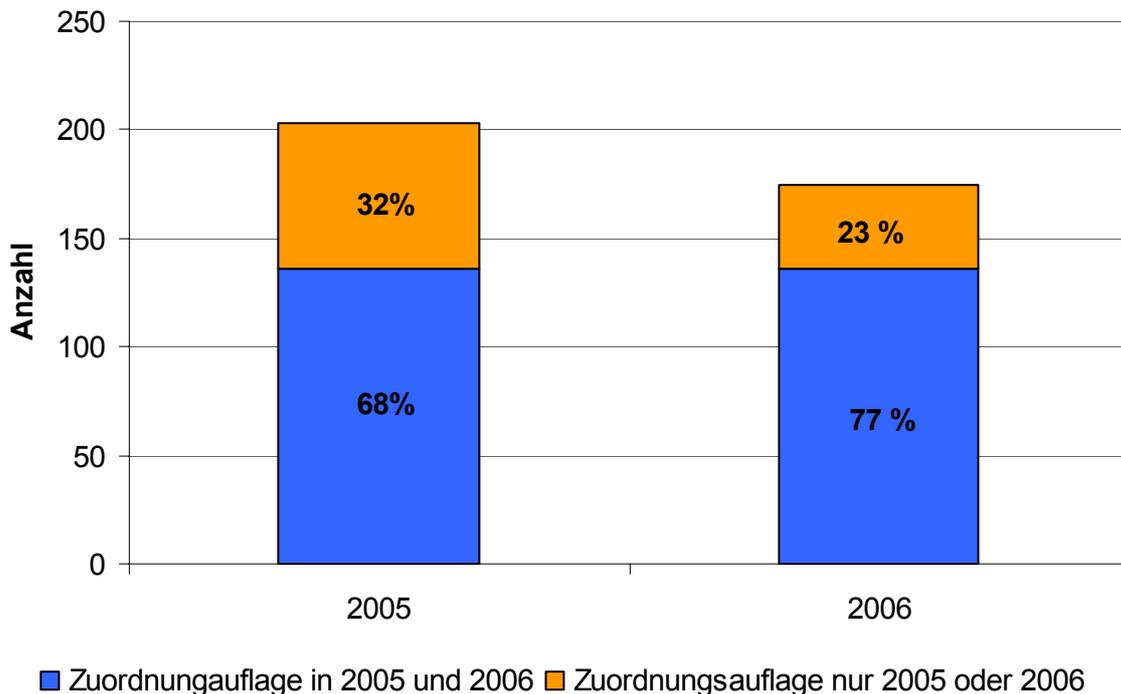


Abbildung 32: Entwicklung der Zuordnungsaufgaben in örtlichen Verteilernetzen

4.1.5 Entwicklung der Transportkundenanzahl

Zur Analyse des Marktes für die Transportkunden wurden den Gasversorgungsnetzbetreibern verschiedene Fragen zur Anzahl der Transportkunden, Anfragen auf Netzzugang und abgeschlossenen Verträgen gestellt. Ein erster Indikator für mehr Wettbewerb im Gashandel ist die Anzahl der Transportkunden eines Netzbetreibers.⁸⁶ Die überwiegende Anzahl der örtlichen Gasverteilernetze wird weiterhin nur durch einen Transportkunden genutzt. Im Allgemeinen kann man festhalten, dass sich die Anzahl der Transportkunden pro Netzbetreiber auf der örtlichen Ebene vergrößert hat (2005: 1,3; 2006: 1,4) Auf der Ebene der FNB gibt es eine deutlichere Entwicklung. Während in 2005 auf der Ebene der FNB im Durchschnitt 6,8 Transportkunden das jeweilige Netz nutzen, waren es im Berichtsjahr 2006 im Durchschnitt 9,8 Transportkunden. Diese Anstiege sind angesichts der 2006 noch fraglichen Netzzugangsbedingungen bemerkenswert. Weiterhin wurden die FNB nach der Anzahl der verbindlichen Anfragen auf Netzzugang und nach der Anzahl der abgeschlossenen Verträge gefragt. In der folgenden Abbildung ist zu erkennen, dass die Gesamtanzahl an Netzzugangsanfragen und an abgeschlossenen Verträgen angestiegen ist. Darüber hinaus lässt sich feststellen, dass ca. 90 Prozent aller verbindlichen Anfragen von nicht-integrierten Unternehmen stammen; im Jahr 2006 waren es nur noch ca. 69 Prozent. Auch bei den abgeschlossenen Verträgen sank der Anteil von ca. 90 Prozent auf 65 Prozent. Die Hintergründe dieser Entwicklung konnten durch die Bundesnetzagentur im Rahmen des Monitorings noch nicht ermittelt werden.

⁸⁶ Ein Viertel der örtlichen Gasverteilernetzbetreiber hat in beiden Jahren unplausibel auf diese Frage geantwortet. Diese Daten wurden daher nicht in die weitere Analyse mit einbezogen.

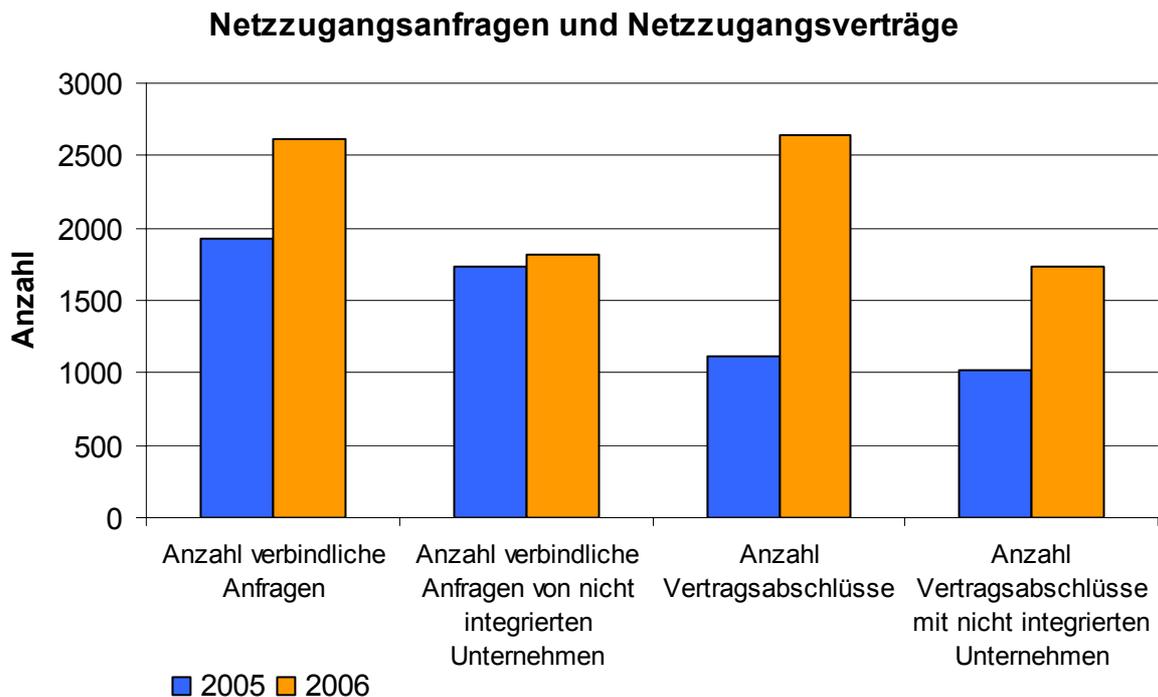


Abbildung 33: Anzahl der Netzzugangsanfragen und Netzzugangsverträge

Im Allgemeinen zeigen die Indikatoren (Anzahl der Transportkunden, der Netzzugangsanfragen und der Netzzugangsverträge) eine minimale, jedoch positive Entwicklung auf dem Markt für die Transportkunden auf.

4.1.6 Management und Zuweisung von Verbindungskapazitäten und Mechanismen zur Behebung von Kapazitätsengpässen

Den wesentlichen rechtlichen Rahmen für das Management und die Zuweisung von Kapazitäten stellen die Verordnung „EG/1775/2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen“ sowie die Regelungen §§ 20 ff. EnWG und der §§ 9 ff. GasNZV dar. Für internationale Verbindungskapazitäten ist – anders als im Strombereich – kein besonderes Zuteilungs- und Zuweisungsverfahren vorgesehen. Zu berücksichtigen sind ebenfalls die in den Leitlinien zur EG-Verordnung enthaltenen Grundsätze der Kapazitätszuweisungsmechanismen, Engpassmanagementverfahren und ihre Anwendung bei vertraglich bedingten Engpässen.

4.1.6.1 Berechnung von Transportkapazitäten

Die Bundesnetzagentur hat im Berichtsjahr 2006 eine Erhebung zu Kapazitätsberechnungsmethoden bei den FNB durchgeführt. Hintergrund: Betreiber von Netzen, die über Netzkopplungspunkte miteinander verbunden sind, haben gemäß § 20 Abs. 1b EnWG bei der Berechnung und Ausweisung von technischen Kapazitäten mit dem Ziel zusammenzuarbeiten, in möglichst hohem Umfang aufeinander abgestimmte Kapazitäten in den miteinander verbundenen Netzen ausweisen zu können. Die erforderlichen Berechnungen von Transportkapazitäten einzelner Leitungen oder von definierten Leitungsabschnitten sowie die Durchführung von Lastflusssimulationen haben gemäß § 6 Abs. 2 GasNZV nach dem Stand der Technik zu erfolgen.

Die Auswertung der durchgeführten Erhebung hat ergeben, dass sich die Methoden bezüglich

ihrer physikalischen Grundannahmen gleichen, die Verfahren zur Kapazitätsberechnung selbst jedoch sehr unterschiedlich sind. Die Bundesnetzagentur wird ihre gewonnenen Erkenntnisse in Gesprächen mit den Marktteilnehmern weiter vertiefen.

4.1.6.2 Kapazitätssituation und Engpassmanagement

Die Ferngasnetzbetreiber haben freie Kapazitäten in ihrem Netz, die maximalen technischen Kapazitäten sowie die vertraglich vereinbarte Kapazität täglich neu, über 36 Monate, im Voraus zu veröffentlichen (§ 20 Abs. 1 Nr. 8 GasNZV).

Aus der aktuellen Monitoringerhebung liegen Daten für das Berichtsjahr 2006 zu verfügbaren Kapazitäten und tatsächlich transportierten Gasmengen vor, aus denen sich schließen lässt, dass die rein rechnerische Spitzenauslastung der ausgewiesenen Ausspeisekapazitäten in Gasversorgungsnetzen die nicht der örtlichen Verteilung dienen, im gewichteten Mittel über alle Netzbetreiber bei ca. 60 Prozent liegt. Dies gilt sowohl bei einer Betrachtung aller Fernleitungsnetze als auch bei einer Betrachtung besonders großer Fernleitungsnetze.⁸⁷ Die Wirkung von Speichern, die die Lastspitze typischerweise weiter absenken würde, ist bei dieser Betrachtung nicht berücksichtigt. Im Blick auf das Berichtsjahr 2006 ergibt sich eine mittlere technische Auslastung von ca. 35 Prozent bzw. eine Benutzungsstundenzahl von ca. 3.000 Bh/a. Hinsichtlich der Transporte ins Ausland sind im Schnitt deutlich unter 1.000 Bh/a berichtet worden.

Diese Zahlen legen den Schluss nahe, dass die nicht-örtlichen Netze physikalisch die Transportaufgaben insgesamt gut erfüllen können und erst bei erheblichen Verschiebungen der Lastströme aufgrund des Verhaltens der Transportkunden physikalische Probleme auftreten dürften. Da es sich hierbei allerdings um eine vereinfachte Betrachtung handelt, sind physikalische Probleme in einzelnen nicht-örtlichen Netzen/Netzbereichen dadurch nicht ausgeschlossen. Ein generelles physikalisches Kapazitätsproblem lässt sich aus den von den Netzbetreibern vorgelegten Zahlen nicht erkennen.

Art und Ausmaß der Engpässe

Bei der Abfrage wurden Auskünfte zu physikalischen und vertraglichen Engpässen (vgl. z.B. Art. 1 Abs. 1 Nr. 21 und 23 Verordnung EG/1775/2005) erhoben.

Ein vertraglicher Kapazitätsengpass liegt vor, wenn die täglich eingehenden Kapazitätsanfragen die freie Kapazität an bestimmten Ein- und Ausspeisepunkten für ein Netz oder Teilnetz übersteigen (§ 10 Abs. 1 GasNZV). 7 der 22 antwortenden FNB, dabei eingeschlossen vier der fünf größten deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, geben an, dass in ihrem Netzbereich vertragliche Engpässe bestehen. Dies ist mit fast einem Drittel aller antwortenden Unternehmen eine sehr große Anzahl, insbesondere vor dem Hintergrund, dass die größten Unternehmen betroffen sind. Betroffen sind Netze, deren Anteil an den insgesamt ausgewiesenen Kapazitäten bei rund 70 Prozent liegen.

Von den fest gebuchten Kapazitäten ist nach Angaben der Netzbetreiber etwa drei Viertel in Verträgen mit Laufzeiten von mehr als einem Jahr gebunden, ein Viertel in Verträgen mit einer geringeren Laufzeit. Damit besteht in großem Umfang eine längerfristige Laufzeitbindung der Verträge. Zu der Gesamtdauer der Verträge liegen keine Daten vor.

Die Aussagen der Netzbetreiber im Rahmen des Monitoring über Engpässe werden bestätigt durch Erkenntnisse der Bundesnetzagentur zur Kapazitätssituation in deutschen Fernleitungsnetzen. Hier zeigt sich für das Jahr 2006, insbesondere aber auch für die kommenden Jahre, vor

⁸⁷ Für die fünf größten Fernleitungsnetzbetreiber ergibt sich aus den Angaben im Monitoring 2007 für die kumulierte Spitzenauslastung ein rechnerischer gewichteter Mittelwert von 61,6 Prozent. Diese Betrachtung schließt nicht aus, dass das Netz eines einzelnen Unternehmens höher ausgelastet sein kann oder es einzelne physikalisch stärker ausgelastete Netzkoppelpunkte gibt.

allem an dem weit überwiegenden Teil der Grenzkoppelkapazitäten eine vollständige oder fast vollständige Ausbuchung von Kapazitäten („rote Ampeln“, vgl. § 10 Abs. 2 GasNZV). Damit zeichnen sich auch in den kommenden Jahren (vertragliche) Kapazitätsengpässe ab.

Die Bundesnetzagentur führt eine Datenbank zur Erfassung der gemäß § 20 Abs. 2 EnWG von den Netzbetreibern eingehenden Mitteilungen über Netzzugangsverweigerungen⁸⁸, um die Kapazitätssituation prüfen zu können. Die Auswertung dieser Datenbank ergibt, dass im Bereich der FNB in erheblichem Umfang vertragliche Engpässe als Begründung für die Netzzugangsverweigerungen angeführt werden; physikalische Engpässe werden wesentlich seltener genannt. Bei der Bundesnetzagentur sind im Jahr 2006 ca. 530 Zugangsverweigerungen von FNB gemeldet worden. Diese Zahl dürfte jedoch unter der Zahl der tatsächlich nicht erfüllten Vertragswünsche der Transportkunden liegen, da viele Transportkunden keine Anfrage an den jeweiligen Netzbetreiber richten, weil sie durch die Veröffentlichungen zu Kapazitäten der Netzbetreiber bereits darüber informiert sind, dass keine freien Kapazitäten zur Verfügung stehen. Häufig wurde in der Begründung z.B. angegeben, dass die vorhandenen Kapazitäten von anderen Transportkunden bereits ausgebucht waren. Dadurch waren keine festen Kapazitäten verfügbar. Häufig wurden daraufhin die Transportverträge auf unterbrechbarer Basis abgeschlossen. Aus formalen Gründen wurde kein Antrag abgelehnt.

Im Rahmen der Monitoringerhebung haben demgegenüber die FNB angegeben, dass es bei ihnen im Netz zu insgesamt 174 Netzzugangsverweigerungen gekommen ist. Dies ist weniger als ein Drittel der bei der Bundesnetzagentur gemeldeten Zugangsverweigerungen. Auf der Ebene der örtlichen Gasverteilernetze wurde im Jahr 2006 nach Angaben der Netzbetreiber in einem einzigen Fall der Zugang zum Gasversorgungsnetz verweigert.

Ein physikalischer Engpass ist eine Situation, in der das Ausmaß der Nachfrage nach tatsächlichen Lieferungen die technische Kapazität zu einem bestimmten Zeitpunkt übersteigt (vgl. Definition in Art. 2 Abs. 1 Nr. 23 Verordnung EG/1775/2005). Physikalische Engpässe treten nach der Monitoringerhebung sowohl im nicht-örtlichen als auch im örtlichen Netzbereich auf. Nur sechs FNB geben an, dass physikalische Engpässe im Netz bestehen. Nach Umfang und Lage dieser Engpässe wurde in der Monitoringabfrage nicht gefragt. Im Rahmen der 2006 erfolgten Marktgebietsbildung wurden demgegenüber von den Netzbetreibern in erheblichem Umfang physikalische Engpässe geltend gemacht. Hier wird von der Bundesnetzagentur zu prüfen sein, inwieweit die in der Monitoringabfrage angegebenen Engpässe in den Netzgebieten liegen und inwieweit es sich um marktgebietsbegründende Engpässe zwischen den Netzbereichen handelt. 0,2 Prozent der bei FNB unterbrechbar gebuchten Kapazitäten wurden tatsächlich unterbrochen.

Vergabe fester und unterbrechbarer Kapazitäten

Netzbetreiber haben feste oder unterbrechbare Kapazitäten nach der zeitlichen Reihenfolge zu vergeben, in der verbindliche Anfragen auf Abschluss bei ihnen eingehen (§ 9 Abs. 1 GasNZV). Sie haben Transportkunden sowohl feste als auch unterbrechbare Kapazitäten einschließlich der Hilfsdienste anzubieten, und zwar auf Jahres-, Monats-, Wochen- und Tagesbasis (§ 4 Abs. 1 GasNZV). Soweit feste Kapazitäten verfügbar werden, hat der Netzbetreiber zunächst denjenigen Transportkunden, die im jeweiligen Zeitraum unterbrechbare Kapazitäten erworben haben, deren Umwandlung in feste Kapazitäten anzubieten (§ 9 Abs. 4 GasNZV). Nach der Monitoringerhebung hat rund die Hälfte (zehn Unternehmen) der FNB Verträge über unterbrechbare Kapazitäten geschlossen, die aber nur ca. fünf Prozent der insgesamt gebuchten Kapazitäten umfassten. Damit spielt die im Fall von vertraglichen Engpässen mögliche Vermarktung unterbrechbarer Kapazitäten im Berichtsjahr 2006 bei den meisten FNB nur eine untergeordnete Rolle. Bei vier FNB umfassen die unterbrechbar kontrahierten Kapazitäten einen Anteil zwischen jeweils 10 und 20 Prozent an den insgesamt kontrahierten Kapazitäten.

⁸⁸ <http://www.bundesnetzagentur.de> (Sachgebiete, Anzeigen / Mitteilungen).

Etwa 15 Prozent der FNB haben 2006 unterbrechbare in feste Kapazitäten umgewandelt. Allerdings betraf dies nur einen sehr kleinen Anteil der unterbrechbar gebuchten Kapazitäten.

Gemäß § 11 GasNZV haben die FNB die Möglichkeit, Kapazitäten nach Buchung zu reduzieren. Während die Netzbetreiber angeben, dass sie von dieser Möglichkeit keinen Gebrauch gemacht haben, geben die Netznutzer an, dass dies in zwei Fällen erfolgt sei.

Kapazitätsfreigabe bei Lieferantenwechsel (Rucksackprinzip)

Nach dem zum 01.02.2006 in Kraft getretenen § 20 Abs. 1b EnWG sowie § 9 Abs. 7 GasNZV kann bei einem Wechsel des Lieferanten der neue Lieferant vom bisherigen Lieferanten die Übertragung der für die Versorgung des Kunden erforderlichen, vom bisherigen Lieferanten gebuchten Ein- und Ausspeisekapazitäten verlangen, wenn ihm die Versorgung des Kunden entsprechend der von ihm eingegangenen Lieferverpflichtung ansonsten nicht möglich ist und er dies gegenüber dem bisherigen Lieferanten begründet.

Im Rahmen des Monitoring gaben sieben der FNB an, Kapazitäten im Rahmen eines Lieferantenwechsels übertragen zu haben. In einem Fall sei die Übertragung beantragt aber nicht umgesetzt worden. Demgegenüber gaben 13 Händler an, die Übertragung von Kapazitäten im Zusammenhang mit einem Lieferantenwechsel beantragt zu haben. In zwei Fällen sei diese Übertragung nicht realisiert worden.

Die Ergebnisse der Erhebung zeigen, dass das Rucksackprinzip bisher in der Praxis bei den FNB kaum zur Anwendung kommt. Dabei ist allerdings hervorzuheben, dass sich der Anspruch auf die Kapazitätsfreigabe nicht gegen den Netzbetreiber, sondern an den Altlieferanten richtet.

Im Rahmen des neuen Gasnetzzugangsmodells ist ein vereinfachter Lieferantenwechsel ermöglicht worden. Dieser beinhaltet, dass die erforderlichen ausspeiseseitigen Kapazitäten innerhalb von Marktgebieten ggf. auch über mehrere Netze hinweg vom „Virtuellen Punkt“ des Marktgebietes bis zum Letztverbraucher automatisch und ohne weitere Kapazitätsprüfung zur Verfügung stehen. Damit ist ausspeiseseitig die vollständige und erheblich vereinfachte Anwendung des Rucksackprinzips umgesetzt. Es zeichnet sich ab, dass das Rucksackprinzip auf der Einspeiseseite und möglicherweise auch im Zusammenhang mit der für die Speichernutzung erforderlichen Netzkapazität für Transportkunden, die Letztverbrauchern eine Wechseloption bieten wollen, eine wichtige Rolle spielen könnte.

Versteigerungsverfahren

Wenn 90 Prozent oder mehr, aber weniger als 100 Prozent der verfügbaren technischen Kapazität bereits durch Transportkunden gebucht sind und ein vertraglicher Engpass vorliegt, sind Kapazitäten vorrangig an Transportkunden, die Biomethan und Gas aus Biomasse einspeisen, zu vergeben. Für die Zuteilung der verbleibenden freien Kapazitäten hat der Netzbetreiber einmal im Jahr ein Versteigerungsverfahren durchzuführen (§ 10 Abs. 4 GasNZV). Zum Zeitpunkt der Engpassveröffentlichung bereits verbindlich gebuchte Kapazitäten werden nicht in das besondere Zuteilungsverfahren einbezogen, auch wenn sie zur Auslastung des Netzes oberhalb der Grenze von 90 Prozent beigetragen haben (§ 10 Abs. 5 GasNZV).

Die Datenerhebung für 2006 hat gezeigt, dass lediglich einer der FNB ein Versteigerungsverfahren für Kapazitäten mit insgesamt sieben Nachfragern durchgeführt hat. Gegenüber dem Vorjahr, in dem es lediglich zwei Versteigerungsverfahren gab, stellt dies eine Verringerung dar. Dies steht im Gegensatz zu den vertraglichen Kapazitätsengpässen, die im Rahmen des Monitorings von 7 der 22 FNB angegeben wurden, nach anderen Erhebungen der Bundesnetzagentur aber an einer Vielzahl von Buchungspunkten auftreten (vgl. vertraglicher Kapazitätsengpass).

Dass keine weiteren Versteigerungen durchgeführt wurden, lässt sich evtl. dadurch erklären, dass in allen anderen Netzen die Kapazitäten bereits durch vorab geschlossene Kapazitätsverträge vollständig vergeben waren (§ 10 Abs. 5 GasNZV). Teilweise wurde jedoch auch vorgetragen, dass bei Implementierung eines Online-Buchungsverfahrens die Erforderlichkeit solcher jährlicher Versteigerungen nicht mehr gegeben seien. Unabhängig von

den Begründungen muss man feststellen, dass die Kapazitätsversteigerungsverfahren nach § 10 GasNZV als Engpassmanagementverfahren im Jahr der Erhebung praktisch ohne Bedeutung und damit auch nahezu ohne Wirkung sind. Eine Zunahme der von der GasNZV vorgesehenen Versteigerungen könnte evtl. zu einer Entspannung der Kapazitätsengpässe beitragen.

Maßnahmen gegen Kapazitätshortung

Soweit der Transportkunde für gebuchte Kapazitäten bis 14.00 Uhr des Tages vor dem Erfüllungstag mitteilt, dass er diese nicht in Anspruch nimmt (Null-Nominierung), ist der Netzbetreiber berechtigt, diese Kapazitäten als unterbrechbare anzubieten (§ 13 Abs. 1 GasNZV). Allerdings bleibt das Recht des Transportkunden auf Renominierung davon unberührt. Von dieser Möglichkeit wurde nach Auskunft der Netzbetreiber im Berichtsjahr 2006 kein Gebrauch gemacht. Netzbetreiber haben darüber hinaus Transportkunden, die während eines Zeitraums von sechs Monaten ihre gebuchten Kapazitäten nicht oder nur in einem geringen Umfang in Anspruch nehmen, aufzufordern, diese Dritten anzubieten, um eine missbräuchliche Kapazitätshortung bei einem bestehenden Kapazitätsengpass zu verhindern. Von diesen sechs Monaten muss einer der Monate in der Heizperiode liegen (§ 13 Abs. 2 GasNZV).

Während im Berichtszeitraum 2005 noch von einem Fall berichtet wurde, in dem es zu einer Aufforderung zur Kapazitätsfreigabe kam, ergab sich aus den Antworten des Monitoring für 2006 kein Fall, bei dem ein Händler aufgefordert wurde, Kapazitäten freizugeben. Insgesamt kann damit festgestellt werden, dass die in der Verordnung vorgesehenen Maßnahmen gegen Kapazitätshortung in der Praxis nicht zur Anwendung kommen. Dies steht für die Bundesnetzagentur im Gegensatz zu der beschriebenen Kapazitätssituation (vertragliche Engpässe trotz physikalisch auch in der Spitze nicht voll ausgelasteten Netzen). Die Bundesnetzagentur wird diesen Sachverhalt weiter aufklären.

4.1.6.3 Sekundärmarkt für Kapazitäten

Die Netzbetreiber hatten nach § 14 Abs. 1 GasNZV bis zum 01.08.2006 eine gemeinsame elektronische Plattform für den Handel mit Kapazitätsrechten einzurichten. Der Sekundärhandel mit Kapazitätsrechten soll ausschließlich dort und in anonymisierter Form stattfinden (§ 14 Abs. 2 f. GasNZV). Dabei dürfen die Entgelte für gehandelte Kapazitäten die ursprünglich mit den Netzbetreibern vereinbarten Entgelte nach § 14 Abs. 4 GasNZV nicht wesentlich überschreiten.

Elf der FNB geben an, dass sie einen Handel auf der geforderten gemeinsamen Plattform ermöglichen. Mit Einführung der trac-x (transport capacity exchange) als erster Sekundärmarkt-Handelsplattform in Deutschland wurde 2005 die Grundlage solch einer gemeinsamen Plattform geschaffen. Allerdings sind dort derzeit nur sieben FNB organisiert, deren Kapazitäten auf dieser Plattform zur Sekundärvermarktung angeboten werden können. Eine Vielzahl von FNB ist bisher nicht in die gemeinsame Kapazitätsplattform integriert. Die tatsächliche Nutzung der Plattform (Anzahl der Handelsgeschäfte) bleibt gering. Nur 5 der 22 FNB gaben an, dass im Jahr 2006 überhaupt ein Handel von in ihren Netzen vergebenen Kapazitäten stattfand. Sowohl der Gesamtumfang mit rund 10 Mio. kWh/h als auch die Anzahl der Transportkunden (32), die die Möglichkeit des Handels wahrgenommen haben, sind nach wie vor gering.

Die Abfragedaten der Netznutzer weichen in diesem Zusammenhang etwas von den Daten der Netzbetreiber ab. Allerdings gaben mit zwei Prozent ebenfalls nur sehr wenige der angefragten Nutzer an, diese Handelsmöglichkeiten genutzt zu haben. Die gehandelten Kapazitäten betragen nach Angaben der Nutzer rund 24 Mio. kWh/h. Der Grundtenor eines faktisch kaum existierenden Sekundärhandels wird damit auch von Nutzerseite bestätigt. Der Sekundärmarkt von Kapazitäten stellt demnach gegenwärtig kein wirksames Instrument des Engpassmanagements dar. Dies deckt sich mit den Erkenntnissen aus der Arbeit der Bundesnetzagentur u.a. in europäischen Regulierungsgremien der ERGEG / Arbeitsgruppe Secondary Market.

4.1.6.4 Swap-Geschäfte, Regelungen der Transitverträge

Swap-Geschäfte werden von Händlern zur Reduzierung der Netznutzung eingesetzt. Sie haben im Allgemeinen aufgrund der damit verbundenen Nichtnutzung von Kapazitäten einen kapazitätsentlastenden Effekt. Ob dies von den Händlern gezielt bei grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen zur Vermeidung überlasteter Netzstellen eingesetzt wurde, konnte auf der Basis der Antworten des Monitoringberichts nicht ermittelt werden. Das neue Gasnetzzugangsmodell soll durch die Einrichtung liquider virtueller Handlungspunkte in einer nicht zu großen Zahl von Marktgebieten in Deutschland dazu beitragen, dass Händler solche Möglichkeiten nutzen können. Die Handelsaktivitäten selbst unterliegen nicht der Regulierung.

Das EnWG sieht für Transite keine besonderen Regeln vor. Sie sind in regulatorischer Hinsicht wie andere Ein- und Ausspeisungen zu behandeln. Sollte sich aus den Transiten eine übermäßige Kapazitätsbelastung ergeben, stehen die in § 6 Abs. 3 GasNZV geregelten Möglichkeiten der Kapazitätserhöhung zur Verfügung. Transitverträge, die dem Anwendungsbereich von Art. 3 Abs. 1 der EWG-Richtlinie 91/296 unterliegen, sind nicht bekannt. Die Methoden der Fernleitungsnetzbetreiber, die technischen Kapazitäten ihrer Netze zu ermitteln, werden gegenwärtig von der Bundesnetzagentur näher untersucht (vgl. Kapitel 4.1.6.1). Die angemessene Methode zur Berücksichtigung von Transiten ist in diesem Rahmen ebenfalls zu klären.

4.1.6.5 Fazit

Die Angaben der Netzbetreiber zur Kapazitätssituation und zur Engpassbewirtschaftung zeigen in Verbindung mit anderen Erkenntnissen der Bundesnetzagentur, dass die Situation im Berichtsjahr 2006 als defizitär bezeichnet werden kann. Es liegen vertragliche Engpässe vor, was insbesondere die Einspeisekapazitäten an den Grenzen betrifft. Die Engpassbewirtschaftung wird gegenwärtig nur im geringen Umfang angewendet. Dies gilt für den Sekundärmarkt ebenso wie für die Versteigerungen bei vertraglichem Engpass und die Kapazitätsentziehung („use it or lose it“). Durch die Integration der Netze innerhalb der Marktgebiete dürfte sich künftig die ausspeiseseitige Kapazitätssituation entspannen. Die Verfügbarkeit der für die Liquidität der Handelsmärkte innerhalb der Marktgebiete (Virtuelle Punkte) entscheidenden Importkapazitäten und Marktgebietskoppelkapazitäten bleibt verbesserungsbedürftig. Die Bundesnetzagentur arbeitet verstärkt an der Weiterentwicklung der Kapazitätsallokations- und der Engpassmanagementverfahren auf nationaler Ebene und im Rahmen der europäischen ERGEG-Arbeitsgruppe. Im Rahmen der Regionalinitiative Nordwest leitet sie ein Pilotprojekt zur Verbesserung der Kapazitätssituation an ausgewählten zentralen Grenzkoppelunkten (zwischen Deutschland/Niederlande und Frankreich/Deutschland). Untersuchungen zur Entwicklung des Netzausbaus sind in Planung.

4.1.7 Regulierung der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber

4.1.7.1 Netzentgelte

Die Bundesnetzagentur ist seit dem Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes am 13.07.2005 mit der Prüfung der Entgelte für den Zugang zu Gasfernleitungs- und -verteilernetzen beauftragt. Diese Zuständigkeit beschränkt sich im Bereich der Verteilernetze auf Betreiber, an deren Gasnetz mindestens 100.000 Kunden mittelbar oder unmittelbar angeschlossen sind oder deren Netz über das Gebiet eines Bundeslandes hinausreicht. Alle übrigen Verteilernetzbetreiber befinden sich in der Zuständigkeit der jeweiligen Landesregulierungsbehörden. Die Bundes-

länder Berlin, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Thüringen haben die Wahrnehmung ihrer Aufgaben in diesem Bereich im Rahmen eines Verwaltungsabkommens über die Organleihe an die Bundesnetzagentur übertragen. Demnach ist die Bundesnetzagentur mit der Entgeltgenehmigung von mehr als 220 Netzbetreibern befasst. Rund 60 dieser Anträge waren im Rahmen der originären Zuständigkeit der Bundesnetzagentur zu bearbeiten. Etwa 160 Anträge wurden im Rahmen der Organleihe geprüft.

Netzbetreiber hatten erstmals zum 30.01.2006 einen Antrag auf Genehmigung ihrer Entgelte für den Netzzugang zu stellen. Die Bundesnetzagentur hat die Rechtmäßigkeit der beantragten Netzentgelte anhand eingereicherter elektronischer Datenerhebungsbögen, die durch die Bundesnetzagentur für diese Verfahren entwickelt wurden, und des gesetzlich vorgeschriebenen Berichtes, welche den Anträgen beigelegt waren, geprüft. Aufgrund der relativ großen Anzahl der Anträge hat sich die Bundesnetzagentur auf Prüfungsschwerpunkte konzentriert. Diese Schwerpunkte bezogen sich auf Abweichungen der Plankosten von den Istkosten, die kalkulatorische Bewertung des Sachanlagevermögens, Netzkäufe, die kalkulatorischen Abschreibungen, die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, die kalkulatorische Gewerbesteuer und das Umlaufvermögen. Kostenpositionen, die den beantragten Netzentgelten zu Grunde lagen und nicht oder nur zum Teil betriebsnotwendig waren, wurden um den nicht betriebsnotwendigen Anteil reduziert. Der sich hieraus ergebende Kostenblock bildete die Basis, auf der die Netzbetreiber die Entgelte für den Netzzugang im Bedarfsfall neu zu ermitteln hatten.

Die Kürzungen gegenüber den von den Antragstellern in ihren Anträgen zu Grunde gelegten Netzkosten betragen bis zu 28,7 Prozent. Bei den veröffentlichten Kürzungsraten ist zu bemerken, dass eine erhebliche Zahl von Antragstellern im Laufe des Verfahrens die ursprünglich geltend gemachten Kosten z.T. deutlich reduziert haben. Dies hängt oftmals mit Erkenntnissen zusammen, die die beantragenden Unternehmen im Laufe des Verfahrens gewonnen und in deren Ergebnis sie ihre Positionen hinsichtlich der zu beantragenden Kosten denen der Beschlusskammer angenähert haben. Die Entgelte, die sich aus dem genehmigungsfähigen Kostenblock ergeben, wurden von den Unternehmen anschließend neu berechnet, von der Beschlusskammer geprüft und waren schließlich Gegenstand der Genehmigung. Ein erheblicher Teil der Netzbetreiber hat Beschwerde gegen die erteilten Netzentgeltgenehmigungen erhoben.

Aktuelle Netzentgeltgenehmigungen sind in der Regel bis zum 31.03.2008 befristet. Da Netzbetreiber sechs Monate vor dem Ende der Befristung einen erneuten Antrag auf Genehmigung ihrer Entgelte für den Netzzugang zu stellen haben, sind diese in der Regel bis zum 01.10.2007 bei der Bundesnetzagentur einzureichen. Ein überarbeiteter elektronischer Datenerhebungsbogen sowie die Anforderungen an den beizufügenden Bericht wurden von der zuständigen Beschlusskammer im Beschlusswege festgelegt und stehen den Unternehmen im Internet auf den Seiten der Bundesnetzagentur zur Verfügung.

Die Anwendung des Energiewirtschaftsgesetzes hat gegenüber dem Vorjahr zu einer Reduzierung der tatsächlich gezahlten Netzentgelte geführt. Bei der Durchführung des Monitoring 2007 hat die Bundesnetzagentur von den Großhändlern und Lieferanten „Gas“ bei der Abfrage des aktuellen Einzelhandelspreisniveaus auch die Netzkosten abgefragt. Abgefragt wurden drei typisierte Abnahmefälle, die sog. Eurostat-Kundenkategorien. Diesen liegen folgende Definitionen zugrunde:

- 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“).

Die nachfolgende Tabelle enthält eine Darstellung der durchschnittlichen mengengewichteten Einzelhandelspreise inkl. aller Steuern und Abgaben sowie die anteiligen Netzkosten⁸⁹ zum 01.04.2007. Die Mengengewichtung erfolgte über die Ausspeisemenge in den dazugehörigen Kundenkategorien für die Abnahmefälle I4-1, I1 und D3 (Allgemeine Preise / Allgemeiner Tarif) (vgl. Kapitel 4.2.3.2).

Kundenkategorie	Durchschnittliche mengengewichtete Gesamtpreise (Einzelhandelspreisniveau)	Durchschnittliche mengengewichtete Netzkosten ⁹⁰
I4-1	4,23 ct/kWh (4,28 ct/kWh)	0,17 ct/kWh (0,30 ct/kWh)
I1	5,74 ct/kWh (5,67 ct/kWh)	0,93 ct/kWh (1,03 ct/kWh)
D3 ⁹¹	6,57 ct/kWh (-)	1,20 ct/kWh (-)

Tabelle 34: Durchschnittliche mengengewichtete Gesamtpreise Gas und Netzkosten für die einzelnen Abnahmefälle (in Klammern: Angaben mit Stand 01.04.2006)

Es ist erkennbar, dass der Anteil der Netzkosten an den Gesamtpreisen steigt, je geringer die abgenommene Menge ist. Des Weiteren ist festzustellen, dass die durchschnittlich mengengewichteten Netzkosten im Vergleich zum Vorjahr für die Abnahmefälle I4-1 und I1 geringer sind.⁹² Abgefragt wurden die Nettonetzentgelte inkl. Verrechnungsentgelte. Es ist jedoch nicht auszuschließen, dass ein Teil der Netzkosten noch in den Gasbezugskosten enthalten ist und nicht separat ausgewiesen wird. Die Höhe der durchschnittlich mengengewichteten Netzkosten legt die Vermutung nahe, dass Kosten der vorgelagerten Netzebenen nicht in den Netzkosten enthalten sind.

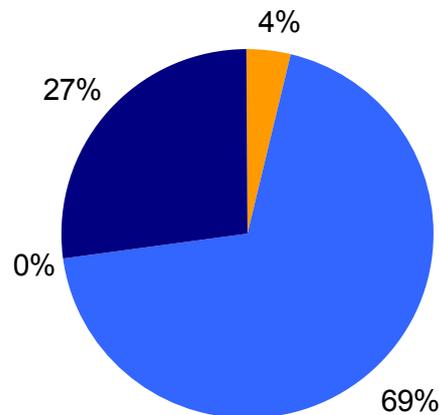
⁸⁹ Netzkosten sind Nettonetzentgelte (ohne Umsatzsteuer und Konzessionsabgabe) inkl. Verrechnungsentgelte.

⁹⁰ Dito.

⁹¹ Für das Jahr 2006 liegen in dieser Abnahmekategorie keine Angaben vor.

⁹² Für den Abnahmefall D3 (außerhalb Grundversorgung) sind die Netzkosten im Vergleich zum Vorjahr ebenfalls gesunken (siehe Kapitel 4.2.3.2).

Zusammensetzung des Abnahmefalls I4-1

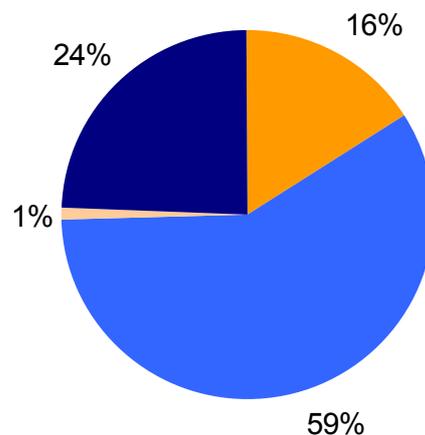


■ Netzkosten ■ Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge ■ Abgaben ■ Steuern

Abbildung 34: Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus für den Abnahmefall I4-1

Es ergibt sich für den Abnahmefall I4-1 ein prozentualer Anteil der durchschnittlichen Netzkosten an den durchschnittlichen Gesamtpreisen von 3,9 Prozent. Im Vorjahr lag der Anteil der durchschnittlichen mengengewichteten Netzkosten noch bei 7,0 Prozent. Der Gesamtpreis ist für den Abnahmefall I4-1 von 4,28 ct/kWh auf 4,23 ct/kWh gesunken. Die durchschnittlichen mengengewichteten Netzkosten sind von 0,30 ct/kWh auf 0,17 ct/kWh gesunken.

Zusammensetzung des Abnahmefalls I1

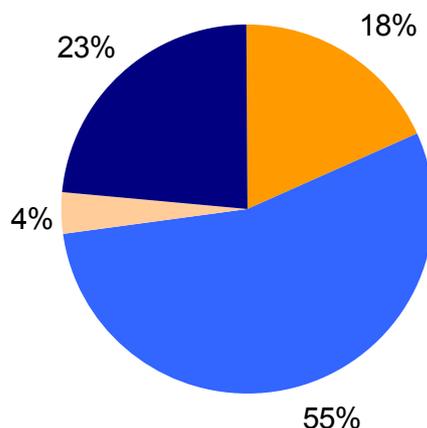


■ Netzkosten ■ Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge ■ Abgaben ■ Steuern

Abbildung 35: Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus für den Abnahmefall I1

Das Einzelhandelspreisniveau für den Abnahmefall I1 ist von 5,67 ct/kWh auf 5,74 ct/kWh gestiegen, die durchschnittlichen mengengewichteten Netzkosten hingegen sind von 1,03 ct/kWh auf 0,93 ct/kWh gefallen. Die durchschnittlichen mengengewichteten Netzkosten machen 16,3 Prozent an dem Einzelhandelspreisniveau aus, im Vergleich zu 18,4 Prozent im Vorjahr.

Zusammensetzung des Abnahmefalls D3



■ Netzkosten ■ Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge ■ Abgaben ■ Steuern

Abbildung 36: Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus für den Abnahmefall D3 (Allgemeine Preise / Allgemeiner Tarif)

Für den Abnahmefall D3 (Allgemeine Preise / Allgemeiner Tarif) liegen keine Vorjahresdaten vor⁹³. Die Netzkosten für diesen Abnahmefall machen 18,2 Prozent an den Gesamtkosten aus.

Leistungswettbewerb

Laut § 3 Abs. 3 GasNEV i.V.m § 32 Abs. 5 GasNEV haben überregionale Gasfernleitungsnetzbetreiber, anders als die übrigen Gasnetzbetreiber, seit dem 01.01.2006 die Möglichkeit Netzentgelte abweichend von den §§ 4 – 18 GasNEV nach Maßgabe des § 19 GasNEV zu bilden, wenn sie in wirksamem bestehenden oder potenziellen Wettbewerb stehen. Diese Möglichkeit hat der Gesetzgeber an eine Reihe von Kriterien geknüpft. Zum einen muss das beantragende Unternehmen das Kriterium der Überregionalität erfüllen. Zum anderen formuliert § 3 Abs. 2 GasNEV einige Mindestkriterien hinsichtlich der Wettbewerbssituation, derer sich das Versorgungsunternehmen ausgesetzt sehen mag. Darüber hinaus erarbeitet die Bundesnetzagentur ein Prüfkonzept um die Wettbewerbssituation des anzeigenden Unternehmens näher zu analysieren und im Ergebnis zu beurteilen. So weit die Bundesnetzagentur feststellt, dass Unternehmen wirksamem Leistungswettbewerb ausgesetzt sind, ist ein Vergleichsverfahren gemäß § 26 GasNEV durchzuführen.

Ursprünglich hatten 13 FNB Entgelte angezeigt, die sie nach dem Vergleichsverfahren gemäß § 19 GasNEV i.V.m. § 26 GasNEV bilden wollen. Diese Unternehmen haben Unterlagen eingereicht, anhand derer sie die für die Annahme von Leistungswettbewerb geforderten Kriterien als belegt ansehen. Da die vorgelegten Unterlagen nicht ausreichend waren, wurden durch Konsultationen mit den einzelnen FNB zusätzliche Erkenntnisse gewonnen. Darüber hinaus hat

⁹³ Für den Abnahmefall D3 (außerhalb Grundversorgung) sind die Netzkosten im Vergleich zum Vorjahr ebenfalls gesunken (siehe Kapitel 4.2.3.2).

die Bundesnetzagentur ca. 50 Verbraucher und Händler wie z.B. Stadtwerke und Industriekunden angeschrieben und gezielte Fragen zur tatsächlich vorhandenen Wettbewerbssituation am Markt gestellt. Um sich im Einzelnen ein abschließendes Bild machen zu können, wurden mündliche Verhandlungen durchgeführt. Im Ergebnis wurde bislang eines der anzeigenden Unternehmen aufgrund fehlender Überregionalität abschlägig beschieden. Für Unternehmen, bei denen die Voraussetzungen des § 3 Abs. 2 GasNEV nicht erfüllt sind, gilt, dass diese im Ergebnis die Entgelte nach § 23a EnWG beantragen müssen.

4.1.7.2 Lieferantenwechsel

Nach § 37 GasNZV sind Gasnetzbetreiber seit 2006 verpflichtet, zur Vereinfachung des Lieferantenwechsels einheitliche Verfahren zu entwickeln bzw. zu implementieren und den elektronischen Datenaustausch mit den Transportkunden in einem einheitlichen Format zu ermöglichen. Neben der Schaffung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs für Händler und Lieferanten spielen standardisierte Prozessabläufe und einheitliche Datenformate beim Lieferantenwechsel im Gasbereich eine entscheidende Rolle. Erst die aus der Standardisierung resultierende Massengeschäftstauglichkeit schafft die Voraussetzung für stärkeren Wettbewerb mit entsprechenden Lieferalternativen für die Verbraucher. Die Möglichkeit zur freien Wahl des Gaslieferanten blieb in den letzten Jahren infolge wettbewerbshemmender Rahmenbedingungen des Gasmarkts noch weitgehend ungenutzt. Infolgedessen waren die Wechselquoten, insbesondere bei Haushaltskunden, sehr gering.

Zur Umsetzung der Verpflichtungen aus § 37 GasNZV veröffentlichten die Branchenverbände BGW und VKU im Juni 2006 ihren „BGW/VKU-Leitfaden Geschäftsprozesse zum Lieferantenwechsel bei Erdgas“, der anschließend auch durch Entwürfe entsprechender Nachrichtentypen zur Abwicklung des elektronischen Datenaustausches ergänzt wurde. Von diesen Vorüberlegungen der Gaswirtschaft ausgehend, beabsichtigt die Bundesnetzagentur im Sinne ausreichender Rechtssicherheit und Verbindlichkeit, von ihren Festlegungskompetenzen insbesondere aus § 42 Abs. 7 Nr. 4 GasNZV Gebrauch zu machen. Im Juli 2006 leitete die zuständige Beschlusskammer ein entsprechendes Festlegungsverfahren ein. Im Februar 2007 wurde ein Festlegungsentwurf für Geschäftsprozesse sowie für die Automatisierung des zugehörigen Datenaustausches und die einheitliche Definition der Datenformate veröffentlicht und anschließend eine Anhörung der betroffenen Kreise durchgeführt.⁹⁴

Wechselverfahren und Wechselquote

Im Jahr 2006 bestand bei über 90 Prozent der Netzbetreiber (93,5 Prozent der örtlichen Verteilernetzbetreiber und 95,6 Prozent der FNB) die grundsätzliche Möglichkeit, Lieferantenwechselverfahren durchzuführen. Gegenüber dem Jahr 2005 ist hier eine Steigerung des Anteils um etwa 14 Prozent zu verzeichnen. Lediglich 3,9 Prozent der Betreiber örtlicher Verteilernetze und keiner der FNB geben an, noch keinen Lieferantenwechsel abwickeln zu können. Keine Angaben machten 2,6 Prozent der örtlichen Verteilernetzbetreiber sowie 4,4 Prozent der FNB.

Nach Angaben der befragten Unternehmen ist im Vergleich zum Jahr 2005 ein Anstieg der Anzahl tatsächlich abgewickelter Lieferantenwechselverfahren bei Letztverbrauchern von 302 (2005) auf 8.871 (2006) zu verzeichnen. So liegt der Anteil der Lieferantenwechsellösungen an der gesamten Ausspeisemenge bei 1,25 Prozent (vgl. Tabelle 57). Auf die FNB entfällt hierbei lediglich eine Anzahl von 27 Verfahren. 64,3 Prozent (5.688 Verfahren) der von örtlichen Verteilernetzbetreibern durchgeführten Lieferantenwechsel bei Letztverbrauchern beziehen sich auf das Haushaltskundensegment.

Seit 2006 besteht gemäß § 37 GasNZV für Netzbetreiber die Pflicht der Entwicklung und Implementierung branchenweit einheitlicher und massengeschäftstauglicher Prozesse und

⁹⁴ Eine entsprechende Festlegung hat die Bundesnetzagentur am 20.08.2007 nach Redaktionsschluss dieses Berichts getroffen. Nähere Informationen unter www.bundesnetzagentur.de.

Datenformate zur Abwicklung des Lieferantenwechsels. Diese gesetzlichen Vorgaben wurden jedoch noch nicht flächendeckend umgesetzt. Daher handelt es sich auch bei den 2006 abgewickelten Verfahren immer 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 Verteilung der Gesamtanzahl Lieferantenwechselverfahren auf die Verfahrensarten „unternehmensindividuell nach § 37 GasNZV“, „Beistellung“ und „Sonstige“ für örtliche Verteilernetzbetreiber zeigt Abbildung 37. Die Abwicklung des Lieferantenwechsels nach unternehmensindividuellen Verfahren im Sinne von § 37 GasNZV ist mit einem Anteil von 97,1 Prozent an den Gesamtverfahren deutlich dominierend. Die Beistellung und sonstige Verfahren spielten mit 0,4 bzw. 2,6 Prozent bei den Betreibern örtlicher Verteilernetze kaum eine Rolle. Die maximal angegebene Anzahl Wechselfälle pro Netzbetreiber beträgt bei Verfahren nach § 37 GasNZV 3.053, nach Beistellung 21 und nach sonstigen Verfahren 16.

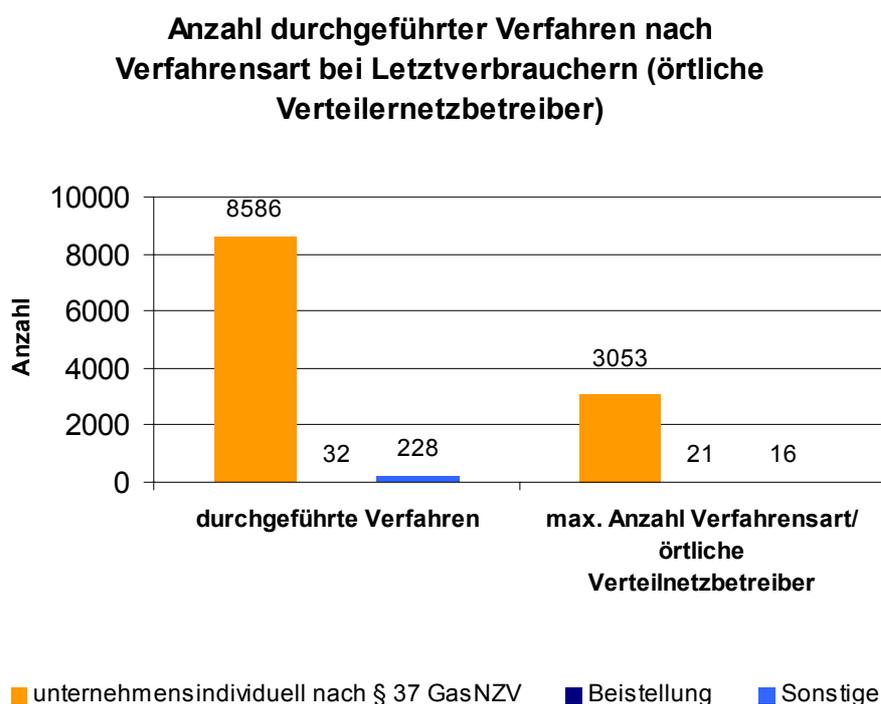


Abbildung 37: Anzahl durchgeführter Verfahren nach Verfahrensart bei Letztverbrauchern (örtliche Verteilernetzbetreiber)

Die FNB gaben ebenfalls an, in 2006 den größten Anteil (70,4 Prozent) der Gesamtverfahren bei Letztverbrauchern nach unternehmensindividuellen Verfahren gemäß § 37 GasNZV abgewickelt zu haben. Daneben nahmen mit 29,6 Prozent aber auch sonstige Verfahren (z.B. Lieferantenwechsel nach Verbändevereinbarung II) noch einen hohen Stellenwert ein, wohingegen die Beistellung keine Anwendung fand (vgl. Abbildung 38). Die maximal angegebene Anzahl Wechselfälle pro Netzbetreiber durch FNB beträgt 13 bei unternehmensindividuellen Verfahren nach § 37 GasNZV und sieben bei sonstigen Verfahren.

Im Vergleich zum Jahr 2005 lässt sich in Bezug auf die Arten der Lieferantenwechselverfahren zusammenfassend feststellen, dass sich sowohl bei örtlichen Verteilernetzbetreibern als auch bei FNB eine deutliche Verlagerung zugunsten der unternehmensindividuell abgewickelten Verfahren nach § 37 GasNZV vollzogen hat. Diese Entwicklung kann dahingehend gedeutet werden, dass Netzbetreiber sich angesichts der seit 2006 für den Lieferantenwechsel geltenden gesetzlichen Vorgaben zunehmend mit der geforderten Entwicklung und Implementierung

einheitlicher Prozesse beschäftigen. Eine Vorgabe standardisierter Prozesse sieht die Bundesnetzagentur in ihrem Entwurf zur Festlegung der Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas neben der Einführung eines Standards zur Datenübermittlung vor.⁹⁵

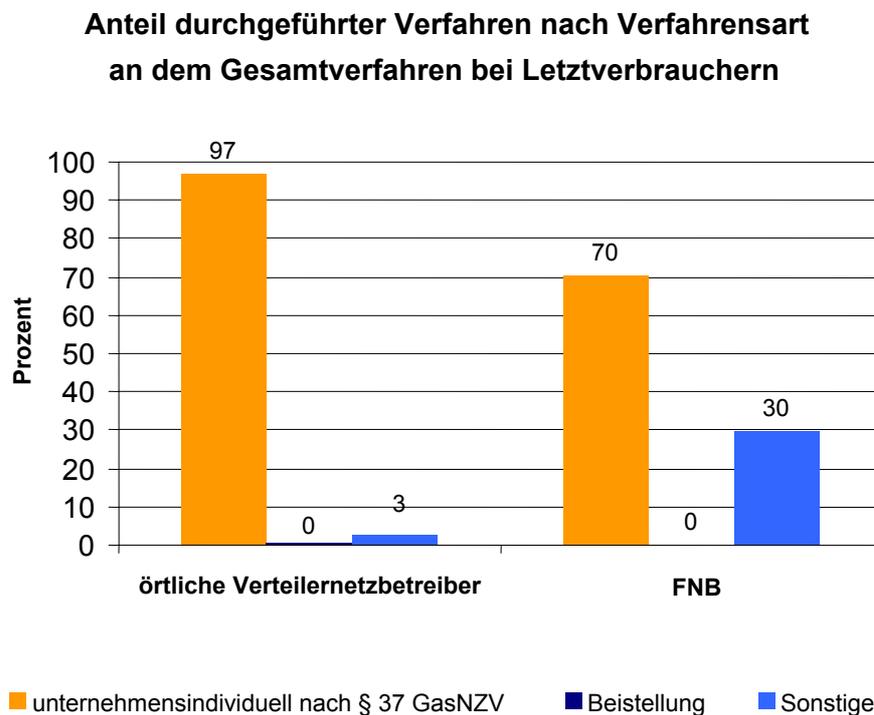


Abbildung 38: Anteil durchgeführter Verfahren nach Verfahrensart an dem Gesamtverfahren bei Letztverbrauchern

Die Bereitschaft, die Abwicklung der Lieferantenwechselprozesse an einen externen Dienstleister auszugliedern, ist sowohl bei örtlichen Verteilernetzbetreibern als auch bei FNB gegenüber 2005 in etwa gleich geblieben. 14,4 Prozent der örtlichen Verteilernetzbetreiber und 4,4 Prozent der FNB geben an, einen Dienstleister für die Abwicklung der Lieferantenwechselprozesse beauftragt zu haben. Die überwiegende Mehrheit der Netzbetreiber zieht derzeit eine Ausgliederung nicht in Erwägung.

Datenformate

Für die Gewährleistung eines massengeschäftstauglichen Lieferantenwechselprozesses sieht § 37 Abs. 1 GasNZV die Verwendung eines einheitlichen Formats als Voraussetzung der angestrebten größtmöglichen Automatisierung (§ 37 Abs. 2 GasNZV) bei der Bearbeitung von Kundendaten zwischen den Netzbetreibern und Transportkunden vor.

Aus der nachfolgenden Tabelle ist ersichtlich, dass auch 2006 für die Übertragung von Stamm- bzw. Geschäftsdaten in der Gaswirtschaft nach wie vor eine Vielzahl unterschiedlicher Datenformate zur Abwicklung des Informationsaustausches verwendet wurden. Bei 21 Prozent der örtlichen Verteilernetzbetreiber und 75 Prozent der FNB kamen hierbei auch mehrere Datenformate zum Einsatz.

In der Verteilung der verwendeten Formate zeigt sich grundsätzlich ein ähnliches Auswertungsergebnis wie für den Erhebungszeitraum 2005, wenngleich eine für das Jahr 2006 stark abnehmende Anzahl der Antworten und eine Veränderung der Abfrage im Berichtsjahr 2006 einen direkten Vergleich der Ergebnisse lediglich in Grundzügen zulassen. Auch im

⁹⁵ Eine entsprechende Festlegung hat die Bundesnetzagentur am 20.08.2007 nach Redaktionsschluss dieses Berichts getroffen. Nähere Informationen unter www.bundesnetzagentur.de.

Erhebungsjahr 2006 dominierte, wenn auch in abnehmender Tendenz, die Verwendung von Formaten aus Tabellenkalkulationsprogrammen in ihren unterschiedlichen Ausprägungen den Austausch von Stamm- bzw. Geschäftsdaten.

	örtliche Verteilernetzbetreiber	FNB
EDIFACT inkl. Edigas-Formate	2,9 %	24,1 %
Tabellenkalkulations-/CSV-Formate	54,4 %	27,6 %
Formate aus PC-Standardanwendungen	21,1 %	24,1%
XML-Formate	1,5 %	20,7 %
Spezifische EDM-Formate	0,5 %	0 %
Sonstige	2,9 %	0 %
Keine elektronischen Datenformate	16,7 %	3,4 %

Tabelle 35: Verwendete Datenformate bei der Übertragung von Stamm- bzw. Geschäftsdaten

Bei den FNB bestätigen die Ergebnisse den bereits für das Jahr 2005 dargelegten Trend einer stärkeren Diversifizierung in Bezug auf die Verwendung der Datenformate. Gegenüber den örtlichen Verteilernetzbetreibern haben die Tabellenkalkulations-/CSV-Formate im Informationsaustausch zu Gunsten einer verstärkten Verwendung von Nachrichtentypen des EDIFACT⁹⁶- bzw. Edigas-Standards sowie die Nutzung des XML⁹⁷-Formats, einen deutlich geringeren Stellenwert. 16,7 Prozent der örtlichen Verteilernetzbetreiber und 3,4 Prozent der FNB gaben zudem an, keine elektronischen Datenformate für den Informationsaustausch zu nutzen.

Diese Tatsache erscheint insbesondere vor dem Hintergrund der von den Netzbetreibern für die Übermittlung von Stamm- bzw. Geschäftsdaten verwendeten Übertragungsmedien durchaus plausibel. Auch wenn die Unternehmen der verschiedenen Netzebenen mehrere Übertragungsmedien nutzten (örtliche Verteilernetzbetreiber: ca. 47 Prozent, FNB: ca. 85 Prozent) zeigt sich, dass insbesondere bei den örtlichen Verteilernetzbetreibern herkömmliche Übertragungswege einen hohen Anteil aufweisen. Dennoch hat sich insgesamt sowohl bei den örtlichen als auch bei den FNB eine Datenübermittlung via E-Mail durchgesetzt.

⁹⁶ (UN/)EDIFACT: (United Nations) Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport.

⁹⁷ XML: Extensible Markup Language.

	örtliche Verteilernetzbetreiber	FNB
Brief	28,8 %	25,0 %
Fax	21,7 %	0 %
E-Mail (Internet)	48,7 %	50,0 %
X.400/Telebox400	0 %	0 %
FTP (File Transfer Protocol)	0,4 %	14,3 %
Sonstige (z.B. VAN (Value added network))	0,4 %	10,7 %

Tabelle 36: Verwendete Übertragungsmedien bei der Übermittlung von Stamm- bzw. Geschäftsdaten

FNB greifen zudem verstärkt auf eine spezielle netzwerk- bzw. serverorientierte Übermittlung zurück, die bei den örtlichen Verteilernetzbetreibern derzeit noch keine Bedeutung hat.

Insgesamt ist festzustellen, dass in der Gaswirtschaft ein einheitliches Datenformat für die Übertragung von Stamm- bzw. Geschäftsdaten der Marktbeteiligten auch für das Berichtsjahr 2006 noch nicht existierte und selbst eine elektronische Übermittlung noch nicht bei allen Netzbetreibern als Standardübertragungsform anzusehen ist. Der hieraus resultierende erhöhte Koordinations- und manuelle Bearbeitungsaufwand im Datenaustausch der Unternehmen untereinander steht nach wie vor der geforderten größtmöglichen Automatisierung und damit einer Massengeschäftstauglichkeit im Rahmen eines Lieferantenwechselprozesses entgegen.

Im Gegensatz zum Strombereich, für den die Bundesnetzagentur durch Beschluss im Sommer 2006 die Verwendung des Datenformats EDIFACT für die Lieferantenwechselprozesse festgeschrieben hat, konnte sich dieses Format in der Gaswirtschaft insbesondere bei den örtlichen Verteilernetzbetreibern noch nicht durchsetzen. Die Bundesnetzagentur sieht in ihrem Entwurf zur Festlegung der Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas ebenfalls die Einführung eines EDIFACT-Standards zur Datenübermittlung vor.⁹⁸

4.1.7.3 Bilanzausgleich

Nominierungsverfahren

Der Transportkunde hat bis 14.00 Uhr die am Folgetag beabsichtigte Inanspruchnahme von Ein- und Ausspeisekapazitäten nach Stundenmengen in Kilowatt pro Stunde gegenüber den Netzbetreibern, deren Netz berührt wird, anzumelden (Nominierung) (§ 27 Abs. 1 GasNZV).

Die sich aus der GasNZV ergebende Entgegennahme von täglichen Nominierungen bieten 19 der 22 antwortenden Betreiber von Gasnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen, an. Darüber hinaus können von den Transportkunden bei 17 Netzbetreibern wöchentliche und bei neun Netzbetreibern monatliche Nominierungen abgegeben werden. 20 der 22 Netzbetreiber bieten außerdem zumindest eine tägliche Renominierungsmöglichkeit an, die sich auf den aktuellen bzw. den folgenden Gastag bezieht. Zwei Netzbetreiber bieten zusätzlich auch noch wöchentliche und monatliche Renominierungsintervalle an, die sich dann entsprechend auf die Folgeweche und den Folgemonat beziehen. Damit hat der ganz überwiegende Teil der Netzbetreiber diese Anforderung aus der GasNZV umgesetzt.

⁹⁸ Eine entsprechende Festlegung hat die Bundesnetzagentur am 20.08.2007 nach Redaktionsschluss dieses Berichts getroffen. Nähere Informationen unter www.bundesnetzagentur.de.

Nominierungsersatzverfahren

Netzbetreiber haben Transportkunden für die Mengenanmeldung neben dem Standardnominierungsverfahren im Rahmen ihrer technischen Möglichkeiten ein Nominierungsersatzverfahren anzubieten. Dies kann darin bestehen, dass den Transportkunden die Möglichkeit eröffnet wird, bei der Belieferung von Letztverbrauchern, für die kein Lastprofilverfahren zur Anwendung kommt, eine Nominierung mit Zeitversatz vorzunehmen (§ 28 GasNZV).

10 der 22 FNB bieten als Nominierungsersatzverfahren das Zeitversatzverfahren an und 15 Netzbetreiber „Online-Flow-Control“. Lediglich 3 der 22 Netzbetreiber bieten überhaupt kein Nominierungsersatzverfahren an. Bei den verbleibenden drei Netzbetreibern ist zu prüfen, ob ggf. fehlende technische Möglichkeiten gegen ein Angebot von Nominierungsersatzverfahren sprechen.

Standardlastprofile

Nach § 29 GasNZV haben Netzbetreiber grundsätzlich für die Abwicklung von Gaslieferungen an Letztverbraucher, die eine maximale stündliche Ausspeiseleistung von 500 Kilowatt und eine jährliche Entnahme von 1,5 Millionen Kilowattstunden nicht überschreiten, 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 auch im Berichtszeitraum 2006 nach Angaben von Großhändlern und Lieferanten einen vergleichbaren Stellenwert wie im Vorjahr eingenommen:

	Anzahl der Unternehmen 2005	Anzahl der Unternehmen 2006
ja	326	343
nein	138	187
k. A.	56	49
Antworten insgesamt	520	579

Tabelle 37: Versorgung von Standardlastprofilkunden

Von den 343 Großhändlern und Lieferanten „Gas“, die angegeben haben, Standardlastprofilkunden zu versorgen, konnten die Angaben von 227 Großhändlern und Lieferanten zu Kundenzahlen, Mengen und den entsprechenden Anteilen an der gesamten Versorgung ausgewertet werden. Berücksichtigung fanden nur jene Unternehmen, deren Angaben, gemessen am durchschnittlichen Verbrauch pro Kunde, gleichzeitig eine plausible Größenordnung darstellten. Im Gegensatz zur Erhebung der Kennzahlen des Jahres 2005 bedeutet dies eine Vergrößerung der Auswertungsbasis um mehr als das Doppelte (2005: 97 Unternehmen). Diese 227 Unternehmen versorgten zusammen rund 6,4 Mio. (2005: ca. 2,5 Mio.) Standardlastprofilkunden mit einem Gesamtabsatz von rund 185 Mio. (2005: ca. 75 Mio.) MWh Erdgas. Der durchschnittliche Jahresverbrauch eines Standardlastprofilkunden liegt somit für diese Unternehmen bei rund 29.000 kWh Erdgas, wobei der durchschnittliche Jahresverbrauch pro versorgtem Kunden zwischen 6.000 und 94.000 kWh schwankte. Im Durchschnitt wurden rund 65 Prozent (2005: 64 Prozent) der von den Unternehmen transportierten Menge für die Versorgung von Standardlastprofilkunden aufgewendet.

Die Anwendung von Standardlastprofilen zur Kundenbelieferung ist noch nicht marktweit erfolgt, obwohl diese für den Markt von großer Bedeutung ist. Nur 24,8 Prozent aller an der Erhebung

teilgenommenen örtlichen Verteilernetzbetreiber gaben für die Belieferung von Letztverbrauchern im Jahr 2006 an, Standardlastprofile zu verwenden, bei 73,1 Prozent fanden diese noch keine Verwendung, 2,1 Prozent machten hierzu keine Angabe. Diejenigen örtlichen Verteilernetzbetreiber, die bereits Standardlastprofile einsetzen, bevorzugen, u. a. zur Berechnung der zwangsläufig auftretenden Ein- und Ausspeisedifferenzen, zu mehr als 90 Prozent das synthetische Lastprofilverfahren.

Bei der Anwendung der Standardlastprofile dominiert bei den örtlichen Verteilernetzbetreibern das in seiner Überarbeitung Ende des Jahres 2005 vorgestellte Verfahren der Technischen Universität München. Fast 92 Prozent der örtlichen Verteilernetzbetreiber, die bereits Lastprofile für die Belieferung von Letztverbrauchern einsetzen, griffen auf dieses Verfahren zurück.

	Anteil in %
Eigene Daten	0,56
TU München Version 2002	2,79
TU München Version 2005	91,62
HTWK Leipzig⁹⁹	2,23
Sonstige Verfahren	2,79

Tabelle 38: Entwicklungsgrundlage der verwendeten Standardlastprofile

Generell verwenden 98 Prozent der betreffenden örtlichen Verteilernetzbetreiber für ihr gesamtes Netzgebiet lediglich ein Verfahren. Bei der Verwendung von Standardlastprofilen nach dem Verfahren der TU München wurde von rund 96 Prozent der diese Lastprofile nutzenden örtlichen Verteilernetzbetreiber angegeben, dass auf eine unternehmensindividuelle Anpassung zur Darstellung netzbetreiberspezifischer Besonderheiten von Verbrauchsausprägungen einzelner Kundengruppen verzichtet wurde. Allerdings schränken rund 52 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 95 Prozent der betreffenden örtlichen Verteilernetzbetreiber nur zwei Lastprofile Verwendung finden, zeigt sich im Bereich Gewerbe/Handel/Dienstleistungen in der Berücksichtigung der Anzahl der Lastprofile ein differenzierteres Bild: Fast 46 Prozent der entsprechenden örtlichen Verteilernetzbetreiber decken die Verbrauchsdarstellung dieser Kundengruppe mit elf unterschiedlichen Lastprofilen ab, rund ein Viertel halten hierfür eins bis drei Lastprofile für ausreichend, während lediglich rund fünf Prozent der Unternehmen die Verbrauchsgruppe sehr detailliert mit 12 bis 17 Lastprofilen unterteilen.

Neben dem angewendeten Verfahren kommt vor dem Hintergrund des hohen Heizgasanteils im Haushaltskundenbereich und der daraus resultierenden Temperaturabhängigkeit des Gasverbrauchs den verwendeten Wetterdaten eine besondere Bedeutung zu. Diese für eine Temperaturprognose im Lastprofilverfahren erforderlichen Wetterdaten werden von rund 90 Prozent der örtlichen Verteilernetzbetreiber von kommerziellen Anbietern bezogen. Im Regelfall (ca. 88 Prozent) beziehen sich diese Daten hierbei auf eine Messstation und sind dementsprechend für das gesamte Netzgebiet des örtlichen Verteilernetzbetreibers gültig. Insgesamt muss festgestellt werden, dass die Erhebung in Bezug auf die Darstellung der Belieferungssituation bei Standardlastprofilkunden nach wie vor zu Ergebnissen geführt hat, die

⁹⁹ HTWK - Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig (FH).

die Marktsituation, gemessen an der Zahl der verwertbaren Rückmeldungen zu der Gesamtheit der Akteure im Gasmarkt, nicht umfassend wiedergibt.

Der Einsatz von standardisierten Lastprofilverfahren stellt eine wesentliche Voraussetzung für die Gewährleistung einer massengeschäftstauglichen Abwicklung des Lieferantenwechsels dar. Der Umsetzungsstand der Anwendung von Standardlastprofilen bei örtlichen Verteilernetzbetreibern gem. § 29 GasNZV bleibt deutlich hinter den Erwartungen zurück. Dass 73,1 Prozent der Unternehmen diese Anwendung noch nicht vollzogen haben, verdeutlicht den dringenden Handlungsbedarf auf diesem Gebiet. Auch wenn das vorliegende Datenmaterial darauf hinweist, dass weitere örtliche Verteilernetzbetreiber sich in der Vorbereitungsphase zur Anwendung von Standardlastprofilen befinden, ist eine zügige branchenweite Umsetzung dringend gefordert.

Die vorliegenden Daten zeigen, dass sich bei den betreffenden Unternehmen im Rahmen der Verwendung der von der TU München für die einzelnen Kundengruppen vorgeschlagenen Lastprofile noch keine durchgehend einheitliche Vorgehensweise etabliert hat. Entgegen dem Haushaltskundenbereich, bei dem mehrheitlich von den Unternehmen nur zwei Profilausprägungen zum Einsatz gelangen, werden im Bereich Gewerbe/Handel/Dienstleistung unterschiedliche Strategien verfolgt. Diese betonen entweder die Effizienz hinsichtlich des eigentlichen Lieferantenwechselprozesses durch die Verwendung einer möglichst geringen Anzahl von Lastprofilen oder die detaillierte Abbildung der Verbrauchssituation einer Kundengruppe mit Hilfe einer Vielzahl von Lastprofilen, welches letztendlich eine größtmögliche Vermeidung von Mehr- oder Mindermengen anstrebt. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt kann aber aufgrund der Datenlage hierzu noch keine abschließende Einschätzung vorgenommen werden.

Basisbilanzausgleich

Betreiber von Gasnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen, haben im Rahmen der ihnen und dem Transportkunden auf Grund dessen Buchung zur Verfügung stehenden Kapazitäten mindestens einen Basisbilanzausgleich 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 (§ 30 Abs. 1 Satz 1 GasNZV).

20 von 22 FNB bieten einen Basisbilanzausgleich an. Damit erfüllt der überwiegende Anteil der antwortenden Netzbetreiber diese Anforderung aus der GasNZV. Lediglich ein Netzbetreiber gibt an, keinen Basisbilanzausgleich anzubieten, ein weiterer Netzbetreiber macht keine Angaben. Im Vergleich zu 2005, als noch ein Viertel der antwortenden 24 Netzbetreiber angab, diese Anforderung nicht zu erfüllen, ergibt sich eine deutliche Verbesserung der Umsetzung im Berichtsjahr 2006.

Der tatsächlich angebotene Basisbilanzausgleich variiert im Berichtsjahr kaum noch untereinander. Bei der stündlichen Toleranzgrenze wird von 18 der 22 antwortenden Netzbetreiber angegeben, dass sie zehn Prozent einer Stundenkapazität anbieten, drei bieten 15 Prozent einer Stundenkapazität. Der Bezugswert richtet sich nach den gesetzlichen Vorgaben. Bei der kumulierten Toleranzgrenze ergibt sich ein ähnliches Bild. 15 der 22 antwortenden Netzbetreiber bieten einen kumulierten Basisbilanzausgleich an, der den gesetzlichen Mindestvoraussetzungen entspricht, ein anderer Netzbetreiber bietet einen kumulierten Basisbilanzausgleich an, der über die gesetzlichen Mindestvoraussetzungen hinaus geht, fünf bieten entweder einen kumulierten Basisbilanzausgleich in Höhe von 1/24 der Tagesmenge oder ein Vielfaches der eingebrachten, berücksichtigungsfähigen Ausspeisekapazitäten.

Betreiber von örtlichen Verteilernetzen trifft die Pflicht zum Angebot von Basisbilanzausgleich nur im Rahmen der technischen Möglichkeiten ihres Netzes und soweit sie auch den erweiterten Bilanzausgleich nach § 26 Abs. 2 GasNZV anbieten (§ 30 Abs. 1 Satz 2 GasNZV). Auf die Frage, ob sie einen Basisbilanzausgleich anbieten, antworteten 603 Netzbetreiber, deren Netz der örtlichen Verteilung dient, folgendermaßen:

	ja	nein	Keine Angabe
Anzahl	13	560	30
Anteil	2,2 %	92,8 %	5,0 %

Tabelle 39: Angebot Basisbilanzausgleich (örtliche Verteilung)

Damit haben in geringem Umfang örtliche Verteilernetzbetreiber ihren Transportkunden einen Basisbilanzausgleich angeboten. Die angebotenen Toleranzgrenzen entsprachen hierbei den Anforderungen der Verordnung.

Verglichen mit den Aussagen der FNB geben Großhändler und Lieferanten an, dass ihnen nur bei knapp der Hälfte der von ihnen genutzten Netze, die nicht der örtlichen Verteilung dienen, ein Basisbilanzausgleich angeboten worden wäre. Im Bereich der örtlichen Verteilernetze decken sich die Aussagen der Großhändler und Lieferanten zum Angebot des Basisbilanzausgleiches von der Größenordnung her mit den Angaben der Netzbetreiber. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass mittlerweile fast alle FNB nach eigenen Angaben diese Anforderung aus der GasNZV umgesetzt haben. Der Umsetzungsgrad beträgt 91 Prozent. Dies ist im Vergleich zum Vorjahr eine deutliche Verbesserung der Gesamtsituation.

Erweiterter Bilanzausgleich und Flexibilitätsdienstleistungen

Soweit für einen effizienten Netzzugang erforderlich, haben Netzbetreiber über den Basisbilanzausgleich hinaus weitere Dienstleistungen anzubieten, die Transportkunden die zeitgleiche Anpassung von Ein- und Ausspeisung ermöglichen. Dazu gehört das diskriminierungsfreie Angebot des erweiterten Bilanzausgleiches (§ 5 Abs. 3 Nr. 3 GasNZV), eines Ausgleiches von Abweichungen, die über die Toleranzgrenzen hinausgehen, gegen gesondertes Entgelt (§ 26 Abs. 2 Satz 2 GasNZV) und weitere Flexibilitätsdienstleistungen. Dazu können auch Verfahren gehören, bei denen der Transportkunde dem Netzbetreiber eine flexible Aufkommensquelle zur Online-Steuerung zur Verfügung stellt (§ 34 Abs. 1 GasNZV).

Das Ergebnis der Erhebung auf die Frage nach dem Angebot eines erweiterten Bilanzausgleiches stellt sich wie folgt dar:

	ja	nein	Keine Angabe
Anzahl	13	9	0
Anteil	59,1 %	40,9 %	0,0 %

Tabelle 40: Angebot erweiterter Bilanzausgleich (FNB)

Von den 22 antwortenden FNB bieten 13 einen erweiterten Bilanzausgleich an, neun haben ein solches Angebot nicht. Damit hat sich zu den Ergebnissen im Vorjahr in diesem Bereich keine Veränderung ergeben. Hier ist im Einzelfall zu überprüfen, ob erweiterter Bilanzausgleich und Flexibilitätsdienstleistungen in den entsprechenden Netzen für einen effizienten Netzzugang erforderlich sind. Die Zahl der örtlichen Verteilernetzbetreiber, die einen erweiterten Bilanzausgleich anbieten, hat gegenüber dem Berichtsjahr 2005 von fünf auf drei abgenommen.

13 der 21 auf die Frage nach Flexibilitätsdienstleistungen antwortenden FNB bieten diese an.

	Anzahl
flex. Aufkommensquelle	11
Herstellung der Kompatibilität	1
Sonstige	4
Gesamt	16

Tabelle 41: Angebot Flexibilitätsdienstleistungen (FNB)

Die Anzahl der Unternehmen, die Flexibilitätsdienstleistungen anbieten, hat sich im Vergleich zum Berichtsjahr 2005 von 9 auf 13 erhöht. Einige Netzbetreiber bieten ihren Transportkunden mehr als ein Flexibilisierungsinstrument an. Die Mehrzahl der Netzbetreiber bieten ein Flexibilitätsinstrument an.

Beschaffung von Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen

Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben die Energie, die sie zur Deckung von Verlusten und für den Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung benötigen, nach transparenten, auch in Bezug auf verbundene Unternehmen nicht diskriminierenden marktorientierten Verfahren zu beschaffen (§ 22 Abs. 1 Satz 1 EnWG). Sofern den Betreibern von Energieversorgungsnetzen der Ausgleich des Energieversorgungsnetzes obliegt, müssen die von ihnen zu diesem Zweck festgelegten Regelungen einschließlich der von den Netznutzern für die Energieungleichgewichte zu zahlenden Entgelte sachlich gerechtfertigt, transparent, nicht diskriminierend und nicht ungünstiger, als sie von Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet oder tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden (§ 23 Satz 1 EnWG). Darüber hinaus haben Netzbetreiber für den Ausgleich der Ein- oder Ausspeisedifferenzen, die durch den Einsatz normierter Standardlastprofile und der tatsächlichen Ausspeisung beim Letztverbraucher zwangsläufig entstehen, über eine Ausschreibung von Kapazitäten einen Bezugs- oder Einspeisevertrag abzuschließen. Sollte sich kein Händler dazu bereit erklären, hat der jeweilige Grundversorger einen Einspeisevertrag mit dem Netzbetreiber abzuschließen (§ 29 Abs. 8 GasNZV).

Auf die Frage, woher die einzelnen FNB die Regelenergie für ihre Netze beziehen, antworteten im Berichtsjahr 2006 11 von 22 Netzbetreibern wie folgt:

2006 (2005)	Menge [kWh]	Anteil [Prozent]	Anzahl der Unternehmen
Speicher	2.415.500.000 (480.065.458)	70,9 (14,8)	3 (2)
Netzpufferung	41.141.983 (2.745.637.010)	1,2 (84,9)	5 (7)
offene Lieferverträge	126.880.000 (150.000)	3,7 (0,0)	2 (1)
sonstige	823.962.000 (8.078.525)	24,2 (0,3)	2 (1)
gesamt	3.407.483.983 (3.233.930.993)	100	12* (11*)

* von den 11 (bzw.9) antwortenden Unternehmen gab ein (bzw. zwei) Unternehmen zwei Quellen für Regelenergie an

Tabelle 42: Eingesetzte Regelenergiequellen 2006 (FNB), Zahlen von 2005 sind in Klammern angegeben

Quellen Regelenergie 2006

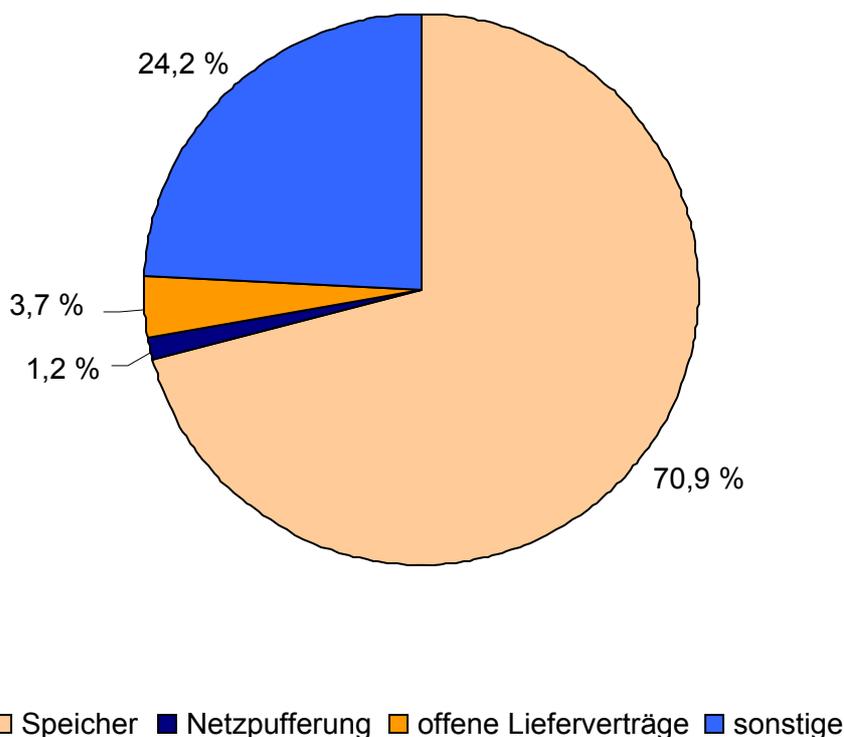


Abbildung 39: Regelenergiequellen 2006 (FNB)

Den größten Anteil der Regelenergie für ihre Netze bezogen die Netzbetreiber nach eigenen Angaben im Jahr 2006 aus Speichern.

Im Vergleich der Jahre 2005 und 2006 hat sich die Gesamtmenge der angegebenen Regelenergie nur marginal verändert. Auffällig ist die in der Summe bestehende erhebliche Verschiebung der Regelenergiemengen aus dem Netzpuffer hin zu Speichern. Den Zahlen zufolge liegt hier eine Umkehrung der Nutzungen vor, die aus sich heraus nur schwer zu erklären ist. Dabei ist allerdings zu beachten, dass nur sechs Netzbetreiber Angaben für 2006 gemacht haben, die auch schon 2005 die entsprechenden Fragen beantwortet haben, so dass letztendlich kein abschließender Vergleich zwischen den beiden Berichtszeiträumen gezogen werden kann.

Von den 22 FNB gibt ein Netzbetreiber an, bei der Beschaffung von Regelenergie mit einem ausländischen Netzbetreiber zusammenzuarbeiten, 14 verneinen dies, sieben machten hierzu keine Angabe.

Bei den Betreibern von örtlichen Verteilernetzen antworteten 73 von 603 Unternehmen auf die Frage nach der Herkunft ihrer Regelenergie folgendermaßen:

	Menge [kWh]	Anteil [Prozent]	Anzahl der Unternehmen
Speicher	64.669.025	0,4	8
Netzpufferung	11.920.561	0,1	26
offene Lieferverträge	16.503.395.504	96,2	40
sonstige	575.963.410	3,4	7
gesamt	17.155.948.500		81*

* von den 73 antwortenden Unternehmen gaben einige Unternehmen mehrere Quellen für Regelenergie an

Tabelle 43: Regelenergiequellen (örtliche Verteilung)

Es wird deutlich, dass die überwiegende Menge der Regelenergie bei den Stadtwerken aus offenen Lieferverträgen bezogen wird. Vier weitere Unternehmen, die nicht in der Tabelle erfasst sind, gaben an, dass sie nicht explizit Regelenergie beschaffen, sondern einen „all inclusive“-Vertrag mit ihrem Vorlieferanten abgeschlossen hätten, der auch Regelenergiemengen abdecke.

Abrechnung und Bepreisung des Bilanzausgleiches

Transportkunden können einen an der Transportkette beteiligten Netzbetreiber mit dem Bilanzausgleich beauftragen. Dieser Netzbetreiber hat, sofern dies der Transportkunde wünscht, den Bilanzausgleich auch für Ein- und Ausspeisungen der Abnehmer des Transportkunden in den seinem Netz nachgelagerten Netzen durchzuführen. Abweichungen, die sich am Ende des Vertragszeitraumes und innerhalb der Toleranzgrenzen ergeben, werden vom Netzbetreiber mit dem gleichen Preis vergütet oder in Rechnung gestellt. Für Differenzmengen, die sich außerhalb der Toleranzgrenzen ergeben, können auf den Arbeitspreis angemessene Auf- und Abschläge erhoben werden (§ 30 Abs. 2 GasNZV). Der Ausgleich von Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisemengen eines oder mehrerer Transportkunden wird in einem Bilanzkreis durchgeführt. Die Netzbetreiber haben für jeden angemeldeten Bilanzkreis ein Bilanzkonto einzurichten. Die Netzbetreiber haben der Abrechnung des Bilanzkreises den Saldo des Bilanzkontos zu Grunde zu legen, der sich aus den in einem Abrechnungszeitraum registrierten

Abweichungen der Ein- und Ausspeisungen aller dem jeweiligen Bilanzkreis zugeordneten Transportkunden ergibt (§ 31 GasNZV).

Entgegen der Verordnungsvorgaben erheben von den 20 FNB, die einen Basisbilanzausgleich anbieten, fünf Netzbetreiber Auf- und Abschläge für Abweichungen innerhalb der Toleranzgrenzen. 15 Unternehmen fordern keine Auf- und Abschläge innerhalb der Toleranzgrenzen.

13 von 22 FNB beziffern ihre Auf- und Abschläge für Abweichungen außerhalb der stündlichen und kumulierten Toleranzgrenze. Neun Betreiber haben diese Frage nicht beantwortet.

Zwei der antwortenden Netzbetreiber geben an, für alle Abweichungen Festpreise zu verlangen. Die übrigen Netzbetreiber bepreisen die Abweichungen mit Auf- bzw. Abschlägen auf den Grenzübergangspreis aus den Veröffentlichungen des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) oder einen anderen Vergleichswert, wie den Tagespreis am Hub Zeebrugge.

Wenn auf dem Bilanzkonto eines Transportkunden negative Differenzmengen (Ausspeisung kleiner Einspeisung) angefallen sind, liegt die Vergütung zwischen 30 und 75 Prozent des genannten Vergleichspreises, während positive Differenzmengen (Ausspeisung größer Einspeisung) mit 125 bis 270 Prozent des Vergleichspreises in Rechnung gestellt werden. Die daraus resultierenden Preisspreizungen von bis zu 340 Prozent sind sehr hoch. Zugleich zeigt die Erhebung aber auch, dass die Bepreisung zwischen den einzelnen Netzbetreibern zudem erheblich variiert.

Bei den am Vertragsende verbleibenden Abweichungen ist die Preisspreizung geringer als bei der Abrechnung der Differenzmengen, im Fall einer negativen Abweichung liegt die Vergütung zwischen 50 und 100 Prozent des Vergleichspreises, im Fall einer positiven Abweichung zwischen 100 und 270 Prozent. Drei Netzbetreiber geben an, bei der Abrechnung am Vertragsende keine Preisspreizung zu haben.

Acht der insgesamt 579 Großhändler und Lieferanten „Gas“, die den entsprechenden Fragebogen beantwortet haben, machten Angaben dazu, inwieweit sie von Überschreitungen der Toleranzgrenzen betroffen waren, in welchem Verhältnis die „Pönalen“ zu ihren Netzentgelten standen und in welchem Verhältnis bei ihnen die Überschreitung der stündlichen Toleranzgrenze zur Überschreitung der kumulativen Toleranzgrenze stand. Auf Grund der nicht validen Datenbasis kann hierzu keine Auswertung vorgenommen werden.

4.1.7.4 Veröffentlichung angemessener Informationen

Die Netzbetreiber 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. In § 20 GasNZV ist zunächst die „Veröffentlichung netzbezogener Daten“ wie Gasbeschaffenheit, Teilnetze oder Ein- und Ausspeisepunkte vorgeschrieben, in § 21 GasNZV dann die „Veröffentlichung netznutzungsrelevanter Informationen“, z.B. über angebotene Dienstleistungen oder Ein- und Ausspeiseverträge. § 27 GasNEV verlangt die Veröffentlichung von Netzentgelten und Angaben zu Strukturmerkmalen des Netzes.

FNB haben weitreichendere Veröffentlichungspflichten als Betreiber von örtlichen Gasverteilernetzen zu erfüllen. 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) 1775/2005 umfassendere Veröffentlichungen nach der Verordnung (EG) 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 genehmigen (Art. 6 Abs. 5 VO EG/1775/2005). Eine Genehmigung wird nicht erteilt, wenn drei oder mehr Netznutzer an demselben Punkt Kapazität kontrahiert haben. Bei weniger als drei Transportkunden muss die Vertraulichkeit der Informationen belegt werden. Die zu veröffentlichenden Informationen dienen speziell Gaslieferanten und -händlern. Diese benötigen belastbare Daten, z.B. über die Gasqualität, freie Transportkapazitäten, Vertragsbedingungen und Kosten bei der Netznutzung.

Vorgehen bei der Befragung und Auswertung

Im Gegensatz zum Monitoring 2006 wurden die Betreiber von örtlichen Gasverteilernetzen im Monitoring 2007 nicht aufgefordert, zu den jeweiligen Rechtsvorschriften mit Veröffentlichungspflichten einen „Veröffentlichungslink“ auf die Internetseite des Unternehmens anzugeben, sondern es wurde die Erfüllung konkreter Veröffentlichungspflichten durch die Netzbetreiber abgefragt.

Bei den FNB wurde von der Bundesnetzagentur im September 2006 eine Überprüfung des Umsetzungsstandes der Veröffentlichungspflichten durchgeführt. Hierbei zeigte sich ein insgesamt äußerst unzureichender Umsetzungsstand. Daraufhin wurden die Netzbetreiber im Dezember 2006 aufgefordert, die Erfüllung der Veröffentlichungspflichten durch Übermittlung eines „Veröffentlichungslinkes“ auf ihre Internetseiten, unter dem die Daten und Informationen zu finden sind, konkret nachzuweisen. Bei dieser Abfrage wurden basierend auf früheren Selbsteinordnungen der Unternehmen 20 FNB angeschrieben. Die Meldungen dieser 20 Netzbetreiber (Stand: Februar 2007) wurden von der Bundesnetzagentur durch eine umfassende Kontrolle der übermittelten Links und Internetveröffentlichungen überprüft und sind die Grundlage des entsprechenden Berichtsteils.

Zur Absicherung des Ergebnisses und aufgrund der Bedeutung der zu veröffentlichenden Daten insb. für die Gaslieferanten wurden die Großhändler und Lieferanten „Gas“ im Rahmen der Monitoringerhebung 2007 befragt, ob sie in „den Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber alle notwendigen Informationen für den Netzzugang finden“. Sie wurden ferner aufgefordert anzugeben, bei wie vielen FNB sie in den Veröffentlichungen einen Zeitplan über vorgesehene kapazitätsrelevante Instandhaltungsarbeiten und zeitnahe Informationen über Änderungen dieser Planungen einschließlich nicht mehr geplanter Arbeiten finden. Diese Ergebnisse werden im Anschluss an die Auswertung für die Netzbetreiber dargestellt.

Veröffentlichungen der Betreiber von örtlichen Gasverteilernetzen

Im Folgenden soll ein Überblick gegeben werden, inwieweit die Betreiber örtlicher Gasverteilernetze ihrer Pflicht zur Veröffentlichung netzbezogener Daten im Internet bisher nachgekommen sind. Die Angaben der Unternehmen, die geantwortet haben, zeigen folgendes Bild:

Eine ausführliche Beschreibung ihrer Gasnetze gemäß § 20 Abs. 1 Nr. 1 GasNZV bieten 569 der befragten Netzbetreiber auf ihrer Internetpräsenz an. 40 Netzbetreiber kommen dem nicht nach, vier Netzbetreiber machten diesbezüglich im Rahmen des Monitoring keine Angaben. Unter Betreibern angrenzender Netze abgestimmte einheitliche Bezeichnungen für Netzkopplungspunkte gemäß § 20 Abs. 1 Nr. 2 GasNZV werden von 543 der befragten Netzbetreiber veröffentlicht. 57 Netzbetreiber sind dem bis jetzt nicht nachgekommen, weitere 13 machten diesbezüglich keine Angabe.

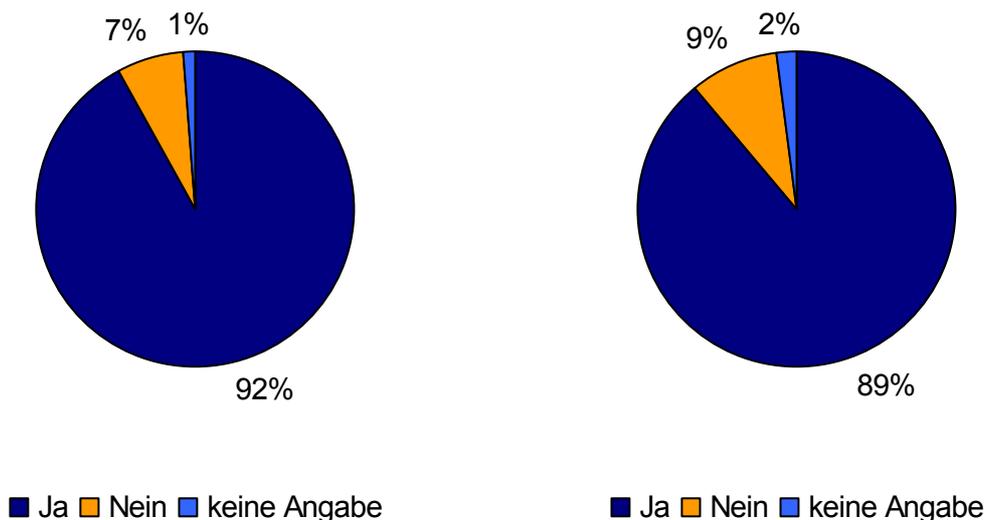


Abbildung 40: Veröffentlichung einer ausführlichen Beschreibung des Gasnetzes (links) sowie Bezeichnungen für Netzkoppelpunkte (rechts) der örtlichen Verteilung

Die Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. hat im Arbeitsblatt G 2000¹⁰⁰ Mindestanforderungen bezüglich Interoperabilität und Anschluss an Gasversorgungsnetze herausgegeben. Diese Mindestanforderungen sollen die objektive und diskriminierungsfreie Interoperabilität von Gasversorgungsnetzen, den korrekten Anschluss an Gasversorgungsnetze und eine korrekte Abwicklung der Transporte zwischen den Netzbetreibern und ihren Transportkunden sowie zwischen den Netzbetreibern untereinander gewährleisten.

Für die Erstellung dieses Berichtes wurden die Netzbetreiber insbesondere danach gefragt, ob sie die Bezeichnung der Netzkoppelpunkte nach den Vorgaben dieses Arbeitsblattes vorgenommen haben. Diese Vorgaben dienen dazu, eine eindeutige und zeitlich unbefristete Identifikation von Netzkopplungspunkten zu gewährleisten. Die Netzkopplungspunkte werden entsprechend dem von der EASEE-Gas (European Association for the Streamlining of Energy Exchange) Workgroup „Message Codification and Maintenance“ nach ETSO/EIC-Schema zur Codierung der grenzüberschreitenden Netzkopplungspunkte genutzten Verfahrens codiert. Es ergab sich folgendes Ergebnis: 88 Prozent der Unternehmen, die geantwortet haben, bezeichnen ihre Netzkopplungspunkte nach diesen Vorgaben, bei 10 Prozent ist dies nicht der Fall. Keine Angabe hierzu machten 2 Prozent.

Alle Betreiber örtlicher Gasverteilernetze, die ihren Veröffentlichungspflichten nach § 20 Abs. 1 Nr. 1 und 2 GasNZV bisher nicht nachgekommen sind, wurden darüber hinaus befragt, ob sie einen Aktionsplan i.S.d. § 20 Abs. 2 GasNZV veröffentlicht haben. Ein solcher Aktionsplan dient der Beseitigung von Hindernissen zur Umsetzung dieser Veröffentlichungspflichten. Hierbei wurde deutlich, dass nur gut ein Viertel der betroffenen Unternehmen einen solchen Aktionsplan veröffentlicht hat. Hiervon wiederum hat etwa die Hälfte diesen Aktionsplan der zuständigen Regulierungsbehörde vorgelegt. Ein weiterer Teil der Befragung bezog sich auf die Veröffentlichung netznutzungsrelevanter Informationen auf den Internetseiten örtlicher Gasverteilernetzbetreiber. Die Netzbetreiber wurden in diesem Zusammenhang nach Veröffentlichungen gemäß § 21 Abs. 2 Nr. 1 bis 3 GasNZV befragt.

Im Einzelnen wurde die Veröffentlichung der folgenden Informationen abgefragt: Die ausführliche und umfassende Beschreibung der verschiedenen angebotenen Dienstleistungen (§ 21 Abs. 2 Nr. 1 GasNZV), ein Ausspeisevertrag einschließlich der Geschäftsbedingungen für

¹⁰⁰ Vgl. DVGW: Arbeitsblatt G 2000, Oktober 2006, Abschnitt 1.

den Gastransport (§ 21 Abs. 2 Nr. 2 GasNZV) sowie Verträge für sonstige Hilfsdienste (§ 21 Abs. 2 Nr. 3 GasNZV).

	Ja	Nein	keine Angabe
§ 21 Abs. 2 Nr. 1 GasNZV	38 %	57 %	5 %
§ 21 Abs. 2 Nr. 2 GasNZV	49 %	47 %	4 %
§ 21 Abs. 2 Nr. 3 GasNZV	17 %	77 %	6 %

Tabelle 44: Veröffentlichungen nach § 21 Abs. 2 Nr. 1 bis 3 GasNZV (örtliche Verteilung)

Bei der Veröffentlichung der o.g. Informationen besteht ein deutliches Defizit. Ein nicht unerheblicher Anteil der örtlichen Verteilernetzbetreiber kommt seinen Veröffentlichungspflichten nicht oder nur teilweise nach. Die Bundesnetzagentur wird deshalb zukünftig verstärkt die Internetseiten der örtlichen Gasnetzbetreiber hinsichtlich der erforderlichen Veröffentlichungen überprüfen und gegebenenfalls einschreiten, um dadurch eine höhere Markttransparenz zu erreichen.

Veröffentlichungen der FNB

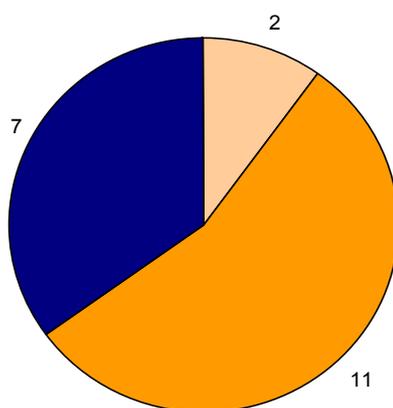
Im Gegensatz zu 2005 verfügen alle Betreiber über einen entsprechenden Internetauftritt und es findet sich nur noch bei vereinzelt Angaben der Hinweis „in Vorbereitung“. Die Überprüfung der Veröffentlichungspflichten bei FNB dienen, einschließlich der fünf größten Fernleitungsnetzbetreiber, ergab im Vergleich zu 2005 insgesamt einen besseren, wenn auch immer noch unvollständigen Umsetzungsstand. Allerdings ergibt sich die Unvollständigkeit der Veröffentlichungen teilweise aus der Nichtveröffentlichung von Informationen und Daten unter Berufung auf Vertraulichkeitsinteressen nach Art. 6 Abs. 5 der Verordnung (EG) 1775/2005.

Speziell der Veröffentlichung von Entgelten gemäß § 13 GasNEV und von netzbezogenen Daten und netznutzungsrelevanten Informationen dieser Netzbetreiber nach den §§ 20 und 21 GasNZV kommt eine hohe Bedeutung zu. Hervorzuheben sind dabei die unter § 20 Abs. 1 GasNZV aufgeführten Positionen wie die ausführliche Beschreibung des eigenen Netzes, die maximale technische Kapazität, Angaben über vertraglich vereinbarte und freie Kapazitäten und historische Kapazitätsauslastungsraten, technische und vertragliche Minimal- und Maximaldrücke sowie ein Zeitplan geplanter Instandhaltungsarbeiten. Bei den gemäß § 21 GasNZV zu veröffentlichenden netznutzungsrelevanten Daten sind besonders die Bestimmungen über die Verfahren für die Kapazitätzuteilung, das Engpassmanagement und bei längerfristigem Nichtgebrauch die Regeln für den Kapazitätshandel sowie die Regeln für die Ausgleichsenergie und Gasdifferenzmengen hervorzuheben.

Die Abfrage und Überprüfung ergab, dass in allen Fällen eine ausführliche Beschreibung des eigenen Netzes sowie Ein- und Ausspeiseentgelte für die verschiedenen Verträge und Entgelte für feste Kapazitäten veröffentlicht werden. 17 der 20 angeschriebenen Unternehmen veröffentlichen zudem die Entgelte für unterbrechbare Kapazitäten. Ein ähnliches Ergebnis zeigt sich bei den Veröffentlichungspflichten hinsichtlich geplanter Instandhaltungsarbeiten. 19 Netzbetreiber veröffentlichen einen Zeitplan über vorgesehene kapazitätsrelevante Instandhaltungsarbeiten und 18 Unternehmen zeitnahe Informationen über Änderungen dieser Planungen. Nur eingeschränkt werden jedoch Informationen zur Kapazitätssituation veröffentlicht. Lediglich sieben Netzbetreiber stellen umfassend für alle Ein- und Ausspeise-

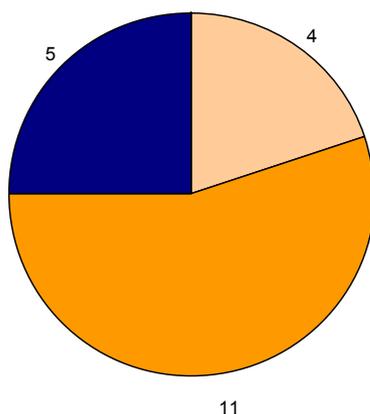
punkte Informationen bereit. Zehn Unternehmen gaben an, diese Informationen aus Gründen der Vertraulichkeit nicht für alle Punkte veröffentlichen zu können. Bei drei Unternehmen erfolgt weder eine Veröffentlichung noch eine Berufung auf Vertraulichkeit.

Auch die historischen Kapazitätsauslastungsraten und jährlichen durchschnittlichen Lastflüsse werden von vielen Unternehmen aus Vertraulichkeitsgründen gar nicht oder nur sehr eingeschränkt veröffentlicht. Nur bei sieben Unternehmen finden sich umfassende Informationen zu den historischen Auslastungsraten und nur bei fünf Unternehmen Angaben zu den durchschnittlichen jährlichen Lastflüssen für die letzten drei Jahre.



- Unternehmen, die aus Vertraulichkeitsgründen nur eingeschränkt Informationen zu historischen monatlichen Auslastungsraten veröffentlichen
- Unternehmen, die ohne Begründung nur eingeschränkt oder gar keine Informationen zu historischen monatlichen Auslastungsraten veröffentlichen
- Unternehmen, die umfassend Informationen zu historischen monatlichen Auslastungsraten veröffentlichen

Abbildung 41: Veröffentlichung von Informationen zu historischen monatlichen Auslastungsraten durch die 20 angeschriebenen Netzbetreiber (FNB)



- Unternehmen, die aus Vertraulichkeitsgründen nur eingeschränkt Informationen zu durchschnittlichen jährlichen Lastflüssen für die letzten drei Jahre veröffentlichen
- Unternehmen, die ohne Begründung nur eingeschränkt oder gar keine Informationen zu durchschnittlichen jährlichen Lastflüssen für die letzten drei Jahre veröffentlichen
- Unternehmen, die umfassend Informationen zu durchschnittlichen jährlichen Lastflüssen für die letzten drei Jahre veröffentlichen

Abbildung 42: Veröffentlichung von Informationen zu durchschnittlichen jährlichen Lastflüssen für die letzten drei Jahre durch die 20 angeschriebenen Netzbetreiber (FNB)

19 der 20 angeschriebenen Netzbetreiber veröffentlichen die Gasflussrichtung an allen Ein- und Ausspeisepunkten, aber nur zehn Netzbetreiber veröffentlichen den technischen Minimal- und Maximaldruck und nur sechs den vertraglichen Minimal- und Maximaldruck an allen Ein- und Ausspeisepunkten. Bei der Bundesnetzagentur sind im Zuge der Überwachung der Veröffentlichungspflichten im Februar und März 2007 mehrere Anträge auf Freistellung von Veröffentlichungspflichten gemäß Art. 6 Abs. 5 VO (EG) 1775/2005 an bestimmten Punkten eingegangen, die zurzeit überprüft werden.

In Bezug auf die Veröffentlichung von netznutzungsrelevanten Informationen ist festzustellen, dass nahezu alle FNB Bestimmungen über die Verfahren für die Kapazitätszuteilung, das Engpassmanagement (häufig mit einem Verweis auf ihr Online-Buchungssystem) und bei längerfristigem Nichtgebrauch veröffentlichen. Lediglich ein Netzbetreiber macht keine Angaben zu dem Verfahren für die Kapazitätszuteilung. Drei Netzbetreiber veröffentlichen keine Bestimmungen über die Verfahren für das Engpassmanagement. Ebenfalls alle Netzbetreiber veröffentlichen die Möglichkeiten und Regeln für den Kapazitätshandel. Einige der Unternehmen verweisen diesbezüglich auf die Handelsplattform trac-x. Auch die Regeln für die Ausgleichsenergie und für Gasdifferenzmengen sowie die zugehörigen Methoden, nach denen vom Transportkunden zu leistende Entgelte berechnet werden, werden von nahezu allen Netzbetreibern veröffentlicht. Nur bei zwei Netzbetreibern finden sich keine Regeln für die Ausgleichsenergie.

Zur Benutzerfreundlichkeit wurde festgestellt, dass sich bei einigen der von den Betreibern angegebenen Links zwar Hinweise zu den Veröffentlichungen fanden, diese aber teilweise unvollständig beziehungsweise unübersichtlich waren. Weiterhin kam es vor, dass der Zugang zu einigen Informationen erst nach einer Registrierung auf der Internetseite und der Zuweisung eines entsprechenden Passwortes möglich war.

Die Bundesnetzagentur hat im Jahr 2006 – wie auch in 2005 – intensiv durch regelmäßige Gespräche mit dem BGW auf die Verbesserung der gemäß § 22 Absatz 1 GasNZV eingerichteten gemeinsamen Gasnetzkarte hingewirkt. Dies ist zur Erhöhung der Markttransparenz auch weiterhin erforderlich, z.B. für Händler, zur Buchung von marktgebietsüberschreitenden Transporten und zur Zuordnung von örtlichen Verteilernetzen zu Marktgebieten sowie für nachgelagerte Netzbetreiber, zur Plausibilisierung von Informationen über vorgelagerte Netze auf der Fernleitungsebene. Der BGW hat Anfang 2007 eine vollständig umgestaltete interaktive Karte im Internet freigeschaltet. Eine weitere Überarbeitung und nötige Korrekturen waren für Ende April 2007 angekündigt und werden Mitte Juli 2007 umgesetzt. Insbesondere sollten alle Fernleitungsnetze in Bezug auf ihre Leitungsinfrastruktur, einschließlich der Netzkoppelpunkte zu nachgelagerten Netzen, vollständig erfasst werden. Die Karte enthält nunmehr aktualisierte Daten von 22 Netzbetreibern sowie Online-Verknüpfungen auf die Internetseiten der weiteren Netzbetreiber. Sie weist gegenüber 2005 deutliche Verbesserungen auf. Weitere Verbesserungen in Bezug auf die Benutzerfreundlichkeit und Aktualität der Karte sind jedoch weiterhin notwendig.

Aussagen von Großhändlern und Lieferanten „Gas“

Bezüglich der Frage, ob Großhändler und Lieferanten „Gas“ „in den Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber alle notwendigen Informationen für den Netzzugang finden“, geben bei 579 beantworteten Fragebögen knapp 12 Prozent der Befragten an, nicht alle notwendigen Informationen gefunden zu haben. Rund 79 Prozent hielten die Informationen für ausreichend oder zumindest größtenteils ausreichend. Weiterhin geben 125 Großhändler/Lieferanten „Gas“ an, in den Veröffentlichungen der Netzbetreiber, mit denen sie geschäftlich zu tun haben oder dieses aktuell planen, einen Zeitplan über vorgesehene kapazitätsrelevante Instandhaltungsarbeiten zu finden. 31 Unternehmen geben an, diesen Zeitplan nicht vorgefunden zu haben und 423 Großhändler/Lieferanten „Gas“ machen zu dieser Frage keine Angabe. Ähnlich lauten die Antworten in Bezug auf zeitnahe Informationen über Änderungen der Zeitpläne: 109 Großhändler/Lieferanten „Gas“ geben an, diese Informationen zeitnah zu erhalten, 38 Unternehmen geben an, diese Informationen nicht zu erhalten und 432 Unternehmen machen keine Angabe.

Fazit

Die FNB kommen ihren Veröffentlichungspflichten deutlich besser nach als im Jahr 2005, allerdings sind die veröffentlichten Informationen insbesondere hinsichtlich der Kapazitätssituation und der technischen und vertraglichen Minimal- und Maximaldrücke nicht vollständig. Problematisch ist bei der Kapazitätssituation die häufige Nichtveröffentlichung unter Berufung auf Vertraulichkeitsinteressen. Dies wird von der Bundesnetzagentur anhand vorliegender Anträge überprüft. Weiterhin verhindert die Systematik der Internetauftritte zum Teil die notwendige Transparenz und macht eine Prüfung auf Vollständigkeit schwierig. Deutliche Fortschritte sind bei der Einrichtung einer gemeinsamen interaktiven Gasnetzkarte zu verzeichnen. Insgesamt wird die Bundesnetzagentur die vollständige Umsetzung der Veröffentlichungspflichten aus deutschem und europäischem Recht weiterhin mit Nachdruck vorantreiben.

4.1.8 Anschlüsse und Reparaturen

Am Monitoring 2007 beteiligten sich 22 FNB und 603 Netzbetreiber, die örtliche Gasverteilernetze betreiben.

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. Die Dauer zur Herstellung des Anschlusses ist die Zeitspanne vom Beginn der unmittelbaren Anschlussarbeiten, ohne Berücksichtigung der nötigen Tiefbauarbeiten bis zur Fertigstellung/Inbetriebnahme. Die Fertigstellung/Inbetriebnahme ist der Zeitpunkt, an dem die Gaslieferung aufgenommen werden könnte. 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).

Anschlussart	Anzahl der Anschlüsse	durchschnittliche Dauer der Anschlussherstellung in Stunden (h)
Netzanschlüsse nach § 5 NDAV	146.519	18,46
Sonstige Anschlüsse	2.634	57,29

Tabelle 45: Anzahl der Anschlüsse und durchschnittliche Dauer pro Anschluss für Netzbetreiber, die örtliche Gasverteilernetze betreiben

In den nachfolgenden Tabellen zu den Anschlüssen wurde weiter nach Material und Druckbereich differenziert. In Tabelle 45 wurde hierauf verzichtet, da der Fokus in örtlichen Gasverteilernetzen hauptsächlich auf die Differenzierung zwischen Netzanschlüssen und sonstigen Anschlüssen gelegt wurde. Netzanschlüsse können aus verschiedenen Materialien hergestellt und in unterschiedlichen Druckbereichen betrieben werden.

Material	Druckbereich (Prüfnendruck in bar)	Anzahl der Anschlüsse	durchschnittliche Dauer der Anschlussherstellung in Tagen (d)
Kunststoff	>4-16	0	0
	>1-4	0	0
	>0,1-1	0	0
Metall	>16	24	42
	>4-16	5	36
	>1-4	1	42
	>0,1-1	0	0

Tabelle 46: Anzahl der Anschlüsse und durchschnittliche Dauer pro Anschluss für FNB

Aus den Tabellen 45 und 46 ist zu erkennen, dass örtliche Gasverteilernetzbetreiber, eine wesentlich größere Anzahl von Anschlüssen im Abfragezeitraum hergestellt haben, als FNB. Die Anschlussherstellungsdauer liegt bei Anschlüssen für nicht-örtliche Gasverteilernetze deutlich höher als die von örtlichen Gasverteilernetzen.

Reparatur

Unter Reparatur (Instandsetzung) wird der Vorgang verstanden, bei dem ein defektes Objekt in den ursprünglichen, funktionsfähigen Zustand zurückversetzt wird. Die Dauer der Reparatur wird angegeben als die Zeitdauer zwischen dem Bericht der Störung (Routineinspektion, Kundenanruf, Beschwerde o.ä.) und der Wiederherstellung des Betriebsmittels in den ursprünglichen, funktionsfähigen Zustand.

In den vier folgenden Tabellen wird ebenfalls nach Netzbetreibern, die örtliche Gasverteilernetze betreiben und nach FNB unterschieden. Eine weitere Unterscheidung ist die Trennung nach Gas-Druckregel- und Messanlagen sowie Gasleitungen und Anschlüssen.

Druckbereich (Prüfnendruck in bar)	Gas-Druckregel- und Messanlagen	
	Anzahl der Reparaturen	durchschnittliche Dauer der Reparaturen in h
>1	3.585	24,42
>0,1-1	1.960	9,78
≤0,1	1.780	5,59

Tabelle 47: Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Gas-Druckregel- und Messanlagen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur, aufgeteilt nach Druckbereich für Netzbetreiber, die örtliche Gasverteilernetze betreiben

Material	Druckbereich (Prüfnenn- druck in bar)	Gasleitungen		Anschlüsse	
		Anzahl der Repara- turen	durchschnitt- liche Dauer der Reparaturen in h	Anzahl der Repara- turen	durchschnitt- liche Dauer der Reparaturen in h
Kunststoff	>4-16	229	8,53	10	24,50
	>1-4	175	6,72	185	10,95
	>0,1-1	1.011	10,46	4.941	7,54
	≤0,1	775	11,16	3.804	7,99
Metall	>16	192	16,48	2	3,00
	>4-16	668	78,39	10	15,40
	>1-4	726	68,13	189	15,61
	>0,1-1	2.116	37,80	2.800	23,00
	≤0,1	8.679	41,28	10.931	19,96

Tabelle 48: Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Gasleitungen und Anschlüssen, und durchschnittliche Dauer pro Reparatur, aufgeteilt nach Druckbereich und Materialien für Netzbetreiber, die örtliche Gasverteilernetze betreiben

Druckbereich (Prüfnenn- druck in bar)	Gas-Druckregel- und Messanlagen	
	Anzahl der Reparaturen	durchschnittliche Dauer der Reparaturen in h
>1	910	112,23
>0,1-1	0	0

Tabelle 49: Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Gas-Druckregel- und Messanlagen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur aufgeteilt nach Druckbereich für FNB

Material	Druckbereich (Prüfnenn- druck in bar)	Gasleitungen		Anschlüsse	
		Anzahl der Repara- turen	durchschnittliche Dauer der Reparaturen in h	Anzahl der Repara- turen	durchschnittliche Dauer der Reparaturen in h
Kunststoff	>4-16	0	0	0	0
	>1-4	0	0	0	0
	>0,1-1	0	0	0	0
Metall	>16	275	64,76	10	22
	>4-16	170	118,03	15	3
	>1-4	0	0	0	0
	>0,1-1	0	0	0	0

Tabelle 50: Anzahl der Reparaturmaßnahmen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur an Gasleitungen und Anschlüssen, aufgeteilt nach Druckbereich und Materialien für FNB

Erwartungsgemäß dauern die Reparaturen bei den Rohrleitungen der FNB länger als bei Rohrleitungen für die örtliche Gasverteilung.

Bei Gas-Druckregel- und Messanlagen nimmt die Reparaturdauer mit steigendem Druckbereich zu. Hingegen gibt es bei Gasleitungen keinen Zusammenhang zwischen Druckbereich und durchschnittlicher Reparaturdauer, aber einen Zusammenhang zwischen Material und durchschnittlicher Reparaturdauer. Reparaturen an Metallleitungen sind im Durchschnitt zeitaufwändiger als an Kunststoffleitungen.

4.1.9 Netzzugangsbedingungen für Anlagen zur Erzeugung von Biogas

Zugangsbegehren und Zugangsverweigerungen

Im Jahr 2006 wurden bei 44 Netzbetreibern insgesamt 134 Anfragen auf Netzzugang für Biogas gestellt. Bei 65,7 Prozent der Anfragen waren Betreiber von örtlichen Gasversorgungsnetzen betroffen. Von diesen Zugangsbegehren wurden insgesamt zwei Anfragen verweigert. Als Verweigerungsgrund wurde in beiden Fällen eine nicht kompatible Gasqualität angegeben. Positiv sind der Bundesnetzagentur bisher jedoch nur zwei Anlagen bekannt, die 2006 in Betrieb genommen wurden.

Insgesamt haben sieben der befragten Großhändler und Lieferanten „Gas“ eine Anfrage auf Netzzugang für Biogas gestellt. Diese niedrige Anzahl lässt den Rückschluss zu, dass entweder diese wenigen Unternehmen sehr aktiv waren und mehrere Netzzugangsanfragen bei unterschiedlichen Netzbetreibern gestellt haben oder aber dass die meisten Anfragen auf Netzzugang von bisher nicht etablierten Unternehmen stammen, die sich an der Abfrage nicht beteiligt haben. Die Großhändler und Lieferanten „Gas“ gaben an, dass ihnen in 63,3 Prozent der Fälle der Zugang zum Gasversorgungsnetz gewährt wurde. Die Monitoringabfrage zeigt, dass im Jahr 2006 das Interesse im Bereich Biogaseinspeisung gestiegen ist. Im Vergleich zum letzten Jahr sind die Anfragen auf Netzzugang für Biogas von 43 auf 134 gestiegen und haben sich somit mehr als verdreifacht. Weiterhin bestehen bei 33 Großhändlern und Lieferanten „Gas“ aktuelle Planungen für eine Anfrage auf Netzzugang für Biogas.

Zugangsbedingungen

Im Hinblick auf die Frage nach den technischen Mindestanforderungen gemäß § 19 Abs. 2 und 3 EnWG gaben 52 Prozent der Gasnetzbetreiber an, die technischen Mindestanforderungen, insbesondere die technischen Anschlussbedingungen und die Bedingungen für netzverträgliche Gasbeschaffenheiten unter Einschluss von Biomethan und Gas aus Biomasse, festgelegt zu haben. 35 Prozent der Gasnetzbetreiber haben der zuständigen Regulierungsbehörde ihre Mindestanforderungen mitgeteilt.

70,8 Prozent der Händler 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.

Fazit

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass im Vergleich zu 2005, das Interesse der Unternehmen an der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz gestiegen ist. Die ersten Anlagen sind bereits am Netz angeschlossen. Es ist davon auszugehen, dass in 2007 und in den kommenden Jahren weitere Anlagen an das Netz angeschlossen werden. Um den Unternehmen einen effizienten Netzzugang zu gewähren, ist es notwendig, dass die technischen Mindestanforderungen für den Netzanschluss umfangreich zur Verfügung gestellt werden.

4.1.10 Mindestanforderungen an Messeinrichtungen sowie Datenumfang und Datenqualität

Gemäß § 21b Abs. 1 EnWG ist die Leistung „Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen“, auch „Messstellenbetrieb“ genannt, originäre Aufgabe des Netzbetreibers. Bei Einhaltung spezifischer eichrechtlicher und vom Netzbetreiber vorgesehener technischer Mindestanforderungen und der Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang und Datenqualität wird es Dritten jedoch nach § 21b Abs. 2 EnWG grundsätzlich ermöglicht, den „Messstellenbetrieb“ als Dienstleistung anzubieten. Die Mindestanforderungen der Netzbetreiber an dritte Messstellenbetreiber müssen sachlich gerechtfertigt und diskriminierungsfrei sein. Des Weiteren sind die rechtlichen Beziehungen zwischen Messstellenbetreiber und Netzbetreiber durch Vertrag zu regeln. Die Tätigkeit des „Messens“, d.h. die Ablesung der vom Zähler ermittelten Verbrauchsdaten zum Zweck der weiteren Verarbeitung und Abrechnung, ist noch dem ausschließlichen Tätigkeitsbereich des Netzbetreibers zuzurechnen.

Gegenüber 2005 ist im Jahr 2006 ein leichter Anstieg des Anteils der Netzbetreiber zu verzeichnen, die die technischen und datenspezifischen Mindestanforderungen an Messstellenbetreiber definiert haben. Auf der Ebene der örtlichen Verteilernetzbetreiber stieg der Anteil im Vergleich zu 2005 um 18,4 Prozent auf 59,9 Prozent, während bei den FNB eine Erhöhung um 7,3 Prozent auf 73,9 Prozent registriert wurde.

Als wichtige inhaltliche Grundlage für die Definition der Mindestanforderungen an Messeinrichtungen wurde sowohl bei den örtlichen Verteilernetzbetreibern als auch bei den FNB das Regelwerk der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) angegeben. Auch die eichrechtlichen Bestimmungen sowie DIN- und ISO-Normen werden häufig von Netzbetreibern als Definitionsgrundlage herangezogen. Die örtlichen Verteilernetzbetreiber geben des Weiteren an, auf einen standardisierten Messstellenbetreiber-Rahmenvertrag zurückzugreifen, während die FNB verstärkt auf unternehmenseigene Regelungen setzen (vgl. Abbildung 43). Damit spiegelt sich in der Tendenz die Bedeutung der im Jahr 2005 angegebenen Inhaltsgrundlagen auch in den Ergebnissen der aktuellen Monitoringabfrage wider, wenn auch zu beachten ist, dass die gegenüber 2005 veränderte Abfrageform nur einen Vergleich in Grundzügen zulässt.

Grundlagen der Mindestanforderungen für Messstellenbetreiber

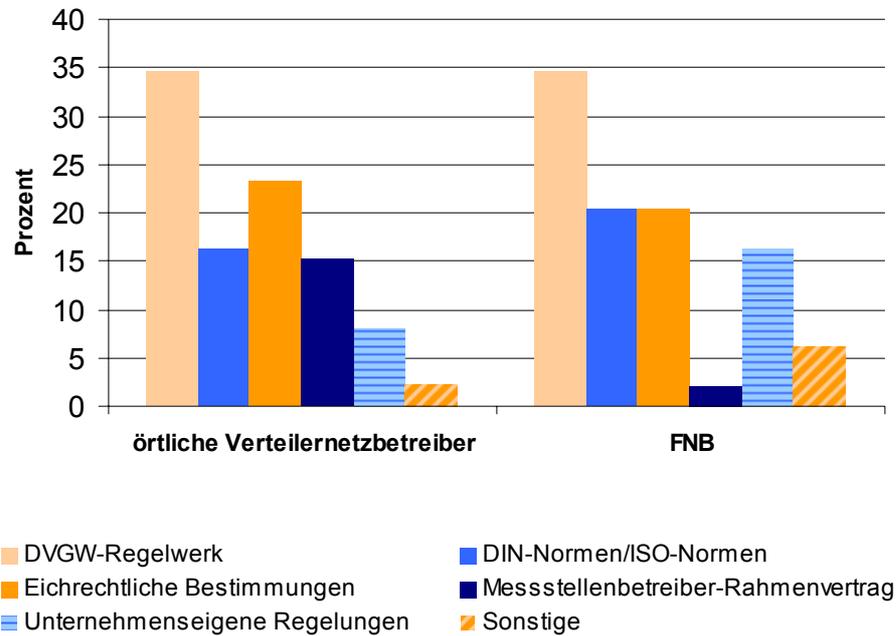


Abbildung 43: Grundlagen der Mindestanforderungen für Messstellenbetreiber

Wie auch schon 2005 konnten 2006 nur wenige Anträge auf Übernahme des Messstellenbetriebs durch Dritte registriert werden. Fünf Netzbetreiber der örtlichen Verteilung geben an, dass bei ihnen insgesamt sechs Anträge auf Übernahme des Messstellenbetriebs eingegangen sind. Jeder der Anträge wurde positiv beschieden. Bei den FNB waren 2006 keine Antragseingänge zu verzeichnen.

4.2 Wettbewerbliche Fragen

4.2.1 Förderung und Import

Aufkommen und Verwendung von Erdgas

Nach Angaben von BMWi / BAFA ergibt sich folgende Übersicht über das Aufkommen und die Verwendung von Erdgas in Deutschland.

	2005 in TWh	2006 in TWh	Veränderung zu 2005 in Prozent
inländische Erdgasförderung	184,0	181,7	-1,3
Import	950,9	978,3	+2,9
Speichersaldo¹⁰¹	8,1	-12,8	--
Export	100,8	119,2	+18,3
Inlandsverbrauch	1042,2	1028,1	-1,4

Tabelle 51: Aufkommen und Verwendung von Erdgas
Quelle: BMWi / BAFA¹⁰²

Zusätzlich zu der in dieser Tabelle dargestellten Situation kommt es über die in Deutschland vorhandenen Leitungssysteme zu Transitgaslieferungen, die offenbar in den Im- und Exportmengen nicht oder nicht vollständig enthalten sind. Gleichwohl ist es für die Betrachtung bezüglich Kapazitätsengpässen, der Planung von Netzausbau sowie der Erweiterung von Netzkapazitäten interessant, diese Mengen ebenfalls zu quantifizieren. Das neue Gasnetz-zugangsmodell unterscheidet nicht zwischen transitierten und im Marktgebiet zur Versorgung eingesetzten Gasmengen. Aus diesem Grund wurden im diesjährigen Monitoring sämtliche Mengen abgefragt, die nach Deutschland transportiert wurden und das Land wieder verlassen haben, auch wenn diese nicht zur ursprünglichen Lieferung nach Deutschland vorgesehen waren.

Im- und Export¹⁰³

21 Unternehmen¹⁰⁴ machten im Rahmen des Monitorings Angaben über die Mengen an Gas, die sie nach Deutschland importieren und die sie ggf. wieder ausführen. Dabei wurden die importierten Gasmengen nach Grenzübergangspunkten ausgewertet, über die das Gas nach Deutschland gelangt oder aus Deutschland exportiert wird. In der Erhebung wurde nicht abgefragt, ob das Gas zur Lieferung nach Deutschland vorgesehen ist oder zur Weiterleitung ins Ausland. Transitmengen sind somit in der Gesamtrechnung enthalten. Die Auswertung¹⁰⁵ ergab folgendes Bild:

¹⁰¹ Minuszeichen = Injektion in Speicher.

¹⁰² Die Angaben wurden zwecks besserer Vergleichbarkeit von TJ in TWh umgerechnet.

¹⁰³ Die Im- und Exportdefinition weicht von der des BMWi / BAFA ab (siehe „Aufkommen und Verwendung von Erdgas“).

¹⁰⁴ Zusätzlich wurden zur Plausibilisierung Zahlen von einem großen Netzbetreiber berücksichtigt, die bei den Mengenangaben der Gasim- und Exporteure fehlten.

¹⁰⁵ Für den Fall von unter vier verschiedenen Gasim- oder Gasexportunternehmen pro Grenzübergangsländ wurden zur Wahrung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen Ländergruppen gebildet.

Gasimport

20 Unternehmen¹⁰⁶ gaben als Importeure an, insgesamt 1286 TWh Gas¹⁰⁷ nach Deutschland einzuführen. Die Mengen wurden den einzelnen Nachbarländern zugeordnet, über die das Gas ins Land gelangt und prozentual dargestellt.

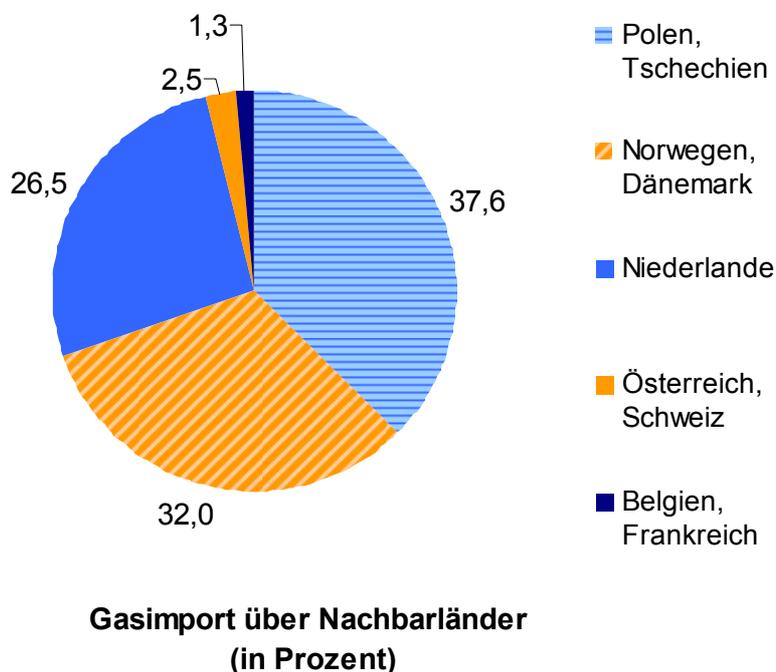


Abbildung 44: Gasimport über Nachbarländer

¹⁰⁶ Zusätzlich wurden zur Plausibilisierung Zahlen von einem großen Netzbetreiber berücksichtigt, die bei den Mengenangaben der Gasim- und Exporteure fehlten.

¹⁰⁷ Die Abweichungen in den Importmengen gegenüber den Zahlen von BMWi / BAFA sind der unterschiedlichen Definition geschuldet und beabsichtigt, um die Transitmengen erfassen zu können, weil sie Auswirkungen auf das Leitungsnetz in Deutschland haben.

Gasexport

16 Unternehmen¹⁰⁸ gaben als Exporteure an, insgesamt 362,82 TWh Gas aus Deutschland ins Ausland zu exportieren.

Die Mengen wurden den einzelnen Nachbarländern zugeordnet, über die das Gas das Land verlässt und prozentual dargestellt.

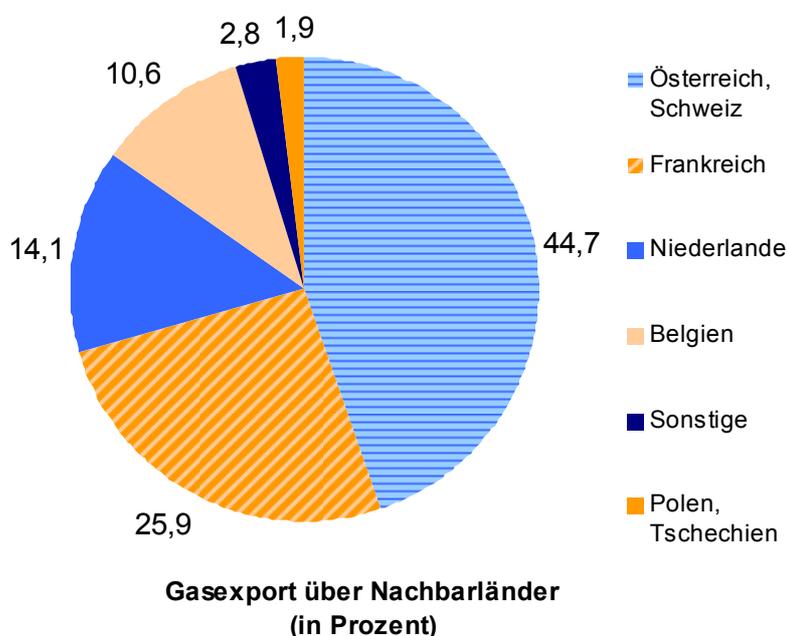


Abbildung 45: Gasexport über Nachbarländer

Fazit

Die Gasmengen, die durch das Gasnetz in Deutschland transportiert werden, sind größer als die Im- und Exportmengen der BMWi/BAFA-Statistiken zunächst vermuten lassen. Der Grund liegt in den Transitgasmengen für Drittländer.

Förderung

Die in Deutschland geförderten Erdgasmengen sind insgesamt acht Unternehmen zuzuordnen¹⁰⁹, die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt werden. Die in der Tabelle genannten Unternehmen fördern dabei entweder selbst oder sind an einem Förderunternehmen direkt oder indirekt beteiligt bzw. sind an einem Unternehmen beteiligt, welches das wirtschaftlich berechnete Unternehmen an der durch ein Operatorunternehmen geförderten Erdgasmenge ist.

¹⁰⁸ Zusätzlich wurden zur Plausibilisierung Zahlen von einem großen Netzbetreiber berücksichtigt, die bei den Mengenangaben der Gasim- und Exporteure fehlten.

¹⁰⁹ 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, S. 7.

Konzern / Unternehmen	Fördermenge 2006 in Mrd. m ³	Anteil an Inlandsproduktion In Prozent
Exxon Mobil Corporation, Irving	8,82	47,50
Royal Dutch Shell PLC, Den Haag	4,27	22,96
RWE AG (Deutschland)	2,28	12,28
Gaz de France, Paris	1,64	8,80
BASF AG (Deutschland)	1,47	7,88
GDPS, Katar	0,04	0,24
Deutz AG (Deutschland)	0,03	0,18
EWE AG (Deutschland)	0,03	0,16
Summe	18,58	100

Tabelle 52: In Deutschland geförderte Gasmengen¹¹⁰ 2006 und Zurechnung zu den daran wirtschaftlich berechtigten (Konzern)Unternehmen

Knapp die Hälfte der Inlandsproduktion sind mit 47,5 Prozent dem größten Unternehmen zuzuordnen. Weitere vier Unternehmen vereinen weitere gut 50 Prozent auf sich. Die drei größten Unternehmen haben an der Inlandsproduktionsmenge zusammen einen Anteil von 82,74 Prozent. Die drei kleinsten Unternehmen vereinen zusammengenommen ein Anteil von unter einem Prozent an der Inlandsfördermenge auf sich. Der Anteil inländischer Unternehmen an der Inlandsproduktion beträgt zusammengenommen 20,5 Prozent.

4.2.2 Beschreibung des Großhandelsbereiches

4.2.2.1 Struktur des Großhandelsbereiches

Innerhalb des vertikal gegliederten Verteilungssystems in der Gaswirtschaft unterscheidet das Bundeskartellamt sachlich die Märkte für die Belieferung von regionalen und lokalen Händlern und Lieferanten sowie Endabnehmern.¹¹¹ Dabei wird die Belieferung von regionalen und lokalen Händlern und Lieferanten auf der Großhandelsstufe unterteilt nach der erstmaligen Belieferung von regionalen und lokalen Händlern und Lieferanten durch wenige große überregional aktive Großhändler (Gasproduzenten und Gasimporteure) und auf der zweiten Stufe nach der Belieferung von regionalen und lokalen Händlern und Lieferanten (in der Regel Stadtwerke) durch die auf der ersten Stufe von überregionalen Großhändlern belieferten regionalen Händler. Diese Differenzierung auf der sogenannten Weiterverteilstufe ist sachlich gerechtfertigt und steht auch im Einklang mit der ständigen Praxis der EU-Kommission.¹¹²

In räumlicher Hinsicht grenzt das Bundeskartellamt die sachlich relevanten Gasmärkte nach wie vor regional nach den Netzgebieten der beteiligten Unternehmen ab. Dies gilt jedenfalls, solange

¹¹⁰ Ein m³ Erdgas entspricht einem Energieinhalt von 9,7692 kWh.

¹¹¹ Anstelle der hier verwendeten Begriffe „Händler“ und „Großhändler“ verwendet das Bundeskartellamt in Entscheidungen und Tätigkeitsberichten die im Energiekartellrecht gebräuchlichen Begriffe „Weiterverteiler“ (Stadtwerke und Regionalversorgungsunternehmen) und Ferngasunternehmen.

¹¹² Vgl. Europäische Kommission, Entscheidung vom 17.12.2002, COMP/M 2822, Tz. 13 ff. „ENBW/ENI/GVS“.

nicht tatsächliche Umstände des konkreten Einzelfalls ausnahmsweise eine andere räumliche Marktabgrenzung nahe legen.¹¹³ Eine Änderung der durch regional begrenzte Märkte bestimmten Marktverhältnisse tritt nicht notwendig bereits mit der Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen ein, die in der Vergangenheit für die räumliche Begrenzung der Märkte verantwortlich war.¹¹⁴

Ob das gesetzlich vorgeschriebene Zweivertragsmodell zu einem rechtlich abgesicherten und vor allem auch diskriminierungsfreien, effizienten und massengeschäftstauglichen Durchleitungssystem führen wird, kann noch nicht abschließend beurteilt werden. Allein die große Anzahl an verschiedenen Marktgebieten lässt nicht erwarten, dass sich in naher Zukunft hinreichend liquide und funktionsfähige Gashandelsmärkte entwickeln werden, so wie sie für einen netzübergreifend wirksamen Wettbewerb Voraussetzung sind. Die Entwicklung eines Wettbewerbs, der wie im Stromgroßhandel trotz der Netzgebundenheit der Stromversorgung keinen Bezug mehr zum physischen Lastfluss hat, hängt nicht zuletzt auch davon ab, in welchem Umfang die etablierten Marktteilnehmer von den vermutlich wachsenden Möglichkeiten zum Wettbewerb Gebrauch machen. Die etablierten Marktteilnehmer sind zudem vielfach miteinander verflochten. Sie sind mal Vorlieferant und mal Abnehmer des jeweils anderen und haben sich in den daraus resultierenden Verhältnissen eingerichtet. Bislang kam es nicht zu signifikanten wettbewerblichen Vorstößen. Es bestehen vielfältige wechselseitige Vergeltungspotentiale, welche die Entfaltung des Wettbewerbs hemmen, wenn nicht gar verhindern. All das lässt erwarten, dass die aktuellen tatsächlichen Marktverhältnisse noch einige Zeit nachwirken werden. Im Ergebnis kann jedenfalls derzeit noch nicht allgemeingültig festgestellt werden, dass sich auf den inländischen Gasmärkten ein „Durchleitungsmechanismus“ in einem Umfang entwickelt, der – von Einzelfällen abgesehen – eine über die Reichweite der Leitungsnetze hinausgehende Marktabgrenzung zulassen würde.

Aufgrund der netzbezogenen Marktabgrenzung sind die Betreiber von Gasversorgungsnetzen bzw. deren Vertriebs-Schwesterunternehmen in dem jeweiligen Gasnetz als marktbeherrschend anzusehen.

Das Bundeskartellamt hat im Berichtszeitraum der RWE Energy AG untersagt, 76,88 Prozent der Anteile an der SaarFerngas AG zu erwerben, da der Zusammenschluss zur Verstärkung marktbeherrschender Stellungen beim Erdgasabsatz führen würde. Von den Zusammenschlussbeteiligten angebotene Zusagen waren nicht ausreichend. Nach den Ermittlungen des Bundeskartellamtes wäre es durch den Zusammenschluss zu erheblichen Marktverschließungseffekten gekommen: Diese entstehen insbesondere durch das Zusammenführen von Beteiligungen der Unternehmen an Weiterverteilern, die zu einer zusätzlichen Absicherung des Strom- bzw. Gasabsatzes geführt hätten. Im Gasbereich wäre zum einen die bestehende marktbeherrschende Stellung der SaarFerngas AG verstärkt worden, da deren Gasabsatz durch die hinzutretenden RWE-Beteiligungen an Weiterverteilern abgesichert worden wäre. Zum anderen hätten auch bei der Belieferung von Endkunden auf verschiedenen örtlichen Märkten die Untersagungsvoraussetzungen vorgelegen. Im Strombereich wäre es – ebenfalls durch Beteiligungserwerbe an Weiterverteilern – zur Verstärkung marktbeherrschender Stellungen gekommen, die RWE auf den bundesweiten Strommärkten gemeinsam mit E.ON innehat. Aber auch Verschlechterungen auf einer Reihe von lokalen Haushaltskundenmärkten wären mit dem Vorhaben verbunden gewesen.

Der beabsichtigte Erwerb einer Mehrheitsbeteiligung der RWE an der SaarFerngas AG hätte zu einer Verstärkung der marktbeherrschenden Stellung der Saar Ferngas AG in ihrem Netzgebiet bei der Belieferung von endversorgenden Regionalversorgern und Stadtwerken mit Gas geführt. Denn die SaarFerngas AG hätte tendenziell durch das Vorhaben ihren bereits bestehenden Gasabsatz künftig gegenüber einer Reihe von Nachfragern abgesichert. In der Addition wäre die eintretende Absatzsicherung im Netzgebiet der SaarFerngas AG bedeutend gewesen.

¹¹³ Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 22.07.2004, WuW DE-V 983 ff. „Mainova/Aschaffenburg Versorgungs GmbH“.

¹¹⁴ Vgl. BGHZ 136, 379, 385 „Strom und Telefon I“.

European Energy Exchange AG (EEX)

Am 02.07.2007 startet der Gashandel an der EEX. Derzeit¹¹⁵ sind 26 Unternehmen als Handelsteilnehmer für den Gashandel an der Börse registriert. Für alle Geschäfte kommen laut Aussagen der EEX etablierte, effiziente und automatisierte Standardprozesse zur Anwendung.

Im Spotmarkt wird nach Aussagen der EEX Erdgas für den nächsten und übernächsten Tag gehandelt. Der Day-ahead-Markt wird genutzt zur kurzfristigen Optimierung von Beschaffung und Verkauf von Gasmengen. Die EEX bietet den Day-ahead-Handel für zwei Marktgebiete an: Marktgebiet BEB und Marktgebiet EGT. Für das Marktgebiet BEB findet börsentäglich der kontinuierliche Handel von BEB-Natural-Gas-Day-Kontrakten statt. Der Spothandel im Marktgebiet BEB startet zum 02.07.2007. Für das Marktgebiet EGT findet börsentäglich der kontinuierliche Handel von EGT-Natural-Gas-Day-Kontrakten statt. Der Spothandel im Marktgebiet EGT startet im Oktober 2007.

Im Terminmarkt wird Erdgas nach Aussagen der EEX für den aktuellen Monat, die nächsten sechs Monate, sieben Quartale und sechs Kalenderjahre gehandelt. Der Terminmarkt wird zur mittelfristigen Optimierung von Beschaffung und Verkauf von Gasmengen genutzt. Ab 02.07.2007 bietet die EEX den Terminhandel für zwei Marktgebiete an. Der erste Liefermonat ist jeweils der Oktober 2007. Für das Marktgebiet EGT findet börsentäglich der kontinuierliche Handel von EGT-Natural-Gas-Future-Kontrakten statt. Nach Handelsschluss werden täglich die Settlement-Preise für das Marktgebiet EGT veröffentlicht. Für das Marktgebiet BEB findet börsentäglich der kontinuierliche Handel von BEB-Natural-Gas-Future-Kontrakten statt. Nach Handelsschluss werden täglich die Settlement-Preise für das Marktgebiet BEB veröffentlicht.

4.2.2.2 Entwicklung Gaspreis im Großhandelsbereich

Durch das BAFA wird der sog. Grenzübergangspreis monatlich ermittelt. Es handelt sich um einen statistischen Durchschnittspreis¹¹⁶ 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 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.

¹¹⁵ Stichtag 29.6.2007.

¹¹⁶ 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.

Jahr	Grenzübergangspreis in Euro/TJ ¹¹⁷	Grenzübergangspreis in ct/kWh (gerundet)	Preisentwicklung im Vergleich zum Vorjahr in Prozent	Menge in TJ
1991	2.439	0,88		2.084.738
1992	1.971	0,71	-19,19	2.132.690
1993	2.025	0,73	+2,74	2.247.209
1994	1.881	0,68	-7,11	2.373.414
1995	1.755	0,63	-6,70	2.544.042
1996	1.863	0,67	+6,15	2.957.886
1997	2.215	0,80	+18,89	2.832.143
1998	1.959	0,70	-11,56	2.760.192
1999	1.671	0,60	-14,70	2.865.234
2000	2.967	1,07	+77,56	2.841.697
2001	3.875	1,39	+30,60	2.951.423
2002	3.238	1,16	-16,44	3.063.709
2003	3.401	1,22	+5,03	3.187.328
2004	3.288	1,18	-3,32	3.389.857
2005	4.479	1,61	+36,22	3.420.663
2006	5.926	2,13	+32,31	3.519.141

Tabelle 53: Entwicklung des Grenzübergangspreises für Gas in Deutschland

Auf der Importstufe wird das Erdgas bis zur 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. Eine Börsenpreisbildung durch Gas-zu-Gas-Wettbewerb hat im Berichtszeitraum nicht stattgefunden.

Der Gaspreis wird wesentlich durch die Entwicklung auf den Ölmärkten mitbestimmt, da die Gaspreise auf der Importstufe an den Ölpreis gekoppelt sind.¹¹⁸ 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. Diese Gas-/Ölpreiskopplung ist aus wettbewerblicher Sicht unbefriedigend.

Mit der vom Bundeskartellamt angestrebten Verkürzung der Laufzeiten von Gaslieferverträgen zwischen Großhändlern und regionalen sowie lokalen Handelsunternehmen sowie Lieferanten

¹¹⁷ Quelle: BMWi / BAFA.

¹¹⁸ Vgl. European Commission 2006, Energy Sector Inquiry, Draft Preliminary Report, S. 86 ff sowie den Endbericht vom 10.01.2007.

dürfte aber auch der Bedarf für eine Preisgleitklausel schwinden (vgl. Kapitel 1.6). Denn durch den so verstärkten Gas-zu-Gas-Wettbewerb ist mehr Liquidität auf den Gasmärkten zu erwarten. Auf diese Weise wird eine eigenständige ölpreisunabhängige Preisbildung für Gas mit marktgerechten Preisabsicherungsmechanismen ermöglicht.

4.2.2.3 Einflussfaktoren Gaspreis

Die Berechnung des Gaspreises für Regional- und Weiterverteiler sowie für leistungsgemessene Industriekunden wird nach einem vertraglich vereinbarten Arbeits- und Leistungspreis vorgenommen. Der Arbeitspreis wird durch eine Preisgleitklausel festgelegt, nach der sich der Arbeitspreis nach Maßgabe des Preises für leichtes Heizöl (HEL) oder schweres Heizöl (HSL) ändert. Ob der Gaspreis an den Preis für leichtes oder schweres Heizöl gekoppelt wird, ist letztendlich Verhandlungssache zwischen dem Lieferanten und dem Abnehmer, wobei das sog. Anlegbarkeitsprinzip (Austauschbarkeitsprinzip zwischen Heizöl und Erdgas) von der Lieferantenseite als wichtiges Kriterium angesehen wird.

Die Gas-Ölpreiskopplungsformel ist in ihrer statistischen und zeitlichen Ausprägung unterschiedlich. Üblich ist eine zeitlich verzögerte 6:3:3 Kopplung an den statistisch veröffentlichten Heizölpreis der Rheinschiene (vgl. hierzu Fachserie 17 Reihe 2 des Statistischen Bundesamtes), d.h. es wird ein sechsmonatiger Durchschnittspreis für Heizöl berechnet, der mit einer zeitlichen Verzögerung von drei Monaten für die folgenden drei Monate die Basis für die Berechnung des Gaspreises darstellt.

4.2.3 Beschreibung des Einzelhandelsbereiches

4.2.3.1 Struktur des Einzelhandelsbereiches

Die Belieferung von Letztverbrauchern auf der Einzelhandelsebene wird unterteilt in die Belieferung von Gasgroßkunden (industrielle und gewerbliche Sondervertragskunden) und Gaskleinkunden (Haushalts- und Kleingewerbe (HuK)-Kunden und Heizgaskunden). Dies ergibt sich bei der derzeitigen Marktlage schon aus dem Umstand, dass aus der Gruppe der Letztverbraucher gewerblich/industrielle Großkunden eher die Möglichkeit haben, ihren Lieferanten zu wechseln. Da Gaskosten einen Bestandteil des Kostenmanagements darstellen, sind Großkunden tendenziell preissensibler und entsprechend wechselbereit. Dementsprechend verfügen sie häufig über professionelle Verhandlungsführer im Energieeinkauf. Aufgrund ihrer Abnahmemenge können sie in Bezug auf die Preisstellung Verhandlungspositionen aufbauen. Für HuK- und Heizgaskunden kommt in der Regel nur die Versorgung zu den vom örtlichen Versorger festgelegten Konditionen in Betracht. Vereinzelt haben Großunternehmen mittlerweile die starren, aus der Zeit der Demarkation stammenden Lieferbeziehungen durchbrochen und den Lieferanten gewechselt. Zum Teil geschieht dies durch Errichtung von Stichleitungen durch den neuen Lieferanten. Dies kommt aus wirtschaftlichen Gründen für HuK- und Heizgaskunden nicht in Betracht. Auf beiden Endkundenmärkten bestehen zwar bei der Erzeugung von Prozesswärme, Raumwärme und Warmwasserbereitung Substitutionsbeziehungen zwischen den Energie-trägern Gas, Heizöl, Kohle und – teilweise – Strom. Sobald die jeweiligen Letztverbraucher sich jedoch für einen Energieträger entschieden haben, sind diese für einen erheblichen Zeitraum (15 bis 25 Jahre) gebunden und können nicht mehr ohne erhebliche Kosten zu einer alternativen Energieart wechseln. Vor diesem Hintergrund ist auch auf den Endverbrauchermärkten ausschließlich auf Gas, nicht aber auf einen einheitlichen Wärmemarkt abzustellen.

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. Auf dem Großkundenmarkt

ist regelmäßig der das vorgelagerte Netz (zweite Ferngasstufe) betreibende Versorger der potenzielle Wettbewerber des Stadtwerks. Solange dieser der Vorversorger des Stadtwerks oder des endversorgenden Regionalversorgers ist, ist aber davon auszugehen, dass regelmäßig Abwerbeversuche bei den Großkunden unterbleiben und die marktbeherrschende Stellung des Stadtwerks abgesichert bleibt.

Lieferantenwechsel

Mit den Fragebögen an die Betreiber von örtlichen Gasverteilernetzen (VNB „Gas“) und die Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen (FNB), wurden die Daten für den Lieferantenwechsel der Letztverbraucher erhoben. Im Zuge der Monitoringabfrage sind 613¹¹⁹ beantwortete Fragebögen von den VNB „Gas“ und 23¹²⁰ beantwortete Fragebögen von den FNB ausgewertet worden. Die Summe von 625 Unternehmen entspricht einem Anteil von knapp 85 Prozent an den insgesamt 738 bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreibern (Stand 21.06.2007) in Deutschland. Die Ausspeisemenge an Letztverbraucher in den Netzbereichen der erfassten FNB in 2006 beträgt 267,22 TWh, die der erfassten VNB „Gas“ 669,84 TWh. Die Gesamtausspeisemenge der VNB „Gas“ und FNB in Höhe von 937,06 TWh entspricht einem Anteil von 91,15 Prozent an dem gesamten inländischen Erdgasverbrauch von 1.028,08 TWh (3.698.123 TJ) in 2006 gemäß den Angaben des BMWi und BAFA.¹²¹

Die befragten Unternehmen haben die Ausspeisemengen an Letztverbraucher in ihrem Netzbereich für die in der nachstehenden Tabelle 54 aufgeführten fünf Kundenkategorien angegeben. Dabei haben sich für die Ausspeisemengen in 2006 folgende aufsummierte Werte in den einzelnen Kategorien ergeben.

Kategorie	2006 Ausspeisemengen VNB „Gas“ in TWh	2006 Ausspeisemengen FNB in TWh	2006 Ausspeisemengen VNB „Gas“ + FNB in TWh
≤ 300 MWh/Jahr	308,36	0,01	308,37
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	109,96	1,31	111,27
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	84,46	15,89	100,35
> 100.000 MWh/Jahr	84,33	203,55	287,88
Gaskraftwerke	68,06	46,45	114,51
Gesamtsumme¹²²	655,17	267,21	922,38

Tabelle 54: Summierte Ausspeisemengen Letztverbraucher in 2006 nach Kundenkategorien getrennt nach Abfrage FNB und VNB „Gas“

In der nachstehenden Tabelle 55 werden die aufgelisteten Summenwerte für die einzelnen Kategorien und der Gesamtwert den Werten von 2005 gegenübergestellt. Der jeweilige

¹¹⁹ Einige Unternehmen haben für mehrere Teilnetze separate Fragebögen eingereicht. Insgesamt haben 603 VNB „Gas“ geantwortet.

¹²⁰ Ein Unternehmen hat für Teilnetze zwei separate Fragebögen eingereicht. Insgesamt haben also 22 FNB geantwortet.

¹²¹ www.bmwi.de.

¹²² Die gesamte Ausspeisemenge an Letztverbraucher in den Netzbereichen der erfassten FNB und VNB „Gas“ beträgt in 2006 entsprechend der Monitoringabfrage 669,84 TWh (VNB „Gas“) bzw. 267,22 TWh (FNB). 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 FNB und VNB „Gas“.

prozentuale Anteil an der gesamten Ausspeisemenge an Letztverbraucher ist für die summierten Ausspeisemengen der FNB und VNB „Gas“ ebenfalls aufgeführt. Gegenüber dem Jahr 2005 wurden die Größenklassen der Kundenkategorien stärker ausdifferenziert, so dass nur die ersten beiden Kategorien „≤ 300 MWh/Jahr“ sowie „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ direkt miteinander vergleichbar sind.

Kategorie	2005 Ausspeise- mengen in TWh	Anteil an Gesamt- summe in Prozent	2006 Ausspeise- mengen in TWh	Anteil an Gesamt- summe in Prozent
≤ 300 MWh/Jahr	290,82	34,95	308,37	33,43
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	116,22	13,97	111,27	12,06
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	425,00	51,08	100,35	10,88
> 100.000 MWh/Jahr			287,88	31,21
Gaskraftwerke			114,51	12,41
Gesamtsumme¹²³	832,04	100	922,38	100

Tabelle 55: Summierte Ausspeisemengen Letztverbraucher im Vergleich 2005 und 2006 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage FNB und VNB „Gas“

Darüber hinaus haben die befragten Gasnetzbetreiber die Menge der Lieferantenwechsel in 2006 in ihrem Netzbereich als Gesamtwert und für die jeweiligen fünf Kundenkategorien angegeben. Dabei haben sich die in der nachstehenden Tabelle 56 aufgelisteten Summenwerte für die FNB und die VNB „Gas“ in den einzelnen Kategorien ergeben. Der jeweilige prozentuale Anteil der Lieferantenwechsel an der gesamten Ausspeisemenge der FNB und VNB „Gas“ in der jeweiligen Kategorie ist ebenfalls aufgeführt.

Die in der Tabelle 56 aufgeführten Daten beruhen bei den VNB „Gas“ auf Angaben zu Lieferantenwechseln von insgesamt 75 von 603 antwortenden Unternehmen. Bei den FNB wurden Lieferantenwechsel durch insgesamt 7 von 22 antwortenden Unternehmen gemeldet. Insgesamt beruhen die Angaben auf 8871 Lieferantenwechseln (2006) im Vergleich zu 302 Lieferantenwechseln für das Jahr 2005.

¹²³ Die gesamte Ausspeisemenge an Letztverbraucher in den Netzbereichen der erfassten FNB und VNB „Gas“ beträgt in 2006 entsprechend der Monitoringabfrage 937,06 TWh. Die Abweichung der Gesamtsumme der einzelnen Kategorien mit einem Summenwert von 922,38 TWh gemäß der o. g. Tabelle zur Gesamtausspeisemenge an Letztverbraucher in Höhe von 937,06 TWh basiert im wesentlichen auf nicht übermittelten Daten für die Ausspeisemengen in den einzelnen Kategorien durch die FNB und VNB „Gas“.

Kategorie	2006 Lieferanten- wechsel VNB „Gas“ in TWh	2006 Lieferanten- wechsel FNB in TWh	2006 Lieferanten- wechsel VNB „Gas“ + FNB in TWh
≤ 300 MWh/Jahr	0,138	0,000	0,138
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	0,395	0,065	0,460
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	2,593	0,719	3,312
> 100.000 MWh/Jahr	3,432	4,199	7,631
Gaskraftwerke	0,202	0,000	0,202
Gesamt	6,760	4,983	11,743

Tabelle 56: Lieferantenwechsel Letztverbraucher in 2006 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage FNB und VNB „Gas“

Die größte Wechselquote mit 3,3 Prozent tritt in der Kategorie „> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ auf, gefolgt von einer Wechselquote von 2,65 Prozent in der Kategorie „> 100.000 MWh/Jahr“. Die Wechselquoten in den Kategorien „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ und „≤ 300 MWh/Jahr“ sind mit 0,41 bzw. 0,04 Prozent auf insgesamt niedrigem Niveau noch deutlich geringer. Mit 0,18 Prozent ist die Wechselrate in der Kategorie „Gaskraftwerke“ ebenfalls außerordentlich niedrig. Das Gesamtvolumen der Lieferantenwechsel von 11,743 TWh bezogen auf die Gesamtausspeisemenge (FNB und VNB „Gas“) von 937,06 TWh führt zu einer durchschnittlichen Wechselquote von 1,25 Prozent.

Tabelle 57 verdeutlicht die Entwicklung der Lieferantenwechsel¹²⁴ im Vergleich zu 2005.

Kategorie	2005 Lieferanten- wechsel in TWh	Anteil an Ausspeise- menge in Kategorie in Prozent	2006 Lieferanten- wechsel in TWh	Anteil an Ausspeise- menge in Kategorie in Prozent
≤ 300 MWh/Jahr	0,026	0,01	0,138	0,04
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	0,141	0,12	0,460	0,41
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	3,141	0,74	3,312	3,30
> 100.000 MWh/Jahr			7,631	2,65
Gaskraftwerke			0,202	0,18
Gesamt	3,308	0,40	11,743	1,25

Tabelle 57: Lieferantenwechsel Letztverbraucher in 2005 und 2006 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage FNB und VNB „Gas“

¹²⁴ Die Definition der Lieferantenwechsel wurde im Monitoring 2007 (Datenbasis 2006) gegenüber dem Monitoring 2006 (Datenbasis 2005) wie folgt erweitert (s. Glossar): „Werden infolge eines Konzessionswechsels auch Lieferverträge mit den Kunden übertragen, ist dieser Vorgang ebenfalls nicht als Lieferantenwechsel anzusehen“.

Insgesamt, wenngleich auf niedrigem Niveau, ist ein leichter Anstieg der Wechselquote¹²⁵ zu beobachten. Diese steigerte sich gemäß der Abfrage FNB und VNB „Gas“ von 0,4 Prozent in 2005 auf nunmehr 1,25 Prozent in 2006.

Abgabemengen Letztverbraucher gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Gas“

Der Fragebogen für die Großhändler und Lieferanten wurde von insgesamt 579 Unternehmen für den Bereich Gas beantwortet. Unter Großhändlern werden gemäß § 3 Nr. 21 EnWG natürliche oder juristische Personen mit Ausnahme von Betreibern von Fernleitungs- sowie Gasverteilernetzen 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 Unternehmen verstanden, dessen Geschäftstätigkeit auf den Vertrieb von Gas gerichtet ist. Die gesamte Gasabgabe an Letztverbraucher der antwortenden Großhändler und Lieferanten beträgt 883,52 TWh in 2006. Dies entspricht einer Marktabdeckung von 85,94 Prozent gemessen am inländischen Erdgasverbrauch von 1.028,08 TWh (3.698.123 TJ) in 2006 gemäß den Angaben des BMWi und BAFA.¹²⁶

Der Absatz der Großhändler und Lieferanten an Letztverbraucher teilt sich dabei in die einzelnen Kundenkategorien wie in Tabelle 58 dargestellt auf. Dabei werden die Werte für das Berichtsjahr 2006 den Werten aus 2005 gegenübergestellt. Bei der Einordnung der Kunden in die jeweiligen Kategorien sollte der Gesamtverbrauch eines Kunden berücksichtigt werden. Sofern zusammengefasste Daten bei den Großhändlern und Lieferanten „Gas“ vorlagen, waren mehrere Lieferstellen eines Kunden („Bündelkunden“) bei der Eingruppierung in die einzelnen Kundenkategorien zusammengefasst zu betrachten. Aufgrund veränderter Kundenkategorien in 2006 gegenüber 2005 ist ein direkter Vergleich nur für Abgabemengen von „≤ 300 MWh/Jahr“, „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ sowie „Gaskraftwerke“ möglich.

Kategorie	2005 Abgabemengen in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent	2006 Abgabemengen in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent
≤ 300 MWh/Jahr	265,79	32,88	291,33	33,20
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	102,41	12,67	101,95	11,62
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	343,06	42,44	92,05	10,49
> 100.000 MWh/Jahr			279,83	31,89
Gaskraftwerke	97,08	12,01	112,38	12,81
Gesamtsumme¹²⁷	808,34	100	877,54	100

Tabelle 58: Summierte Abgabemengen Letztverbraucher in 2005 und 2006 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Gas“

¹²⁵ Die Methodik zur Ermittlung der gesamten Lieferantenwechselquote in 2006 weicht von der in 2005 angewendeten Methodik ab, da in 2006 erstmals neben den einzelnen Kategorien auch die gesamte Menge der Lieferantenwechsel abgefragt und der gesamten Ausspeisemenge gegenübergestellt wurde. In 2005 wurde die Summe der einzelnen Kategorien für die Menge der Lieferantenwechsel der Summe der einzelnen Kategorien für die Ausspeisemengen gegenübergestellt.

¹²⁶ www.bmwi.de.

¹²⁷ Die Abweichung der Gesamtsumme der einzelnen Kategorien 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 „Gas“.

Den größten Anteil am gesamten Absatz der erfassten Großhändler und Lieferanten in 2006 weist damit die Kategorie „≤ 300 MWh/Jahr“ mit 33,20 Prozent auf gefolgt von der ähnlich großen Kategorie „> 100.000 MWh/Jahr“ mit 31,89 Prozent. Die Kategorien „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ (11,62 Prozent), „> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ (10,49 Prozent) sowie „Gaskraftwerke“ (12,81 Prozent) weisen geringere Anteilswerte an der gesamten Abgabemenge an Letztverbraucher auf, sind aber ebenfalls in etwa vergleichbar groß.

Vertragswechsel

Mit der Monitoringabfrage wurden auch die von den Großhändlern und Lieferanten „Gas“ durchgeführten Vertragswechsel erfasst. Hier sollten die Mengen in den einzelnen Kundenkategorie und als Gesamtwert angegeben werden, bei denen die Kunden einen neuen Gasliefervertrag mit dem bestehenden Lieferanten abgeschlossen haben, der günstiger als die Grundversorgung ist oder bei denen günstigere Konditionen für einen bestehenden Gasliefervertrag außerhalb der Grundversorgung vereinbart wurden. Diese Erhebung der Vertragswechsel hat zu dem in der nachstehenden Tabelle 59 dokumentierten Ergebnis geführt. Dabei werden die Vertragswechsellmengen für 2006 den Werten von 2005 gegenübergestellt.¹²⁸ Bei der Einordnung der Kunden in die jeweiligen Kategorien sollte auch hier der Gesamtverbrauch eines Kunden berücksichtigt werden. Sofern zusammengefasste Daten bei den Großhändlern und Lieferanten „Gas“ vorlagen, waren mehrere Lieferstellen eines Kunden („Bündelkunden“) bei der Eingruppierung in die einzelnen Kundenkategorien zusammengefasst zu betrachten. Aufgrund veränderter Kundenkategorien in 2006 gegenüber 2005 ist ein direkter Vergleich nur für Abgabemengen von „≤ 300 MWh/Jahr“, „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ sowie „Gaskraftwerke“ möglich.

Kategorie	2005 Vertragswechsel in TWh	Anteil an Abgabemenge der Kategorie in Prozent	2006 Vertragswechsel in TWh	Anteil an Abgabemenge der Kategorie in Prozent
≤ 300 MWh/Jahr	3,46	1,30	7,59	2,61
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	5,35	5,22	8,11	7,95
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	54	15,74	11,5	12,49
> 100.000 MWh/Jahr			21,09	7,54
Gaskraftwerke	13,48	13,89	10,78	9,59
Gesamt¹²⁹	76,29	9,44	61,85	7,00

Tabelle 59: Vertragswechsel Letztverbraucher in 2005 und 2006 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Gas“

¹²⁸ Die Definition des Vertragswechsels wurde im Monitoring 2007 gegenüber dem Monitoring 2006 entsprechend der neuen Begriffe zur Grundversorgung angepasst (s. Glossar).

¹²⁹ Die Abweichung der Gesamtsumme der einzelnen Kategorien für die Mengen der Vertragswechsel in 2006 mit einem Summenwert von 59,07 TWh gemäß der o.g. Tabelle zur gesamten Menge der Vertragswechsel von Letztverbrauchern in Höhe von 61,85 TWh basiert im Wesentlichen auf nicht übermittelten Daten für die Mengen der Vertragswechsel in den einzelnen Kategorien durch die Großhändler und Lieferanten Gas.

Die von Vertragswechseln¹³⁰ erfasste Gasmenge hat in 2006 gegenüber 2005 um 14,44 TWh von 76,29 TWh auf 61,85 TWh abgenommen. Im Verhältnis zur erfassten Gesamtabgabemenge an Letztverbraucher sank die Vertragswechselquote von 9,44 Prozent auf 7,00 Prozent. Die höchsten Vertragswechselquoten weisen die Kategorien „> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ und „Gaskraftwerke“ mit einem prozentualen Anteil der Vertragswechsel in 2005 von 12,49 bzw. 9,59 Prozent an der gesamten angegebenen Abgabemenge in diesen Kategorien auf. In den Kategorien „> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr“ sowie „> 100.000 MWh/Jahr“ liegen die Wechselquoten bei 7,95 bzw. 7,54 Prozent. Im Sektor „Haushalte und Kleingewerbe“ (≤ 300 MWh/Jahr) liegt die Vertragswechselquote mit 2,61 Prozent deutlich geringer.

Anteile der größten Unternehmen

Die Ermittlung der größten Unternehmen erfolgte auf der Basis der Dominanzmethode.¹³¹ Die Untersuchungen zu den Anteilen der größten Unternehmen hinsichtlich der Gasabgabe an Letztverbraucher beziehen sich auf die Unternehmen, die an der Monitoringabfrage teilgenommen haben. Gemäß der Abfrage der Großhändler und Lieferanten „Gas“ 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 unten aufgeführten Kategorien entsprechend des Verhältnisses des gesamten inländischen Erdgasverbrauches von 1028,08 TWh¹³² in 2006 zur erfassten Gesamtabgabemenge an Letztverbraucher von 877,54 TWh (vgl. Tabelle 58) hochgerechnet und den Vorjahreswerten gegenübergestellt. Die Werte für das Berichtsjahr 2005 wurden aufgrund neuer Daten zu den Beteiligungen und zum Inlandsgasverbrauch gegenüber dem Monitoringbericht 2006 aktualisiert. Dabei wurde für die Auswertungen der Jahre 2005 und 2006 der Stand der Beteiligungsverhältnisse im Jahr 2006 zugrunde gelegt.

Im Ergebnis weisen im Jahr 2006 vier Unternehmen (Vorjahr: ebenfalls vier Unternehmen¹³³) einen Anteil von >5 Prozent an der Gasabgabemenge auf – bezogen auf den gesamten inländischen Erdgasverbrauch 2006 in Höhe von 1.028,08 TWh (Vorjahr: 1042,17 TWh).

In der nachfolgenden Tabelle 60 werden die Anteile der drei größten Unternehmen in den Kategorien Gasabgabe an Letztverbraucher „≤300 MWh/Jahr“, „>300 MWh/Jahr bis ≤10.000 MWh/Jahr“, „>10.000 MWh/Jahr bis ≤100.000 MWh/Jahr“, „>100.000 MWh/Jahr“, „Gaskraftwerke“ sowie bei der Gesamtabgabemenge entsprechend der Abfrage der Großhändler und Lieferanten „Gas“ im Jahr 2006 dargestellt und den Werten des Vorjahres gegenübergestellt. Aufgrund veränderter Kundenkategorien ist ein direkter Vergleich in den Kategorien „>10.000 MWh/Jahr bis ≤100.000 MWh/Jahr“ und „>100.000 MWh/Jahr“ mit den Vorjahreswerten nicht möglich.

¹³⁰ Die Methodik zur Ermittlung der gesamten Vertragswechselquote in 2006 weicht von der in 2005 angewendeten Methodik ab, da in 2006 erstmals neben den einzelnen Kategorien auch die gesamte Menge der Vertragswechsel abgefragt und der gesamten Gasabgabe an Letztverbraucher gegenübergestellt wurde. In 2005 wurde die Summe der einzelnen Kategorien für die Menge der Vertragswechsel der Summe der einzelnen Kategorien für die Abgabemengen gegenübergestellt.

¹³¹ 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.

¹³² Quelle: BMWI / BAFA.

¹³³ Dito.

	2005		2006	
Kategorie	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
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	102,41	132,03	101,95	119,44
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	343,06	442,30	92,05	107,84
> 100.000 MWh/Jahr			279,83	327,83
Gaskraftwerke	97,08	125,16	112,38	131,66
Gesamtsumme	808,34	1042,17	877,54	1028,08
	2005		2006	
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
≤ 300 MWh/Jahr	90,03	26,27	92,43	27,08
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	36,23	27,44	28,20	23,61
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	182,29	41,21	34,40	31,90
> 100.000 MWh/Jahr			163,80	49,96
Gaskraftwerke	51,15	40,87	51,39	39,03
Gesamt¹³⁴	312,56	29,99	317,36	30,87

Tabelle 60: Anteile (Anhaltswerte) der jeweils drei größten Unternehmen 2006 nach Kundenkategorien Letztverbraucher gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Gas“ unter Verwendung der Dominanzmethode

Für die drei größten Unternehmen ergibt sich im Jahr 2006 eine Gasabgabe an Letztverbraucher in Höhe von 317,36 TWh (Vorjahr: 312,56 TWh) bzw. ein Anteil von 30,87 Prozent (Vorjahr 29,99 Prozent) am gesamten inländischen Erdgasverbrauch. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich damit der Marktanteil der drei größten Unternehmen bei der Gesamtgasabgabe an Letztverbraucher um einen knappen Prozentpunkt erhöht. In den Einzelkategorien stellt sich die Situation wie folgt dar: Den geringsten Marktanteil weisen die drei größten Unternehmen in der Kategorie „> 300 MWh/Jahr bis ≤10.000 MWh/Jahr“ mit einem Marktanteil von 23,61 Prozent auf (Vorjahr: 27,44 Prozent). Im Bereich der Gasabgabe an

¹³⁴ Die Abweichung der Summe der einzelnen Kategorien zur Gesamtsumme basiert auf nicht übermittelten Daten für die Abgabemengen in den einzelnen Kategorien durch die antwortenden Unternehmen. Zudem sind die drei größten Unternehmen in den einzelnen Kategorien nicht immer identisch.

Letztverbraucher „≤300 MWh/Jahr“ ist es zu einem leichten Anstieg des Marktanteils der drei größten Unternehmen auf 27,08 Prozent gekommen (Vorjahr: 26,27 Prozent). Im Bereich der Gasabgabe an Letztverbraucher „>10.000 MWh/Jahr bis ≤100.000 MWh/Jahr“ summiert sich der gesamte Marktanteil der drei größten Unternehmen auf 31,90 Prozent. Die Kategorie Gasabgabe an Gaskraftwerke ist gekennzeichnet durch ein leichtes Absinken des prozentualen Anteils der drei größten Unternehmen auf 39,03 Prozent gegenüber dem Vorjahr (40,87 Prozent). Der höchste gemeinsame Marktanteil der drei größten Unternehmen ist in der Kategorie Gasabgabe an Letztverbraucher „>100.000 MWh/Jahr“ mit einem Wert von 49,96 Prozent zu verzeichnen.

Marktbeteiligung neuer/nicht-nationaler Unternehmen

Unter den 579 Unternehmen, die den Fragebogen Großhändler und Lieferanten „Gas“ beantwortet haben, ist ein nicht-nationales Unternehmen, dessen Hauptsitz nach eigenen Angaben außerhalb Deutschlands liegt und das seit der Liberalisierung (29.04.1998) neu auf den Gasmarkt in Deutschland eingetreten ist. Dieses Unternehmen weist keine Absatzmengen an Letztverbraucher auf. Über die genaue Anzahl der nicht-nationalen Unternehmen, die derzeit auf dem Gasmarkt in Deutschland aktiv sind bzw. den Markteintritt versuchen, liegen derzeit keine genauen Angaben vor. Der BNE meldet derzeit sieben ausländische Mitgliedsunternehmen im Bereich Gas-Großhandel. Im Verband „EFET Deutschland – Verband Deutscher Gas- und Stromhändler e.V.“ sind im Bereich Gashandel derzeit neun ausländische Unternehmen organisiert.¹³⁵

Mit der Monitoringabfrage wurden die befragten deutschen Großhändler und Lieferanten „Gas“ auch nach der Beteiligung von nicht-nationalen Unternehmen an ihrem Unternehmen gefragt. Dabei haben 14 Unternehmen angegeben, dass an ihrem Unternehmen ein nicht-nationales Unternehmen direkt beteiligt ist. 35 Unternehmen gaben an, an Ihrem Unternehmen sei ein nicht-nationales Unternehmen indirekt beteiligt.¹³⁶ Vom BNE wurden darüber hinaus drei neue nationale Unternehmen benannt, die als Lieferanten auf dem deutschen Gasmarkt tätig sind und bei denen von einer Unabhängigkeit von inländischen Gasnetzbetreibern ausgegangen werden kann.

4.2.3.2 Entwicklung Gaspreis im Einzelhandelsbereich

Mit der Monitoringabfrage wurden die Großhändler und Lieferanten „Gas“ angefragt, das aktuelle durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau ihres Unternehmens (Preisstand 01.04.2007) in ct/kWh für die aufgeführten Kundenkategorien gemäß Eurostat-Definition mitzuteilen. Die Angaben waren dabei erstmals auf das Netzgebiet zu beziehen, in dem das antwortende Unternehmen die Grundversorgung mit Gas durchführt. Weiterhin war eine geschätzte Aufteilung in Netzkosten (Nettonetzentgelte inkl. Verrechnungsentgelte), Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge (Kosten für Energiebeschaffung zuzüglich Marge und anteiliger Gemeinkosten), Abgaben (Konzessionsabgabe) und Steuern (Erdgassteuer inkl. Nachlässe und Umsatzsteuer) anzugeben. Der Wert für Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge errechnete sich aus der Subtraktion von dem Gesamtpreis minus Netzkosten minus Abgaben minus Steuern.

Bei der Gasbeschaffung am Regio-/City-Gate wurden die Unternehmen aufgefordert, ihre Gasbezugskosten ohne ausgewiesene Netzkosten der vorgelagerten inländischen Netzebenen anzugeben und diese dafür bei den Netzkosten mit zu berücksichtigen. In diesem Fall sollten die Anteile den Netzkosten zugerechnet werden. Es liegen erste Erkenntnisse der Bundesnetzagentur sowie Stellungnahmen der Unternehmen vor, die den Schluss nahe legen, dass dies

¹³⁵ Die Schnittmenge der Mitglieder beider Verbände beträgt für den Bereich Gas insgesamt zwei Unternehmen, so dass von beiden Verbänden insgesamt 14 verschiedene nicht nationale Unternehmen vertreten werden.

¹³⁶ Von einer indirekten Beteiligung wird hier gesprochen, wenn ein nicht nationales an einem nationalen Unternehmen direkt beteiligt ist und dieses nationale Unternehmen wiederum an dem befragten Unternehmen beteiligt ist.

nicht oder nur zu einem Teil erfolgt ist. Dies führt zu einem geringeren Anteil an ausgewiesenen Netzkosten an den Gesamtpreisen und zu einem entsprechend erhöhten Anteil an Gasbezugskosten.¹³⁷ Bis zur konsequenten Umsetzung des Zweivertragsmodells durch alle Marktteilnehmer werden sich daher die Netzkosten wohl nicht eindeutig ermitteln lassen.

Das aktuelle Einzelhandelspreisniveau war für die Eurostat-Kundenkategorien I4-1, I1 und D3 aufzuführen, die in Kapitel 4.1.7.1 näher erläutert werden.

In den Tabellen 61 bis 64 werden die Ergebnisse der Erhebung des aktuellen durchschnittlichen Einzelhandelspreisniveaus für die drei Eurostat-Kundenkategorien I4-1, I1 und D3 aufgeführt. Dabei werden die Werte aus dem Monitoring 2006 für den Preisstand 01.04.2006 jeweils in Klammern aufgeführt.¹³⁸ Der arithmetische Mittelwert ist der Mittelwert der eingegangenen 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 01.04.2007 der Mittelwert unter Berücksichtigung der Abgabemenge an Letztverbraucher des jeweiligen Unternehmens in der dazugehörigen Kundenkategorie in 2006 gemäß der Einteilung in Tabelle 58 berechnet. Dabei wurde der Abnahmefall I4-1 den Kategorien „> 100.000 MWh/Jahr“ sowie „Gaskraftwerke“ und die Abnahmefälle I1 und D3 der Kategorie „≤ 300 MWh/Jahr“ zugeordnet. Die in den Tabellen 61 bis 64 auftretenden Differenzen zwischen der Summe der einzelnen Preisbestandteile und den angegebenen Gesamtpreisen basieren auf den Unternehmensangaben, bei denen die angegebenen Gesamtpreise teilweise nicht mit der Summe der Einzelwerte übereinstimmen.

In der Kategorie I4-1 (Industriekunden) hat die Auswertung der Antworten von 128 Unternehmen (arithmetischer Mittelwert) bzw. 81 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) zu dem in der nachstehenden Tabelle dargestellten Ergebnis geführt.¹³⁹

¹³⁷ Näheres zu den Netzkosten siehe auch in Kapitel 4.1.4.1.

¹³⁸ Die Werte in Tabelle 63 (D3, Allgemeine Preise / Allgemeiner Tarif) wurden zum ersten Mal erhoben. Daher unterbleibt in diesem Jahr die Angabe von vorjährigen Vergleichswerten.

¹³⁹ 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 Prozent	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Netzkosten (Nettonetzentgelte inkl. Verrechnungsentgelte)	0,22 (0,30)	4,81 (6,52)	0,17 (0,30)	3,90 (7,00)
Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge (Kosten für Energiebeschaffung zuzüglich Marge und anteiliger Gemeinkosten)	3,11 (3,20)	68,88 (69,57)	2,91 (2,96)	68,83 (69,09)
Abgaben¹⁴⁰ (Konzessionsabgabe)	- (0,03)	0 (0,65)	- (0,004)	0 (0,09)
Steuern (Erdgassteuer inkl. Nachlässe und Umsatzsteuer)	1,19 (1,07)	26,31 (23,26)	1,15 (1,02)	27,26 (23,81)
Gesamtpreis¹⁴¹	4,52 (4,55)	100	4,23 (4,28)	100

Tabelle 61: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (Preisstand 01.04.2007) für Eurostat-Kundenkategorie I4-1 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Gas“ (Angaben mit Stand 01.04.2006 in Klammern)

Auf Basis der ausgewerteten Daten liegt das durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau bei 4,52 ct/kWh (arithmetischer Mittelwert) bzw. 4,23 ct/kWh (mengengewichteter Mittelwert) für Industriekunden (Kategorie I4-1). Gegenüber dem 01.04.2006 ist damit der arithmetische Mittelwert konstant geblieben, wenn die Konzessionsabgaben herausgerechnet werden. Der mengengewichtete Mittelwert ist leicht um 0,05 ct/kWh bzw. 1,17 Prozent gesunken.

Der Preisbestandteil „Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge“ weist mit 68,88 bzw. 68,83 Prozent den weitaus größten prozentualen Anteil an dem Gesamtwert auf. Die Netzkosten liegen bei 4,81 bzw. 3,90 Prozent des Gesamtpreises. Es liegen Hinweise vor, dass ein Teil der Netzkosten noch in den Gasbezugskosten enthalten ist und nicht separat ausgewiesen wird. Näheres zu den Netzkosten siehe in Kapitel 4.1.7.1. Dennoch ist festzustellen, dass der Anteil der Netzkosten rückläufig ist.¹⁴² Danach hat sich die Regulierung der Netzentgelte für den Abnahmefall I4-1 preisstabilisierend ausgewirkt. In der Kategorie I1 (Gewerbliche Kunden) hat die Auswertung der Antworten von 390 Unternehmen (arithmetischer Mittelwert) bzw. 390 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) zu dem in der nachstehenden Tabelle dargestellten Ergebnis geführt.

¹⁴⁰ Lieferungen in dieser Abnahmekategorie sind nicht konzessionsabgabepflichtig (§ 2 Abs. 5 KAV). Für die diesjährige Abfrage wurde daher das Feld für Eingaben gesperrt, im Gegensatz zur Abfrage in 2006, bei der einige Unternehmen hier Angaben gemacht hatten.

¹⁴¹ 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.

¹⁴² Bis zu einem eindeutigen Ausweis der absoluten Höhe der Netzkosten nach erhobenen Preisen, die nach dem Zweivertragsmodell gebildet werden, wird von einer quantitativen Bestimmung des Rückgangs der Netzkosten abgesehen. Es kann aber festgestellt werden, dass die ausgewiesenen Netzkostenanteile in allen Abnahmefällen rückläufig sind.

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Netzkosten (Nettonetzentgelte inkl. Verrechnungsentgelte)	0,98 (1,07)	16,72 (18,67)	0,93 (1,03)	16,25 (18,36)
Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge (Kosten für Energiebeschaffung zuzüglich Marge und anteiliger Gemeinkosten)	3,37 (3,33)	57,51 (58,12)	3,34 (3,27)	58,29 (58,29)
Abgaben (Konzessionsabgabe)	0,09 (0,10)	1,54 (1,75)	0,06 (0,07)	0,98 (1,25)
Steuern (Erdgassteuer inkl. Nachlässe und Umsatzsteuer)	1,42 (1,23)	24,23 (21,47)	1,40 (1,24)	24,49 (22,10)
Gesamtpreis¹⁴³	5,88 (5,69)	100	5,74 (5,67)	100

Tabelle 62: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau mit Stand 01.04.2007 für Eurostat-Kundenkategorie I1 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Gas“ (Angaben mit Stand 01.04.2006 in Klammern)

Das durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau beträgt zum 01.04.2007 in der Kategorie I1 5,88 ct/kWh (arithmetischer Mittelwert) bzw. 5,74 ct/kWh (mengengewichteter Mittelwert). Gegenüber dem 01.04.2006 ist damit der Gesamtpreis im arithmetischen Mittel um 3,34 Prozent und im mengengewichteten Mittel um 1,23 Prozent gestiegen.

Die „Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge“ verursachen für diesen Abnahmefall mit 57,51 bzw. 58,29 Prozent den größten Gesamtpreisbestandteil. Steuern bilden mit 24,23 bzw. 24,49 Prozent den zweitgrößten Anteil am Gesamtwert. Der Anteil der Netzkosten am Gesamtpreis beträgt 16,72 bzw. 16,25 Prozent. Es ist festzustellen, dass der Rückgang der Netzkosten¹⁴⁴ durch höhere Gasbezugskosten sowie einen Anstieg des Steueranteils überkompensiert wird. Danach hat die Regulierung der Netzentgelte für den Abnahmefall I1 den Preisanstieg gedämpft.

Bei der Kategorie D3 (Haushaltskunden) wurde im Monitoring 2007 erstmals zwischen Kunden, die zu Allgemeinen Preisen (Allgemeinen Tarifen) beliefert werden und Kunden, die außerhalb der Grundversorgung beliefert werden, unterschieden.¹⁴⁵ Die Auswertung der Antworten zu den Fragebögen an Großhändler und Lieferanten für die Belieferung mit Allgemeinen Preisen (Allgemeinen Tarifen) zu dem in der folgenden Tabelle 63 dargestellten Ergebnis geführt. Die Auswertung basiert dabei auf den Angaben von 348 (arithmetischer Mittelwert) bzw. 345 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert).

¹⁴³ 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

¹⁴⁴ Zu der absoluten Höhe der Netzkosten vergleiche die Anmerkungen bei der Kundenkategorie I4-1.

¹⁴⁵ Aus diesem Grund können für die Belieferung zu Allgemeinen Preisen (Allgemeiner Tarif) keine Vergleichswerte zum Stichtag 01.04.2006 angegeben werden.

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Netzkosten (Nettonetzentgelte inkl. Verrechnungsentgelte)	1,26	19,08	1,20	18,23
Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge (Kosten für Energiebeschaffung zuzüglich Marge und anteiliger Gemeinkosten)	3,56	53,90	3,58	54,61
Abgaben (Konzessionsabgabe)	0,24	3,70	0,24	3,68
Steuern (Erdgassteuer inkl. Nachlässe und Umsatzsteuer)	1,54	23,32	1,54	23,49
Gesamtpreis¹⁴⁶	6,61	100	6,57	100

Tabelle 63: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau mit Stand 01.04.2007 für Eurostat-Kundenkategorie D3 (Allgemeine Preise / Allgemeiner Tarif) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Gas“

Das durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau liegt für den Abnahmefall D3 (Allgemeine Preise /Allgemeiner Tarif) bei 6,61 ct/kWh (arithmetischer Mittelwert) bzw. 6,57 ct/kWh (mengengewichteter Mittelwert). Die Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge weisen mit 53,90 bzw. 54,61 Prozent den größten Anteil am Gesamtwert auf. Die beiden weiteren größeren Preisbestandteile sind Steuern mit 23,32 bzw. 23,49 Prozent sowie die Netzkosten mit 19,08 bzw. 18,23 Prozent.¹⁴⁷

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 64 aufgeführten Ergebnis. Für diese Auswertung wurden die Antworten von 412 (arithmetischer Mittelwert) bzw. 407 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) einbezogen.

¹⁴⁶ 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

¹⁴⁷ Zu der absoluten Höhe der Netzkosten vergleiche die Anmerkungen bei der Kundenkategorie I4-1.

	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Netzkosten (Nettonetzentgelte inkl. Verrechnungsentgelte)	1,27 (1,37)	20,00 (22,03)	1,19 (1,35)	19,10 (22,09)
Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge (Kosten für Energiebeschaffung zuzüglich Marge und anteiliger Gemeinkosten)	3,48 (3,40)	54,80 (54,66)	3,49 (3,34)	55,87 (54,66)
Abgaben (Konzessionsabgabe)	0,10 (0,14)	1,57 (2,25)	0,07 (0,10)	1,14 (1,64)
Steuern (Erdgassteuer inkl. Nachlässe und Umsatzsteuer)	1,50 (1,31)	23,62 (21,06)	1,49 (1,32)	23,90 (21,60)
Gesamtpreis	6,35 (6,17)	100	6,25 (6,14)	100

Tabelle 64: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau mit Stand 01.04.2007 für Eurostat-Kundenkategorie D3 (außerhalb Grundversorgung) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas (Angaben mit Stand 01.04.2006 in Klammern)¹⁴⁸

Das durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau beträgt zum 01.04.2007 in der Kategorie D3 (außerhalb Grundversorgung) 6,35 ct/kWh (arithmetischer Mittelwert) bzw. 6,25 ct/kWh (mengengewichteter Mittelwert). Gegenüber dem 01.04.2006 ist damit der Gesamtpreis im arithmetischen Mittel um 2,92 Prozent und im mengengewichteten Mittel um 1,79 Prozent gestiegen.

Die „Gasbezugskosten plus Versorgungsmarge“ verursachen für diesen Abnahmefall mit 54,80 bzw. 55,87 Prozent den größten Gesamtpreisbestandteil. Steuern bilden mit 23,62 bzw. 23,90 Prozent den zweitgrößten Anteil am Gesamtwert. Der Anteil der Netzkosten am Gesamtpreis beträgt 20,00 bzw. 19,10 Prozent. Es ist festzustellen, dass der Rückgang der Netzkosten¹⁴⁹ durch höhere Gasbezugskosten sowie einen Anstieg des Steueranteils überkompensiert wird. Danach hat die Regulierung der Netzentgelte für den Abnahmefall D3 den Preisanstieg gedämpft.

4.2.3.3 Einflussfaktoren Gaspreis

Die nicht individuell abgeschlossenen standardisierten Gastarife für Privat- und Kleingewerbekunden beinhalten keine Anbindung an den Ölpreis, jedoch Preis Anpassungsklauseln für den Arbeitspreis, die durch entsprechende Gastariferhöhungen 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. Die Gastarife der örtlichen Versorgungsunternehmen,

¹⁴⁸ Zum Preisstand 01.04.2006 wurde für den Abnahmefall D3 nicht zwischen einer Belieferung zu Allgemeinen Preisen (Allgemeinen Tarifen) und zu Konditionen außerhalb der Grundversorgung unterschieden. Strukturell am ehesten, wenn auch nicht exakt vergleichbar mit den gemeldeten Preisen von 2006 erscheint jedoch die Kategorie D3 (außerhalb Grundversorgung).

¹⁴⁹ Zu der absoluten Höhe der Netzkosten vergleiche die Anmerkungen bei der Kundenkategorie I4-1.

die – anders als noch im Berichtszeitraum die allgemeinen Stromtarife¹⁵⁰ – keiner Preisgenehmigung unterliegen, decken neben der Marge die Gasbeschaffungskosten, die Netz- und Vertriebskosten und staatliche Abgaben (Mehrwertsteuer, Energiesteuer und Konzessionsabgaben) ab.

Die Entwicklung der Preise (Index der Erzeugerpreise) für Erdgas (Verteilung) ist in der Fachserie 17 Reihe 2 des Statistischen Bundesamtes veröffentlicht.

¹⁵⁰ Diese auf § 12 der Bundestarifordnung Elektrizität beruhende Genehmigung der allgemeinen Stromtarife läuft mit Ablauf des 30.6.2007 aus, da die Vorschrift zum 1.7.2007 außer Kraft tritt, vgl. Art. 5 Abs. 3 des Zweiten Gesetzes zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts vom 7.7.2005, BGBl. I, S. 1970, 2018.

5 Versorgungssicherheit

5.1 Versorgungssicherheit Elektrizität

5.1.1 Bereitstellung von notwendigen Informationen

Sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit in einer Regelzone gefährdet oder gestört ist, sind die Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 13 Abs. 1 EnWG berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung durch netz- und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Für den Fall, dass diese durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG nicht oder nicht rechtzeitig beseitigt werden können, sind die Übertragungsnetzbetreiber weiterhin berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen, -transite und -abnahmen in ihren Regelzonen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes anzupassen oder die Anpassung zu verlangen. Gemäß § 13 Abs. 5 EnWG ist die Regulierungsbehörde über erfolgte Anpassungen zu informieren. Außerdem sind auf Verlangen der Bundesnetzagentur die vorgetragene Gründe durch die ÜNB zu belegen.

Im Rahmen der Versorgungsstörungen in der Nacht vom 04.11.2006 auf den 05.11.2006 sowie im Zusammenhang mit dem Sturmtief „Kyrill“ im Januar 2007 sind die ÜNB ihren Informationspflichten nach § 13 Abs. 5 EnWG nachgekommen. Zur Aus- und Bewertung der europaweiten Großstörung vom 04.11.2006 hat die Bundesnetzagentur vertiefende Informationen von den Unternehmen angefordert. Zur Analyse der Versorgungsstörungen wird auf das gleichnamige Kapitel 5.1.3 verwiesen.

5.1.2 Beschreibung der mittelfristigen Angebots-/Nachfragelage

Aktueller Erzeugungsmix und voraussichtliche Entwicklungen

Die folgende Tabelle stellt nach Angaben des VDEW die Zusammensetzung der Netto-Stromerzeugung der „Allgemeinen Versorgung“ 2006 in Deutschland nach Energieträgern dar. Dabei wird unterschieden nach der Netto-Stromerzeugung der „Allgemeinen Versorgung“ und der gesamten Stromwirtschaft. Die Netto-Stromerzeugung der „Allgemeinen Versorgung“ lag in 2006 bei 504,2 TWh, private EEG-Anlagen speisten 45,1 TWh ein. Die Industrie erzeugte netto 46,8 TWh.

Energie-träger	2006 Netto-Stromerzeugung „Allg. Versorgung“ in TWh	%	2006 Netto-Stromerzeugung gesamt in TWh	%
Kernenergie	158,7	31,5	158,7	26,6
Braunkohle	137,3	27,2	139,7	23,4
Steinkohle	114,3	22,7	124,8	20,9
Mineralöl-produkte	3,5	0,7	9,6	1,6
Erdgas	54,3	10,8	70,8	11,9
Wasser	23,7	4,7	27,5	4,6
Wind	0,4	0,1	30,5	5,1
sonstige regenerative Energien	5,2	1,0	19,6	3,3
Übrige	6,8	1,3	14,9	2,5
Insgesamt	504,2	100,0	596,1	100,0

Tabelle 65: Netto-Stromerzeugung der „Allgemeinen Versorgung“ und der gesamten Stromwirtschaft 2006 (vorläufig)

Damit stieg die Netto-Stromerzeugung der „Allgemeinen Versorgung“ um 6,4 TWh auf 504,2 TWh (497,8 TWh in 2005). Entsprechend der Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2006 lag die gesamte inländische Kraftwerksleistung bei 124,3 GW. Die gesamte inländische Kraftwerksleistung stieg von 119,4 GW zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2005 um 4,9 GW auf 124,3 GW zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2006. Die Jahreshöchstlast 2006 trat am Montag, den 11. Dezember um 17.30 Uhr auf und war mit 77,8 GW um 1,4 Prozent bzw. 1,1 GW höher als die Jahreshöchstlast 2005 in Höhe von 76,7 GW vom 15. Dezember um 17.45 Uhr. Die nach VDN- und UCTE-Leistungsbilanzsystematik zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2006 verfügbare Kraftwerksleistung betrug 86,2 GW.¹⁵¹ In den kommenden drei Jahren rechnen VDEW/VDN mit einem Lastzuwachs von 0,5 Prozent pro Jahr.

Die nachstehende Tabelle 66 beinhaltet gemäß Erhebungen des VDEW eine nach Energieträgern aufgeteilte Darstellung der in 2006 gesamten installierten Netto-Engpassleistung. Dabei wird zwischen der „Allgemeinen Versorgung“ und der gesamten Elektrizitätswirtschaft unterschieden. Demnach lag in 2006 die Netto-Engpassleistung der „Allgemeinen Versorgung“ bei 102,6 GW und der gesamten Elektrizitätswirtschaft bei 139,5 GW. In 2005 lagen diese Werte gemäß VDEW-Angaben bei 101,8 GW für die „Allgemeine Versorgung“ und 134,4 GW für die gesamte Elektrizitätswirtschaft. Bei der gesamten Elektrizitätswirtschaft werden zu den Kapazitäten der „Allgemeinen Versorgung“ die privaten Einspeiser (Windparks, Biomasseanlagen, Photovoltaikanlagen etc.) und Industriekraftwerke hinzugerechnet. In 2006 entfallen gemäß vorläufigen VDEW-Angaben ca. 26,4 GW auf Private sowie ca. 10,6 GW auf Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe.

¹⁵¹ Vgl. VDN: VDN Jahresbericht 2006, 2007, S. 43; VDN: Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2005, 2006, S. 3.

Die Differenz der vom VDEW angegebenen Werte zur Netto-Engpassleistung der gesamten Elektrizitätswirtschaft zu der gesamten inländischen Kraftwerksleistung gemäß den Erhebungen des VDN liegt in den Unterschieden bei der Ermittlung der Leistungswerte begründet. So wurden bei der Leistungsermittlung des VDN für Industriekraftwerke nur vertraglich gesicherte Leistungen eingerechnet sowie bei EEG-Anlagen nur ein bestimmter Prozentsatz der Leistung.

Kapazitäten	2006	
	„Allgemeine Versorgung“ [in MW]	Gesamte Elektrizitätswirtschaft [in MW]
Netto-Engpassleistung	102.572	139.539
davon:		
Kernenergie	20.430	20.430
Braunkohle	19.780	20.300
Steinkohle	25.305	27.805
Erdgas	17.055	21.255
Öl	6.000	6.680
Pumpspeicher	5.710	5.710
Lauf- und Speicherwasser	4.215	4.680
Wind	220	20.622
Biomasse*	227	3.327
Photovoltaik	10	2.510
Sonstige regenerative Energien	0	0
Übrige	3.620	6.220

* einschl. Klär-, Deponie- und Biogas, Quelle: VDEW

Tabelle 66: Netto-Engpassleistung in Deutschland 2006 in MW (vorläufig)

Die Monitoringabfrage 2007 richtet sich an Erzeuger der „Allgemeinen Versorgung“ und betraf Kraftwerke mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens 20 MW. Aufgrund der nicht möglichen eindeutigen Abgrenzung zwischen „Allgemeiner Versorgung“ und „Industrieller Erzeugung“ sind in den Angaben auch in geringem Umfang Kraftwerke enthalten, die eher der industriellen Erzeugung zuzurechnen sind.

Die gesamte Netto-Stromerzeugung (inkl. Kraftwerke mit einer Netto-Engpassleistung < 20 MW) der im Rahmen des Monitoring 2007 erfassten 99 Erzeuger der „Allgemeinen Versorgung“ lag im Berichtsjahr 2006 bei insgesamt 489,5 TWh. Dies entspricht einem Anteil von 97,1 Prozent der gesamten Netto-Stromerzeugung der Kraftwerke der „Allgemeinen Versorgung“ in Höhe von 504,2 TWh in 2006 gemäß vorläufiger Angaben des VDEW. Zum Vergleich haben insgesamt 84 Erzeuger mit einer Netto-Stromerzeugung in Summe von 475,0 TWh für das Berichtsjahr 2005 teilgenommen.

Die gesamte Netto-Engpassleistung (inkl. Kraftwerke mit einer Netto-Engpassleistung < 20 MW) der am Monitoring 2007 teilgenommenen Erzeuger betrug 95,7 GW am 31.12.2006. Dies entspricht einem Anteil von 93,3 Prozent der gesamten Netto-Engpassleistung der „Allgemeinen Versorgung“ von 102,6 GW im Jahre 2006 gemäß VDEW-Angaben.

Mit der Monitoringabfrage wurden die Erzeuger nach bevorstehenden Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten (Tabelle 67) für Kraftwerke der „Allgemeinen Versorgung“ mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens 20 MW (inkl. teilweiser Anlagenerweiterungen) gefragt. Dabei sind von den Unternehmen Angaben zu geplanten Investitionen für den Zeitraum 2007 bis 2016 vorgenommen worden. Bei den geplanten Investitionen wurde zudem erfasst, ob die Investition bereits unternehmensintern bzw. -extern genehmigt oder der Bau bereits begonnen wurde. Allerdings wurde hier nicht zwischen Ersatzinvestitionen und zusätzlicher Nettokapazität unterschieden. Hierzu hat die Rückmeldung von 99 Erzeugungsunternehmen das in der Tabelle 67 aufgeführte Ergebnis geliefert. Tabelle 67 zeigt zunächst die geplanten Erweiterungen bzw. Neubauten der Netto-Engpassleistung in MW für den Zeitraum 2007 bis 2009 in Summe. Weiterhin werden für den Zeitraum 2007 bis 2016 die Investitionsprojekte nach Energieträger aufgeschlüsselt und abschließend in Summe dargestellt.

Im Zeitraum 2007 bis 2009 liegt der Anteil der insgesamt geplanten Investitionen mit einer Netto-Engpassleistung von etwa 3,5 GW bei 3,4 Prozent der gesamten Netto-Engpassleistung der „Allgemeinen Versorgung“ von 102,6 GW im Jahre 2006. Bei insgesamt geplanten Investitionen von 27,3 GW für den Zeitraum 2007 bis 2016 beträgt dieser Anteil 26,6 Prozent. Allerdings liegen z.Zt. unternehmensinterne Genehmigungen für nur 7,7 GW und unternehmensexterne (behördliche) Genehmigungen für nur 5,8 GW vor. Zu den aufgeführten Investitionen sind noch weitere 2,0 GW für Investitionen in Erzeugungskapazitäten hinzuzurechnen, die von den Unternehmen in 2006 beauftragt und bis zum 31.12.2006 noch nicht fertig gestellt worden sind (vgl. Tabelle 69). Diese Investitionsprojekte in Höhe von 2,0 GW (von insgesamt 8,6 GW) wurden von den antwortenden Unternehmen bei der Frage nach den bevorstehenden Investitionen nicht nochmals aufgeführt.

Nach Unternehmensangaben befinden sich zu einem geringen Teil Kraftwerksprojekte ohne erfolgte unternehmensexterne Genehmigung bereits im Bau. Für den Zeitraum 2007 bis 2009 befinden sich 2,3 GW der geplanten Investitionen in Höhe von 3,5 GW tatsächlich im Bau. Im Vergleich zum Monitoring 2006 ist die Zahl der insgesamt geplanten Investitionsprojekte um 4,1 GW auf 27,3 GW (23,2 GW in 2006) gestiegen. Ebenso ist die Gesamtsumme der tatsächlich im Bau befindlichen Projekte um 1,2 GW auf 5,1 GW (3,9 GW in 2006) angewachsen.

Zeitraum	Eingesetzter Energieträger	Geplante Investitionen in MW	Unternehmens-intern genehmigte Investitionen in MW	Unternehmens-extern genehmigte Investitionen in MW	Tatsächlich im Bau befindliche Projekte in MW
2007-2009	Summe aller Energieträger	3.472	2.410	2.194	2.277
2007-2016	Kernenergie	0	0	0	0
	Braunkohle	3.372	2.770	2.740	2.740
	Steinkohle	17.138	2.394	837	0
	Erdgas	4.480	2.073	2.065	2.008
	Mineralölprodukte	60	0	0	0
	Pumpspeicher	70	70	0	70
	Lauf- und Speicherwasser	138	138	38	100
	Windenergie	1.260	0	0	0
	Biomasse (einschl. Klär-, Deponie- und Biogas)	38	38	0	0
	Solare Strahlungsenergie	0	0	0	0
	Sonstige Erneuerbare Energien	16	16	16	16
	Sonstige	183	183	113	183
	Energieträger noch nicht bestimmt	580	0	0	0
2007-2016	Summe aller Energieträger	27.335	7.682	5.809	5.117

Tabelle 67: Übersicht Netto-Engpassleistungen der bevorstehenden Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten für Kraftwerke der „Allgemeinen Versorgung“ mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens 20 MW (inkl. teilweiser Anlagenerweiterungen)

Neben den geplanten Investitionen wurden die Erzeuger befragt, ob ein **Rückbau von Stromerzeugungskapazitäten** für Kraftwerke der „Allgemeinen Versorgung“ mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens 20 MW (inkl. teilweiser Anlagenstilllegungen) bevorsteht bzw. ob Kraftwerke vom Netz genommen werden sollen. In der nachstehenden Tabelle 68 wird der geplante Rückbau bzw. die Herausnahme von Erzeugungskapazitäten für den Zeitraum 2007 bis 2009 sowie nach Energieträgern aufgegliedert und in Summe für den Zeitraum 2007 bis 2020 dargestellt. Die Kernenergie wurde in der Tabelle 68 nicht berücksichtigt, da im Zuge des Monitoring bei den Angaben zum Rückbau von Kernkraftwerken aufgrund der noch nicht verbindlich feststehenden Stilllegungszeitpunkte nur ein Teil der deutschen Kernkraftwerke von den Unternehmen gemeldet wurde.

Die derzeitige Netto-Engpassleistung der Kraftwerke in MW entspricht dabei für jedes gemeldete Kraftwerk dem geplanten Abbau von Netto-Engpassleistung. Für den Zeitraum 2007 bis 2009 ist damit (ohne Berücksichtigung der Kernenergie) kein Rückbau von Erzeugungskapazitäten geplant. Für den Gesamtzeitraum 2007 bis 2020 liegt der Gesamtwert für den Rückbau bzw. die Herausnahme von Stromerzeugungskapazitäten bei einer Netto-Engpassleistung von 2,4 GW.

Zeitraum	Eingesetzter Energieträger	Derzeitige Netto-Engpassleistung in MW	Geplanter Abbau von Netto-Engpassleistung in MW
2007-2009	Summe aller Energieträger ohne Kernenergie	0	0
2007-2020	Braunkohle	164	164
	Steinkohle	1.571	1.571
	Erdgas	558	558
	Mineralölprodukte	0	0
	Pumpspeicher	0	0
	Lauf- und Speicherwasser	0	0
	Windenergie	0	0
	Biomasse (einschl. Klär-, Deponie- und Biogas)	0	0
	Solare Strahlungsenergie	0	0
	Sonstige Erneuerbare Energien	0	0
Sonstige	110	110	
2007-2020	Summe aller Energieträger ohne Kernenergie	2.403	2.403

Tabelle 68: Übersicht Netto-Engpassleistungen für den bevorstehenden Rückbau von Stromerzeugungskapazitäten ohne Kernenergie für Kraftwerke der „Allgemeinen Versorgung“ mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens 20 MW (inkl. teilweiser Anlagenstilllegungen)

Darüber hinaus wurden von den Erzeugern auch Angaben zu den in 2006 tatsächlich in Auftrag gegebenen **Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten** für Kraftwerke der „Allgemeinen Versorgung“ mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens 20 MW (inkl. teilweiser Anlagen-erweiterungen/-stilllegungen) abgefragt. Weiterhin wurde ermittelt, ob Kraftwerke im Jahre 2006 fertiggestellt und **an das Netz gegangen sind oder stillgelegt** und somit vom Netz genommen wurden. In der folgenden Tabelle 69 sind die entsprechenden Ergebnisse mit der jeweiligen Summe der Netto-Engpassleistung in MW dargestellt, wobei nach den eingesetzten Energieträgern unterschieden wird. Zusätzlich ist in Tabelle 69 aufgeführt, welchen Anteil die Kraft-Wärme-Kopplung an der Gesamtsumme der Netto-Engpassleistung in der jeweiligen Kategorie aufweist.

Eingesetzter Energieträger	Investitionen in 2006 beauftragt in MW	Kraftwerke in 2006 fertig gestellt und an das Netz gegangen in MW	Kraftwerke in 2006 stillgelegt und vom Netz genommen in MW
Kernenergie	0	0	0
Braunkohle	2.742	2	0
Steinkohle	2.657	13	170
Erdgas	2.981	783	0
Mineralölprodukte	0	18	95
Pumpspeicher	70	0	60
Lauf- und Speicherwasser	0	0	0
Windenergie	0	22	0
Biomasse (einschl. Klär-, Deponie- und Biogas)	0	18	0
Solare Strahlungsenergie	0	0	0
Sonstige Erneuerbare Energien	16	0	0
Sonstige	90	29	0
Summe aller Energieträger	8.556	885	325
Kraft-Wärme-Kopplung (von Gesamtsumme)	2.794	41	265

Tabelle 69: Übersicht Netto-Engpassleistungen der Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten sowie der stillgelegten und vom Netz genommenen Kraftwerksleistungen in 2006 für Kraftwerke der „Allgemeinen Versorgung“ mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens 20 MW (inkl. teilweiser Anlagenerweiterungen/-stilllegungen)

Von den in 2006 beauftragten Investitionen in Höhe von insgesamt 8.556 MW wurden in 2006 bereits 786 MW fertiggestellt. Dieser Wert von 786 MW ist in den oben aufgeführten Daten sowohl bei den beauftragten Investitionen als auch bei den fertiggestellten und an das Netz gegangenen Kraftwerken enthalten.

Gegenüber dem Berichtsjahr 2005 stieg die Summe der beauftragten Investitionen von 4,5 GW (2005) auf 8,6 GW an. Der Anstieg der installierten Netto-Engpassleistung verringerte sich von 1,7 GW in 2005 auf 0,56 GW (885 MW minus 325 MW) im Jahre 2006. Nach vorläufigen Angaben des VDEW stieg die Netto-Engpassleistung der „Allgemeinen Versorgung“ in Deutschland insgesamt um 0,8 GW von 101,8 GW (2005) auf 102,6 GW im Berichtsjahr 2006. Die Bundesnetzagentur steht insbesondere mit den ÜNB und potentiellen Kraftwerksinvestoren in engem Kontakt, um den raschen und diskriminierungsfreien Anschluss neuer Kapazitäten zu gewährleisten.

Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2006 ergaben sich nach Erhebungen des VDN 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. 57 Prozent
- Erneuerbare Energieträger: ca. 20 Prozent
(ohne Wasser)

Im Rahmen der Erhebungen für die Leistungsbilanz-Vorschau 2007 bis 2020 wurden folgende Werte ermittelt:

	2008	2010	2015
Wasserkraft	7 %	7 %	7 %
Kernkraft	16 %	13 %	8 %
Konventionelle Wärmekraft	54 %	53 %	53 %
Erneuerbare Energieträger (ohne Wasser)	23 %	27 %	32 %

Tabelle 70: Leistungsbilanz-Vorschau bis 2015

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

5.1.3 Versorgungsstörungen

Nach § 52 EnWG sind Netzbetreiber verpflichtet, der Bundesnetzagentur bis zum 30. Juni eines Jahres über alle in ihrem Netz aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen des letzten Kalenderjahres einen Bericht vorzulegen. Die Bundesnetzagentur hat zu diesem Zweck im März 2006 konkretisierende Vorgaben zu Inhalt und Form der zu meldenden Daten veröffentlicht. Die für 2005 zu meldenden Daten beziehen sich auf den Zeitraum vom Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes (13.07.2005) bis zum 31.12.2005. Daraus ist bereits ersichtlich, dass keine Daten für das vollständige Kalenderjahr 2005 zur Verfügung stehen. Einen weiteren Unsicherheitsfaktor bilden die mit einer erstmaligen Erfassung noch einhergehenden Inkonsistenzen und Unplausibilitäten der Daten. Die Datenbasis für das Jahr 2005 ist damit wenig belastbar und nicht aussagekräftig. Für die Datenerfassung 2006 werden erstmals plausible und hinreichend konsistente Werte erwartet, die eine stichhaltige Auswertung und Bildung von Kenngrößen zur Versorgungszuverlässigkeit zulassen. Eine abschließende Auswertung liegt zurzeit noch nicht vor.

Die Netzbetreiber haben die Pflicht Großstörungen nach § 13 Abs. 6 EnWG (Versorgungsstörungen für lebenswichtigen Bedarf) unverzüglich bei der Bundesnetzagentur anzuzeigen. Im Jahr 2006 betraf dies den europaweiten Stromausfall am 04.11.2006. Ursprung des Stromausfalls war eine planmäßige Abschaltung der Höchstspannungsleitung Conneforde-Diele über der Ems im Netzgebiet der E.ON Netz GmbH aufgrund einer Schiffsüberführung. Diese

geplante Abschaltung führte jedoch zu einer Überlastung der Kuppelleitung Landesbergen-Wehrendorf. In Folge kam es zu einer kaskadenartigen Auftrennung quer durch das Netzgebiet der E.ON Netz GmbH. Es entstanden europaweit drei Teilnetze. Der nordöstliche Teil war durch Überfrequenz gekennzeichnet, im westlichen und südöstlichen Teil herrschte Unterfrequenz. Insgesamt waren ca. eine Million Menschen von diesem Stromausfall betroffen.

Die Bundesnetzagentur begann ihre Untersuchungen unmittelbar nach dem Stromausfall. Es wurden Berichte und Stellungnahmen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber eingefordert und analysiert, Vorort-Informationen in den Netzleitstellen Lehrte und Brauweiler wurden durchgeführt, sowie die Berichte von der UCTE und ERGEG mit in die Untersuchungen der Bundesnetzagentur einbezogen. Ergebnis der Untersuchung der Bundesnetzagentur war die Feststellung einer Verletzung der (n-1)-Sicherheit durch Abschaltung der Leitung Conneforde-Diele im Verantwortungsbereich der Netzleitstelle der E.ON Netz GmbH. Weitere Defizite wurden in der Kommunikation und im Datenaustausch der Netzbetreiber erkannt. Die Empfehlungen der Bundesnetzagentur beziehen sich auf eine zyklische automatisierte Überprüfung der (n-1)-Sicherheit seitens der E.ON Netz GmbH und eine entsprechende Sensibilisierung des Personals auf das (n-1)-Kriterium, solange die technischen Voraussetzungen noch nicht erfüllt sind. Weitere Empfehlungen der Bundesnetzagentur sind die Entwicklung von neuen Szenarien zur Reaktion in Störfällen und eine Verbesserung der Kooperation und Koordination zwischen den Netzbetreibern. Der vollständige Bericht zum Stromausfall vom 04.11.2006 ist seit Februar 2007 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur verfügbar.

Die Überwachung der Versorgungsqualität bzw. der Zuverlässigkeit wird derzeit vom VDN wahrgenommen. Der VDN hat erstmals im Jahr 2005 Kennzahlen zur Netzzuverlässigkeit für das Berichtsjahr 2004 veröffentlicht. Damals wurden die Daten von 70 beteiligten Unternehmen erfasst und ausgewertet. Für das Berichtsjahr 2005 (neuere Daten liegen nicht vor) haben sich 83 Unternehmen an der Datenerhebung beteiligt. Die Netzabdeckung erhöht sich als Folge dessen von 50 Prozent auf 59 Prozent und stellt die Ergebnisse der Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik im Vergleich zum Berichtsjahr 2004 auf eine stabilere Datenbasis. Aus der Auswertung der erfassten Daten für das Berichtsjahr 2005 geht eine Nichtverfügbarkeit (System Average Interruption Duration Index, SAIDI) von 19,3 Minuten pro Letztverbraucher und Jahr bei ungeplanten Unterbrechungen hervor. Die Nichtverfügbarkeit für geplante Unterbrechungen beläuft sich auf 13,4 Minuten pro Letztverbraucher und Jahr, welche sich jeweils zu etwa der Hälfte auf Unterbrechungen der Nieder- und Mittelspannung verteilen. Die Unterbrechungshäufigkeit (System Average Interruption Frequency Index, SAIFI) betrug im Jahr 2005 für Niederspannungs-Letztverbraucher 0,336 (2004: 0,422) für ungeplante Unterbrechungen und 0,106 (2004: 0,044) für geplante Unterbrechungen. Im internationalen Vergleich weist Deutschland eine sehr gute Versorgungszuverlässigkeit auf (99,996 Prozent). Bei der Erfassung ist zu berücksichtigen, dass einzeln auftretende Extremereignisse nicht bewertet wurden, um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Neuere Angaben sind zurzeit nicht verfügbar.

5.1.4 Schwachstellenanalyse, Netzzustand und –ausbauplanung

Zur Vermeidung schwerwiegender Versorgungsstörungen sind die Betreiber von Übertragungsnetzen nach § 13 Abs. 7 EnWG verpflichtet, jährlich eine Schwachstellenanalyse zu erarbeiten und daraufhin notwendige Maßnahmen zu treffen. Bis zum 31. August müssen die ÜNB die Bundesnetzagentur jährlich über das Ergebnis der Schwachstellenanalyse unterrichten und die notwendigen Maßnahmen darstellen. Der Bundesnetzagentur wurden erstmals 2005 die Schwachstellenanalysen der ÜNB vorgelegt, welche sowohl netz- und marktbezogene Maßnahmen als auch Anpassungsmaßnahmen beinhalteten. Nach der Auswertung der von den ÜNB vorgelegten Schwachstellenanalysen, wurden die dabei aufgetretenen offenen Fragen abgeklärt. Zum zweiten Mal sind alle vier ÜNB dieser Pflicht Ende August 2006 nachgekommen. Aufbau und Inhalt der Schwachstellenanalysen blieben unverändert. Ein Großteil der offenen

Punkte aus den Schwachstellenanalysen 2005 wurde geklärt bzw. die zur Klärung eingeleiteten Maßnahmen wurden beschrieben und Anmerkungen der Bundesnetzagentur wurden aufgenommen.

Zu den Aufgaben der Betreiber von Übertragungsnetzen aufgrund des § 12 EnWG zählt auch - alle zwei Jahre - die Erstellung eines Berichts über den Netzzustand und die Netzausbau-planung. Diese Berichte wurden der Bundesnetzagentur erstmalig im Februar 2006 vorgelegt. Aufgrund ihrer Verpflichtung nach § 12 Abs. 3a EnWG, Dritten auf Antrag bei Vorliegen eines berechtigten Interesses Zugang zu diesen Berichten zu gewähren, hat die Bundesnetzagentur im März 2006 um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse geschwärzte Fassungen von den ÜNB angefordert. Im Nachgang einer Diskussion zur Abstimmung der Mindestanforderungen an den Inhalt der Berichte sowie über die vorgenommenen Schwärzungen wurden im April 2006 überarbeitete Fassungen der Berichte der Bundesnetzagentur vorgelegt. Jedoch haben das Ausmaß und die Rechtfertigung der von den ÜNB vorgenommen Schwärzungen dazu geführt, dass einige der insgesamt sechs Antragsteller nach Erhalt der geschwärzten Fassungen Einsicht in ungeschwärzte Fassungen beantragt haben. Diese Fälle werden von der Bundesnetzagentur mit dem Ziel einer einvernehmlichen Lösung über die Auslegung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen behandelt. In einem dieser Fälle ist es bereits gelungen, auf Basis einer strikten Geheimhaltungserklärung durch den Antragsteller eine Einsichtnahme zu ermöglichen.

Die Bundesnetzagentur beaufsichtigt auch die Verpflichtung der ÜNB nach § 11 EnWG, ihre Netze bedarfsgerecht auszubauen. Auch um dieser Aufgabe sachgerecht nachzukommen wurden die ÜNB aufgefordert, ab Dezember 2006 quartalsweise Statusberichte über den Stand der in den Netzausbauberichten aufgeführten wesentlichen Netzausbauvorhaben zu übermitteln. Aus diesen Berichten lässt sich folgendes festhalten: Beim Bau neuer Stromleitungen sind Verzögerungen festzustellen. Davon betroffen sind u.a. alle Projekte, die im „Priority Interconnection Plan“ der EU-Kommission enthalten sind. Die dort vorgesehenen Termine für die Inbetriebnahme können nicht mehr eingehalten werden. Nach den Statusberichten der ÜNB gibt es keinen Anhalt dafür, dass die Verzögerungen durch die ÜNB verursacht werden. Entscheidend sind vielmehr die aus mangelnder Akzeptanz der Bevölkerung resultierenden überlangen Genehmigungsverfahren (auch bei Leitungen die durch erneuerbare Energien bedingt sind). Die Realisierung einer neuen Freileitung dauert i.d.R. bis zu zehn Jahre und mehr, d.h. länger als der Bau eines Kraftwerks. Nach plausiblen Aussagen von Energieversorgungsunternehmen sind in einigen Regionen Deutschlands Engpässe im Stromnetz nicht auszuschließen.

Im Jahr 2006 wurden von den deutschen ÜNB insgesamt ca. 922 Mio. Euro für Ausbau/Erweiterung und Erneuerung der Netzinfrastruktur sowie für deren Instandhaltung ausgegeben. Im Einzelnen verteilen sich die Ausgaben zu ca. 203 Mio. Euro auf den Ausbau/Erweiterung, ca. 207 Mio. Euro auf die Erneuerung und ca. 512 Mio. Euro auf die Instandhaltung. Damit wird die bereits im Monitoringbericht 2006 angedeutete Trendwende hin zu wieder steigenden Investitionen in die Netzinfrastruktur bestätigt, zumal auch die Plandaten der ÜNB für das Jahr 2006 (ca. 800 Mio. Euro) übertroffen wurden¹⁵². In Abbildung 46 ist von 2002 an die Entwicklung der Ausgaben für Ausbau/Erweiterung, Erneuerung und Instandhaltung der Netzinfrastruktur der ÜNB dargestellt. Bei den in der Abbildung 46 für das Jahr 2007 angegebenen ca. 1.056 Mio. Euro handelt es sich um Planwerte der ÜNB, die im Laufe des Jahres noch Änderungen unterliegen können.

¹⁵² Neben zusätzlich angefallenen Mehraufwendungen sind die Abweichungen zwischen den Plan- und Ist-Zahlen für das Kalenderjahr 2006 (ca. 122 Mio. Euro mehr) auch auf die von der Bundesnetzagentur veränderte Definition von Investitionen gegenüber der letzten Monitoringabfrage zurückzuführen.

Jährliche Ausgaben für die Netzinfrastruktur der ÜNB

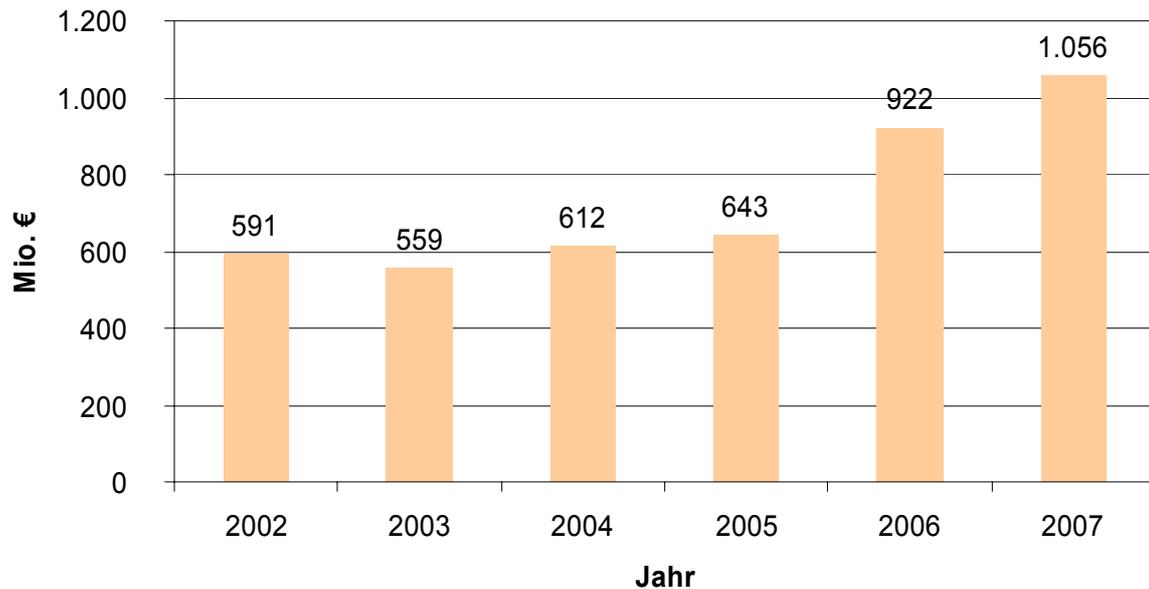


Abbildung 46: Ausgaben für Netzinfrastruktur der ÜNB

Auch die für den Zeitraum von 2008 bis 2016 von den deutschen ÜNB zum Zeitpunkt der Monitoringabfrage bereits geplanten Ausgaben für Ausbau/Erweiterung und Erneuerung der Netzinfrastruktur in Höhe von ca. 6.282 Mio. Euro bestätigen den Trend zunehmender Investitionen. Jedoch sind hier z.T. auch Projekte enthalten, die bereits im Jahr 2007 begonnen wurden bzw. noch begonnen werden. Im aktuellen Prognosezeitraum sind damit ca. 1.418 Mio. Euro für Erneuerungsmaßnahmen und ca. 4.864 Mio. Euro für Ausbaumaßnahmen vorgesehen. Der Anstieg bei den geplanten Ausbaumaßnahmen ist größtenteils auf die zusätzliche Berücksichtigung der vorgesehenen Anschlüsse von Offshore-Windparks zurückzuführen. Des Weiteren sind hier auch Investitionen in grenzüberschreitende Verbindungen enthalten (siehe hierzu auch Kapitel 3.1.2.1). Für den Referenzzeitraum 2007 bis 2015 planten die ÜNB im letzten Jahr mit insgesamt ca. 2.703 Mio. Euro für Ausbau/Erweiterung und Erneuerung der Netzinfrastruktur.

In den bereits genannten Zahlen für die geplanten Ausgaben für Ausbau/Erweiterung und Erneuerung der Netzinfrastruktur in Höhe von ca. 6.282 Mio. Euro sind Investitionen in grenzüberschreitende Verbindungen enthalten. Da es sich hier jedoch um lediglich drei Projekte von zwei ÜNB handelt, die zudem bereits öffentlich sind, könnten selbst durch die Angabe aggregierter Werte Rückschlüsse auf die Investitionsvolumina der einzelnen ÜNB gezogen werden und damit wirtschaftlich sensible Informationen in den Markt gelangen. Aus diesem Grund erfolgt hier keine Angabe entsprechender Werte für die Investitionen in grenzüberschreitenden Verbindungen.

Nach VDEW-Angaben liegen die Anlageinvestitionen der deutschen Stromversorger in den Bereichen Fortleitung und Verteilung bei 2,02 Mrd. Euro in 2004.¹⁵³ Dieser Summe der Anlageinvestitionen in die Netze stehen im Jahre 2004 Erlöse von ca. 21,19 Mrd. aus Netzentgelten, Messung und Abrechnung von 886 Netzbetreibern (ÜNB und VNB „Strom“) gegenüber, die die Bundesnetzagentur im Zuge des Vergleichsverfahrens ermittelt hat. Dieser Wert von 21,19 Mrd. Euro beinhaltet jedoch Doppeltzählungen, da die Kosten des vorgelagerten Netzbetreibers bei den Erlösen enthalten sind. Im Jahre 2005 beliefen sich die

¹⁵³ Vgl. Bantle, Christian: Investitionserhebung 2005: Investitionen der Stromversorger sind stabil. ew, Jg. 105 (2006), Heft 23-24, S. 22-24, hier S. 23

Anlageinvestitionen in den Bereichen Fortleitung und Verteilung nach VDEW-Angaben auf 2,01 Mrd. Euro und der Planungsstand der Unternehmen vom Frühjahr 2006 betrug 2,55 Mrd. Euro für 2006 und 2,65 Mrd. Euro für 2007.¹⁵⁴ Diesen Werten können jedoch keine zusammengefassten Werte für die genehmigten Kosten der ÜNB und VNB „Strom“ gegenübergestellt werden, da diese Daten nicht vollständig vorliegen.

Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind gemäß § 14 Abs. 1 i.V.m. § 12 Abs. 3a EnWG verantwortlich für die Sicherheit und Zuverlässigkeit ihres Netzes. Zur Vermeidung schwerwiegender Versorgungsstörungen haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen eine Schwachstellenanalyse zu erarbeiten und auf dieser Grundlage notwendige Maßnahmen zu treffen, wenn dies von der Regulierungsbehörde angefordert wird. Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen hatten erstmals zum 01.08.2006 einen Netzzustandsbericht und einen Bericht über die Netzausbauplanung zu erstellen und diesen der Regulierungsbehörde auf Verlangen vorzulegen. Von den Berichtspflichten sind Netzbetreiber ausgeschlossen, an deren Netz weniger als 10.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind. Gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 8 EnWG waren die Verteilernetzbetreiber aufgefordert mitzuteilen, ob sie eine Schwachstellenanalyse durchgeführt und ob sie einen Netzzustandsbericht und einen Bericht über die Netzausbauplanung erstellt haben (vgl. nachstehende Tabelle).

	Ja	Nein	keine Angabe
Verteilernetzbetreiber mit weniger als 10.000 Kunden	284	390	13
Mehr als 10.000 Kunden			
Durchführung einer Schwachstellenanalyse	155	226	9
Erstellung eines Netzzustandsberichtes	283	95	12
Erstellung eines Netzausbauberichtes	274	105	11

Tabelle 71: Durchführung Schwachstellenanalyse, Erstellung Netzzustands- und Netzausbaubericht

Die Daten der Tabelle zeigen jedoch, dass ca. ein Viertel der Verteilernetzbetreiber mit mehr als 10.000 angeschlossenen Kunden, die zur Erstellung eines Netzzustands- bzw. Netzausbauberichtes verpflichtet gewesen wären, dieser Verpflichtung nicht nachgekommen sind.

5.2 Versorgungssicherheit Gas

Gasverbrauch in Deutschland

Der Inlandsgasverbrauch in Deutschland betrug im Berichtsjahr 2006 (Quelle: BMWi / BAFA) ca. 1.028 TWh (2005: 1.042 TWh). Die folgende Tabelle gibt nach Erhebungen des BGW einen Überblick über den Gasverbrauch in Deutschland im Zeitverlauf.¹⁵⁵

¹⁵⁴ Dito

¹⁵⁵ Die angegebenen Verbrauchswerte des BGW für 2005 und 2006 weichen nach Umrechnung leicht von den Angaben des BMWi ab.

Jahr	Gesamter inländischer Gasverbrauch ¹⁵⁶ (Mrd. m ³)
2000	94,3
2004	101,9
2005	102,4
2006 (geschätzt)	103,5*
2008 (geschätzt)	109*
2010 (geschätzt)	112**

* Schätzung BGW **Quelle: Prognos

Tabelle 72: Entwicklung des Gasverbrauchs in Deutschland

5.2.1 Inlandsproduktion

Inlandsreserven

Das LBEG (Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen) taxiert die deutschlandweiten Gesamtreserven - sicher und wahrscheinlich gewinnbar - zum 01.01.2007 auf ca. 220 Mrd. m³. (Vorjahr: 242 Mrd. m³). Aktuell beträgt die Reichweite der Reserven bei fortgeschriebener gleichbleibender Inlandsproduktion etwa zwölf Jahre. Durch Erfolge bei der Aufsuchung neuer Lagerstätten sowie neue technische Entwicklungen zur verbesserten Nutzung von Lagerstätten konnten in der Vergangenheit Ressourcen in Reserven überführt werden. Zusätzlich zu weiteren Neufunden sind in Zukunft Reservenzugewinne durch die Erschließung bisher nicht wirtschaftlich nutzbarer Lagerstätten mittels Einsatz neuer Technologien (z.B. aus Tight-Gas-Ressourcen¹⁵⁷) möglich.

Inlandsförderung

In Deutschland wurden nach Angaben des WEG¹⁵⁸ im Jahr 2006 18,6 Mrd. m³ Gas gefördert (Vorjahr 18,8 Mrd. m³). Diese Fördermenge entspricht mit ca. 182 TWh in 2006 einem Anteil von knapp 18 Prozent am Inlandsgasverbrauch gemäß BMWI / BAFA in Höhe von 1.028,2 TWh für das Jahr 2006.

Aufgrund der natürlichen Lagerstättenentwicklung geht die Fördermenge aus den einzelnen Bohrungen kontinuierlich zurück. Diese Entwicklung versuchen die Produzenten durch Erschließung neuer Lagerstätten, Schaffung zusätzlicher Produktionskapazitäten in bestehenden Feldern sowie Investitionen zur verbesserten Nutzung älterer Felder entgegenzuwirken. Das Ziel der deutschen Erdgasproduzenten ist es nach Angaben des WEG, das derzeitige Produktionsniveau aufrecht zu erhalten, was hohe Investitionen notwendig macht.

¹⁵⁶ 1m³ entspricht einem Energieinhalt von 9,7692 kWh.

¹⁵⁷ Tight-Gas: die in schlecht durchlässigen paläozoischen Schichten vorhandenen Gasmengen. Diese Ressourcen werden zusätzlich für Deutschland auf 50-150 Mrd. m³ geschätzt. Ihre Mobilisierung erfordert neue hochmoderne Bohrtechnologien wie Horizontalbohrtechnik, Frac Technik etc.

¹⁵⁸ Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.

Jahr	Fördermenge Inland (Mrd. m ³)
2000	20,1
2004	19,5
2005	18,8
2006	18,6
2008	18*
2010	18*
2012	18*

*Prognose WEG

Tabelle 73: Entwicklung der Inlandsfördermenge

Inlandsinvestitionen in die Produktion

Investitionen in die Erdgas- und Erdölproduktion sind hoch risikobehaftet, da neue Bohrungen nur zu einem gewissen Prozentsatz¹⁵⁹ wirtschaftlich fündig sind. Außerdem hängen die Projekte i.d.R. aufgrund des technischen Fortschritts vom Erfolg früherer Projekte ab. Das begründet die erheblichen Differenzen zwischen der Investitionsplanung und bereits genehmigten Investitionsmitteln.

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.

¹⁵⁹ Im Bereich der Suche nach neuen Gas- und Ölfeldern waren nach Angaben der LBEG in den letzten 25 Jahren 22 Prozent der Bohrungen fündig, bei Neubohrungen im Umfeld bekannter Felder waren 55 Prozent erfolgreich.

Mio. € (gerundet)	Investitionen gesamt Erdöl- und Erdgasförderung	Bereits genehmigt	
		gesamt	Bereits begonnen
2000	248		
2001	284		
2002	266		
2003	256		
2004	330		
2005	445		
2006	372		
2007	480*	348	242
2008	500*	67	39
2009	440*	29	17

Quelle: WEG
* Planung

Tabelle 74: 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. Um eine Größenordnung der Gasinvestitionen aus den o. g. Gesamtinvestitionen zu ermitteln, wurde eine Abschätzung mittels zweier unterschiedlicher Ansätze vorgenommen. Im Ergebnis zeigen beide Ansätze, dass es plausibel erscheint, anzunehmen, die getätigten Gesamtinvestitionen (Tabelle 74) näherungsweise zu ca. 80 Prozent der Gasförderung zuzuordnen. Beide Ansätze werden kurz erläutert:

- Die Abschätzung des Investitionsanteils anhand des Produktionsmengenverhältnisses Öl und Gas bezogen auf den Energieinhalt ergibt für Öl im Vergleich zur Gesamtmenge Öl und Gas in 2006 etwa einen Anteil von 18 Prozent.
- Da Investitionen in Bohrungen den weitaus größten Kostenblock bei den Gesamtinvestitionen darstellen, wird eine andere Abschätzung aus dem Verhältnis der neu eingebrachten Bohrmeter für Öl- und Gasbohrungen¹⁶⁰ vorgenommen. Hieraus ergibt sich ein geschätztes Bohrstreckenverhältnis Öl zu Gesamt Öl und Gas in 2006 von ebenfalls etwa 18 Prozent.

5.2.2 Beschreibung der mittelfristigen Angebots-/Nachfragelage

Im Jahr 2004 (neuere Daten liegen nicht vor)¹⁶¹ konnte sich der Erdgasverbrauch in Deutschland nur zu gut 15 Prozent auf heimisches Erdgas stützen. Etwa 85 Prozent des benötigten Erdgases wurden aus Russland, Norwegen, den Niederlanden, Großbritannien und Dänemark importiert.

¹⁶⁰ Bezogen auf Feldesentwicklungsbohrungen in 2006 mittels abgeschätzter Bohrstrecken Öl (1500 m) und Gas (5000 m). Die Anzahl der entsprechenden Bohrungen wurden der Publikation „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2006“ des LBEG entnommen.

¹⁶¹ Die für den Berichtszeitraum verfügbaren Informationen beziehen sich auf das Jahr 2004, vgl. BGW, 126. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland, Berlin 2006.

Gemessen am deutschen Erdgasverbrauch im Jahr 2004 ist Russland mit 34 Prozent als Hauptlieferant anzusehen. Es folgten Norwegen mit etwa 25 Prozent, die Niederlande mit 20 Prozent und Dänemark sowie Großbritannien mit insgesamt 6 Prozent¹⁶².

Die Ferngasunternehmen beschaffen das Erdgas im Ausland in aller Regel über langfristige Importverträge, die diese insbesondere mit den russischen und norwegischen Fördergesellschaften bis zum Jahr 2020 und teilweise noch darüber hinaus abgeschlossen haben. Teilweise laufen Verträge auch zwischen 2010 und 2012 aus, so insbesondere mit dänischen oder britischen Fördergesellschaften. Im Berichtszeitraum wurden einzelne Importverträge bis ins Jahr 2035 verlängert.

Die folgende Tabelle stellt die Entwicklung des gesamten inländischen Gasverbrauches sowie der Fördermenge in Deutschland bis zum Jahre 2010 dar.

	Gesamter inländischer Gasverbrauch in Mrd. m ³	Inländische Fördermenge*** in Mrd. m ³
2000	94,3*	20,1
2004	101,9*	19,5
2005	102,4*	18,8
2006	103,5* (geschätzt)	18,6
2008 (geschätzt)	109*	18
2010 (geschätzt)	112**	18

* Quelle: BGW **Quelle: Prognos *** Quelle: Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung

Tabelle 75: Entwicklung des gesamten inländischen Gasverbrauches und der inländischen Gewinnungskapazität

Während sich der Gasverbrauch erhöht, fällt die im Inland produzierte Gasmenge im Zeitverlauf ab. Selbst wenn es inländischen Produzenten gelingen sollte, die Menge durch verstärkte Investitionen unter Nutzung neuer Technologien in den nächsten Jahren konstant zu halten, wird der relative inländische Anteil an der Gasversorgung abnehmen. Diese wachsende Deckungslücke wird auch schon mittelfristig einen zunehmenden Gasimport notwendig machen.

Nord Stream

Im Ergebnis der am 08.09.2005 von den Unternehmen OAO Gazprom, BASF AG und E.ON AG unterzeichneten Grundsatzvereinbarung zum Bau der „Nordeuropäischen Gasleitung“ durch die Ostsee wurde am 02.12.2005 in Zug (Schweiz) die „North European Gas Pipeline Company“ gegründet, an der OAO Gazprom mit 51 Prozent, Wintershall AG (Tochtergesellschaft der BASF AG) und E.ON Ruhrgas AG mit jeweils 24,5 Prozent beteiligt sind. Mit der niederländischen Erdgasgesellschaft Gasunie wurde im Herbst 2006 ein Memorandum of Understanding über eine Beteiligung an der Nord Stream getroffen. Die „North European Gas Pipeline Company“ wurde im Oktober 2006 in „Nord Stream AG“ umbenannt. Die Nord Stream Pipeline soll unterseeisch über 1200 km von Wyborg (westlich von Sankt Petersburg) bis in die Nähe von Greifswald an der Ostseeküste geführt werden. In der ersten Ausbaustufe (ein Rohrleitungs-

¹⁶² Vgl. BGW, 126. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland, Berlin 2006, S. 47.

strang) soll die Gaspipeline über eine Transportkapazität von 27,5 Mrd. m³ pro Jahr verfügen. Die Planung sieht einen zweiten Rohrleitungsstrang vor, der die Kapazität verdoppeln würde. Es ist geplant, den ersten Strang (Kosten ca. 2,5 Milliarden Euro) bis 2010 fertig zu stellen. Die Europäische Union befürwortet den Bau der Nord Stream als ein vorrangiges Energieprojekt von gesamteuropäischem Interesse und stufte es im Dezember 2000 als so genanntes TEN (Transeuropäisches Netz)-Projekt ein, dessen Bestätigung Mitte 2006 erfolgte.

Der geplante Bau der Pipeline würde eine zusätzliche Liefermöglichkeit für russisches Erdgas bieten, wodurch die Liefersicherheit für Deutschland und Europa verbessert und ein Beitrag zur Absicherung des zu erwartenden Mehrbedarfs in den nächsten 10 bis 20 Jahren geleistet werden könnte.

5.2.3 Systemverantwortung, Schwachstellenanalyse und Netzausbauplanung

Die Monitoringabfrage zur Thematik der Versorgungssicherheit, Systemverantwortung und Netzausbauplanung soll einen Überblick zum Stand der diesbezüglichen Maßnahmen der Gasnetzbetreiber geben. In § 16 Abs. 1 EnWG wird gefordert, dass die Netzbetreiber Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit und Zuverlässigkeit ihrer Gasversorgungsnetze durch sowohl netzbezogene als auch marktbezogene Maßnahmen beseitigen.

Netzbezogene Maßnahmen

Als erstes ist in diesem Zusammenhang der Bereitschaftsdienst bzw. die Netzüberwachung zu nennen, welche von den allermeisten antwortenden Netzbetreibern (98 Prozent) vorgesehen sind und bei 85 Prozent der Netzbetreiber im Einsatz waren.

Eine weitere netzbezogene Maßnahme ist ein zertifiziertes technisches Sicherheitsmanagement, welches 68 Prozent der Unternehmen als Möglichkeit vorsehen und bei 44 Prozent tatsächlich eingesetzt wurde. Redundanzen und Netzschaltungen sind zwei netzbezogene Maßnahmen, welche sich in der Häufigkeit, in der sie vorgesehen sind und in der sie eingesetzt werden, sehr ähnlich sind. Etwa 60 Prozent der Unternehmen sehen solche Maßnahmen vor, zum Einsatz kommen sie bei ungefähr 25 Prozent.

Reparaturen als netzbezogene Maßnahme sind naturgemäß von einer großen Mehrheit, nämlich 87 Prozent, der Netzbetreiber vorgesehen. Reparaturen kamen im Jahr 2006 bei 64 Prozent der Netzbetreiber insgesamt über 17.000 Mal zur Anwendung, um Störungen im Gasnetz zu beseitigen. Die Häufigkeit des Einsatzes anderer Maßnahmen liegt hingegen lediglich im dreistelligen Bereich.

Sonstige netzbezogene Maßnahmen kamen zwar vor, spielen jedoch in ihrer Häufigkeit eine untergeordnete Rolle.

Marktbezogene Maßnahmen

Marktbezogene Maßnahmen sind im Vergleich zu den netzbezogenen Maßnahmen relativ selten. Eine dieser marktbezogenen Maßnahmen ist der Einsatz von Ausgleichsleistungen, welche jedoch nur von knapp neun Prozent der Netzteilnehmer vorgesehen ist. Die Einsatzhäufigkeit liegt ebenfalls im einstelligen Bereich. Die mit Abstand am häufigsten vorgesehenen marktbezogenen Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität waren vertragliche Regelungen über eine Abschaltung. Von immerhin 37 Prozent der Gasnetzbetreiber sind solche Maßnahmen vorgesehen. Zum Einsatz kamen sie bei gut acht Prozent. Weitere marktbezogene Maßnahmen sind z.B. vertragliche Regelungen über den Einsatz von Speichern. Diese spielen jedoch den Aussagen der Netzbetreiber nach eine sehr untergeordnete Rolle.

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 Betriebs der Netze anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen. Im Zuge des Monitoring 2007 wurden die Gasnetzbetreiber befragt, ob Anpassungen gemäß dieser gesetzlichen Vorgabe erforderlich waren. Es stellte sich heraus, dass dies nur bei vier Gasnetzbetreibern der Fall war. Nur ein Transportkunde hat einmal nach den Gründen für die durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen gefragt.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die netzbezogenen Maßnahmen und hier insbesondere die Reparaturen die entscheidende Rolle zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit spielen. Alle anderen gesetzlich vorgesehenen Möglichkeiten, die den Gasnetzbetreibern zur Verfügung stehen, um ihrer Systemverantwortung nachzukommen, werden weit weniger genutzt.

Der Anteil derjenigen Transportkunden, die von Anpassungen der Gaseinspeisungen, Gastransporte und Gasausspeisungen gemäß § 16 Abs. 2 EnWG durch ihre Netzbetreiber betroffen waren, ist verschwindend gering. Ähnlich verhält es sich bei der Antwort auf die Frage, ob die Netzbetreiber vorab über die Anpassung informiert haben. Auch hier war die Anzahl derjenigen, die diese Frage positiv beantworteten, sehr gering. Ebenso wenige haben von den entsprechenden Netzbetreibern verlangt, dass diese gemäß § 16 Abs. 4 EnWG die von ihnen vorgetragenen Gründe für die durchgeführten Anpassungen belegen.

Schwachstellenanalyse

Der Pflicht aus § 15 Abs. 5 EnWG, jährlich eine Schwachstellenanalyse zu erstellen, kamen vier von 22 FNB im Jahr 2006 nicht nach. 2 der 22 Unternehmen haben hierzu keine Angabe gemacht. Da die Schwachstellenanalyse gesetzliche Grundlage für notwendige Maßnahmen ist und ihre Ergebnisse sowie die resultierenden Maßnahmen auf Anforderung der Regulierungsbehörde mitzuteilen sind, fordert die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber, die bisher keine Schwachstellenanalysen erstellen, auf, ihrer gesetzlichen Verpflichtung im Jahr 2007 nachzukommen.

Netzausbaumaßnahmen

Im Rahmen der Monitoringabfrage 2007 wurden nur die FNB aufgefordert, ihre Investitionssummen für folgende Netzausbaumaßnahmen anzugeben: Investitionen in den Ausbau/ die Erweiterung, Investitionen in Erneuerung sowie Ausgaben für Instandhaltung der Netzinfrastruktur. Die im Folgenden genannten Investitionssummen beziehen sich auf Maßnahmen, die geeignet sind, die Ein- und Ausspeisekapazitäten der Netze der Fernleitungsnetzbetreiber in Deutschland zu steigern. Dies sind Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung an Grenzübergangspunkten, aus inländischer Produktion, aus Speichern sowie aus anderen Netzen. Im Einzelnen unterscheidet sich die aus einer konkreten Investition resultierende Kapazitätserhöhung somit je nach Projekt und hat auch unterschiedliche Auswirkungen auf das Gesamtnetz. Folgende Summen wurden gemeldet:

Netzausbaumaßnahmen im Jahr 2006

11 von 22 Unternehmen geben an, insgesamt rund 280 Mio. Euro in 2006 in den Ausbau von Kapazitäten investiert zu haben. 12 der 22 Unternehmen geben an, insgesamt 25 Mio. Euro in die Erneuerung von Kapazitäten investiert zu haben und 18 der 22 Unternehmen haben insgesamt 255 Mio. Euro für die Instandhaltung aufgewendet. Die verbleibenden Unternehmen haben jeweils angegeben, keine Investitionen in den Netzausbau getätigt zu haben, machten keine Angaben oder meldeten eine Kapazitätserweiterung ohne Angabe einer Investitionssumme. Da von elf Unternehmen, die in Kapazitätsausbau investiert haben, nur drei Unternehmen Angaben zu der aus der Investition resultierenden Kapazitätsausweitung gemacht haben, ist eine Ermittlung der aus dem Investitionsvolumen resultierenden Kapazitätserweiterung auf dieser Zahlenbasis nicht möglich. Die Ermittlung der Höhe der im Jahr 2006 erfolgten Gesamtinvestitionen in Ausbau und Erneuerung ist auf der vorliegenden Datenbasis wegen der fehlenden und unvollständigen Antworten der Unternehmen nicht möglich. Sie lag in jedem Fall über 300 Mio. Euro.

Netzausbaumaßnahmen im Jahr 2007 (Plan)

Elf Unternehmen planen nach eigenen Angaben in 2007 den Ausbau von Kapazitäten mit einem Gesamtvolumen von 418 Mio. Euro. Zehn Unternehmen gaben an, im Jahr 2007 keine Investitionen in den Netzausbau zu tätigen oder machten keine Angaben. Ein Unternehmen gab an, die Kapazitäten erweitern zu wollen, jedoch ohne die Nennung einer konkreten Investitionssumme. Auch hier sind die Gesamtinvestitionen nicht ermittelbar, bei den elf beantwortenden Unternehmen wird aber auch für 2007 ein allenfalls moderates Investitionsvolumen deutlich.

Sieben der elf Unternehmen (Investitionsvolumen 84 Mio. Euro, ca. 20 Prozent der Gesamtsumme), die 2007 Angaben zum Investitionsvolumen gemacht haben, machten ebenfalls Angaben zu der aus der Investition resultierenden erwarteten Kapazitätserhöhung. Insgesamt gaben diese sieben Unternehmen an, die Kapazitäten um 11,4 Mio. kWh/h erweitern zu wollen. Bei einer Gesamtkapazität der Fernleitungsnetzbetreiber von ca. 1,5 Mrd. kWh/h entspricht dieser Anteil etwa 0,8 Prozent der Gesamtkapazität. Zu den für das Jahr 2007 geplanten Investitionen für Erneuerung geben dieselben zwölf Netzbetreiber, die hierzu für das Jahr 2006 Angaben gemacht haben, an, insgesamt 74 Mio. Euro einzusetzen. Das ist etwa das Dreifache der von diesen Unternehmen im Jahr 2006 in Erneuerung investierten Mittel.

15 Unternehmen gaben an, insgesamt 218 Mio. Euro für Instandhaltung aufwenden zu wollen, die verbleibenden machten hierzu keine Angaben.

Netzausbaumaßnahmen in den Jahren 2008-2012 (Plan)

10 von 22 Unternehmen gaben an, im Zeitraum 2008 bis 2012 insgesamt knapp 4,1 Mrd. Euro in den Ausbau/die Erweiterung ihrer Netze investieren zu wollen. Es ist zu bemerken, dass damit die angezeigte Investitionsquote pro Jahr in Deutschland mit rund 800 Mio. Euro fast dreimal so hoch wäre wie in 2006.

Elf Unternehmen gaben an, keine Investitionen in den Netzausbau tätigen zu wollen oder machten keine Angaben. Ein Unternehmen gab an, die Kapazitäten erweitern zu wollen, jedoch ohne die Nennung einer konkreten Investitionssumme. Nur sechs der genannten zehn Unternehmen (Investitionsvolumen 500 Mio. Euro, ca. 12 Prozent der Gesamtsumme), die für den Zeitraum 2008 bis 2012 Angaben zum Investitionsvolumen gemacht haben, nannten die aus der Investition resultierende zu erwartete Kapazitätserhöhung. Insgesamt gaben diese sechs Unternehmen an, die Kapazitäten um ca. 20,4 Mio. kWh/h erweitern zu wollen. Bei einer gegenwärtigen Gesamtkapazität der Fernleitungsnetzbetreiber von ca. 1,5 Mrd. kWh/h entspricht dies etwa 1,4 Prozent der Gesamtkapazität.

Zehn Unternehmen gaben an, in den Jahren 2008 bis 2012 insgesamt rund 255 Mio. Euro in Erneuerung investieren zu wollen. Die Größenordnung der in den Jahren 2008 bis 2012 geplanten Aufwendungen für Instandhaltung verändert sich gegenüber den für 2007 geplanten Aufwendungen im Einzelfall erheblich, im Mittel der 15 beantwortenden Unternehmen jedoch kaum.

Insgesamt ergibt sich bei den beantwortenden Unternehmen für die Jahre 2008 bis 2012 im Vergleich zu den davor liegenden Jahren eine deutliche Steigerung der Investitionen in Ausbau/Erweiterung der Netze, so dass nach den vorliegenden Planzahlen ab dem Jahr 2007 von einer Trendwende hin zu höheren Investitionen in die Netze der Fernleitungsnetzbetreiber gesprochen werden kann, sollten die angezeigten Investitionen umgesetzt werden.

Investitionen in den Ausbau von Netzkoppelpunkten für den Gasimport

Die hier aufgeführten Investitionen in den Ausbau von Investitionen in die Netzkoppelpunkte, an denen Gasmengen aus dem Ausland übernommen werden, stellen eine Teilmenge der bereits oben aufgeführten Investitionen dar. Die folgende Tabelle fasst die 2006 getätigten und für die Jahre 2007 sowie 2008 bis 2012 in diesem Bereich geplanten Investitionen zusammen.

	Investitionsvolumen in Mio. €	Zahl der Unternehmen
2006	55,8	4
2007	85,2	3
2008 bis 2012	1.853	5

Tabelle 76: Investitionen in den Ausbau von Netzkoppelkapazitäten für den Gasimport 2006 bis 2012

Insbesondere fallen hier die in den Jahren 2008 bis 2012 im Vergleich zu den Jahren 2006 und 2007 deutlich höheren Investitionen auf. Da jedoch die meisten Unternehmen die mit diesen Investitionen verbundene Kapazitätserhöhung an den Grenzkoppelstellen nicht angegeben haben, lassen sich die Werte für die Kapazitätserhöhung nicht mit der Summe der Investitionen vergleichen. Insgesamt nannten sechs Unternehmen insgesamt 13 Projekte, die in Zukunft zu einer Erhöhung der Importkapazität führen sollen. Dieser Ausbau von Importkapazität hat große Bedeutung für die Behebung von an den Grenzkoppelstellen bestehenden physischen Kapazitätsengpässen sowie die Ermöglichung grenzüberschreitenden Gashandels, da durch diese Maßnahme zumindest technisch eine größere Menge Gas im- und exportiert werden kann.

Projekte mit Antrag auf Ausnahmegenehmigung

Gem. § 28a Abs. 1 oder 2 EnWG können Projekte unter eng begrenzten Voraussetzungen von der Anwendung der §§ 20 bis 28 EnWG befristet ausgenommen werden. In der Monitoringabfrage 2007 geben drei Unternehmen an, einen Antrag auf eine solche Ausnahmegenehmigung für insgesamt sechs Projekte stellen zu wollen.

Fazit

Bei den Netzbetreibern, die Angaben zu dem Fragenkomplex Netzausbau gemacht haben, fallen insbesondere die gegenüber den Investitionssummen im Jahr 2006 ab 2008 deutlich ansteigenden Investitionen in Ausbau und Erweiterung auf, während sich die geplanten Aufwendungen für Erneuerung und Instandhaltung insgesamt nicht wesentlich verändern. Aussagen zu den tatsächlichen Kapazitätserweiterungen und der Frage, ob die geschaffenen Neukapazitäten einen (zukünftigen) Bedarf decken, können nicht verlässlich getroffen werden.

6 Verbraucheraspekte

6.1 Verbraucheranfragen

Neben der Datenerhebung im Rahmen des Monitoring hat die Bundesnetzagentur auch im Berichtsjahr 2006 über ihren eigenen Verbraucherservice die Entwicklungen auf dem Energiemarkt aus Sicht der Haushaltskunden aufmerksam weiterverfolgt. Im Jahr 2006 lag der Schwerpunkt, der bei der Bundesnetzagentur eingegangenen Verbraucherbeschwerden, sowohl im Strom- als auch im Gasbereich bei der Erhöhung der Endkundenpreise. Im Strombereich waren darüber hinaus die laufenden Genehmigungsverfahren zu den Netzentgelten von besonderem Interesse für die Endverbraucher. In diesem Zusammenhang wurde die Frage aufgeworfen, ob und in welchem Umfang die Kürzung der Netzentgelte an den Endverbraucher weitergegeben wird. Im Gasbereich stand neben den Gaspreisen insbesondere die Möglichkeit zu einem Gaslieferantenwechsel im Fokus der zahlreichen Endkundenanfragen.

6.2 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 müssen. Im Markt existieren unterschiedliche Umsetzungshilfen (Leitfäden) zu den Stromkennzeichnungspflichten. Diese unterscheiden sich u.a. hinsichtlich der Empfehlung zur Bilanzierung von Strommengen unbekannter Herkunft (sog. UCTE¹⁶³-Strommengen) und zur Darstellung der Stromkennzeichnungspflichten.

Die nachfolgende Tabelle zeigt, ob bei der Umsetzung der Stromkennzeichnungspflichten eine Orientierungshilfe/Leitfaden Anwendung findet. Der Ausweis des Netzentgeltes ist davon ausgenommen.

Umsetzung der Stromkennzeichnungspflichten (ausgenommen § 42 Abs. 6 EnWG, Mehrfachnennung möglich)	Ja	Nein	keine Angabe
a) Umsetzung gemäß Hilfestellung/Leitfaden des VDEW	550	88	38
b) Umsetzung gemäß Hilfestellung/Leitfaden von APT in Kooperation mit Stadtwerken	54	514	108
c) eigene Umsetzung der gesetzlichen Anforderungen	208	386	82

Tabelle 77: Umsetzung der Stromkennzeichnungspflichten

¹⁶³ Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity.

Überwiegend findet im Markt dabei die Umsetzungshilfe des VDEW Anwendung, im geringeren Maße wird die Umsetzung unter Zuhilfenahme des Leitfadens von Austrian Power Trading (APT) vorgenommen. Im Markt ebenfalls weit verbreitet ist die individuelle Umsetzung der Stromkennzeichnungspflichten.

Mit der im Markt am häufigsten angewendeten „Durchrechnung“ von Strommengen unbekannter Herkunft (UCTE-Mix) auf Strommengen bekannter Herkunft geht eine Vermischung dieser beiden Strommengen einher, d.h. dass die Strommengen im UCTE-Mix entsprechend mit den Strommengen mit bekannter Herkunft kumuliert dargestellt werden. Im Ergebnis bewirkt die uneinheitliche Bilanzierung von Strommengen mit unbekannter Herkunft ein unterschiedliches Maß an Transparenz.

Im Rahmen des Monitoring wurden die Unternehmen befragt, wie hoch der Anteil von Strommengen unbekannter Herkunft i.S.v. § 42 Abs. 4 S.1 EnWG an ihrem Gesamtenergiemix ist.

Anteil des Stromes mit unbekannter Herkunft am Gesamtenergiemix der Elektrizitätsversorgungsunternehmen

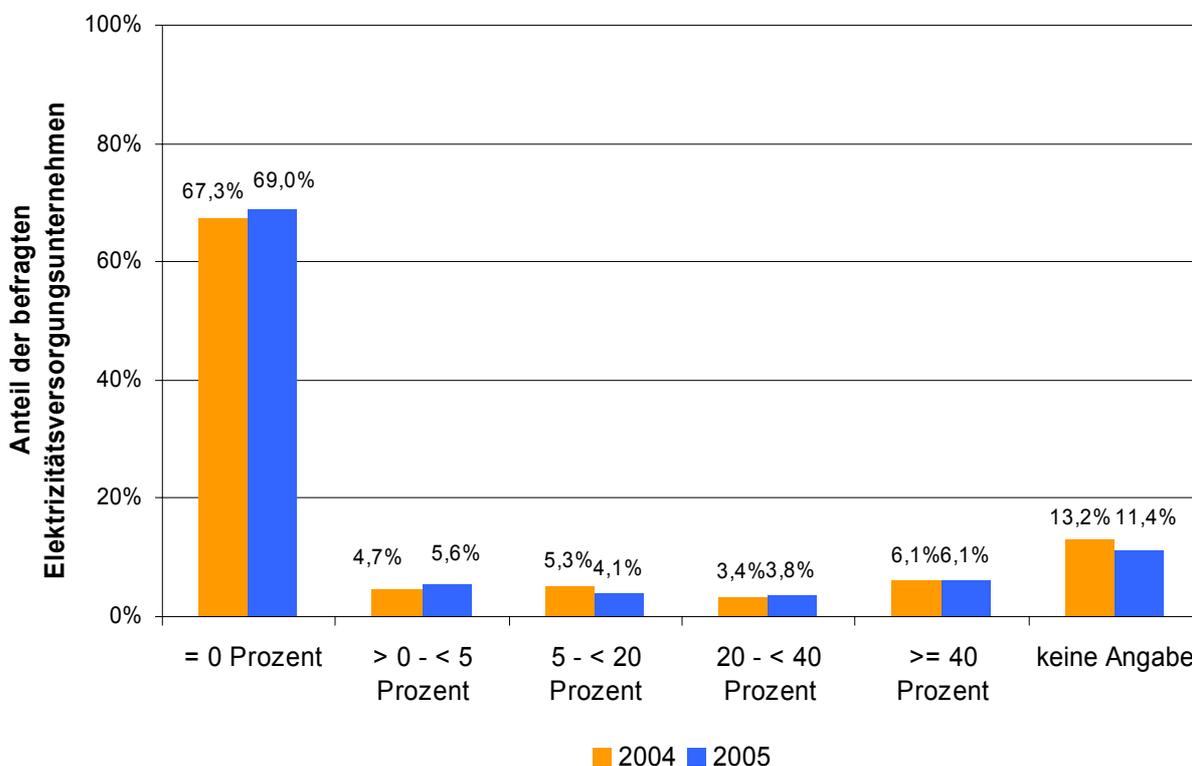


Abbildung 47: Anteil des Stromes mit unbekannter Herkunft am Gesamtenergiemix der Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Bei etwa 67 Prozent (2004) bzw. 69 Prozent (2005)¹⁶⁴ der befragten Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist der Anteil des Stromes mit unbekannter Herkunft i.S.v. § 42 Abs. 4 S. 1 EnWG in 2004 und in 2005 gleich Null. Vor dem Hintergrund, dass im Markt tätige Unternehmen ihren Strom vielfach von der Strombörse beziehen, ist fraglich, ob alle Unternehmen den von der Strombörse bezogenen Strom als Strom mit unbekannter Herkunft ansehen, obwohl der von der Strombörse bezogene Strom sich nicht eindeutig einem bestimmten Energieträger zuordnen lässt.

¹⁶⁴ Neuere Daten liegen nicht vor.

In der Stromwirtschaft wird eine große Bandbreite der Darstellungsmöglichkeiten (z.B. von Fließtext bis Farbdigrammen) angewendet. Die nachfolgende Tabelle zeigt eine Übersicht über die von Elektrizitätsversorgungsunternehmen verwendeten Darstellungsformen, wobei eine Mehrfachnennung möglich war.

Darstellungsformen der Stromkennzeichnungspflichten (Mehrfachnennung möglich)	Ja	Nein	keine Angabe
auf der Rechnung			
a) Fließtext	344	267	65
b) Tabelle	108	440	128
c) Kreisdiagramm	72	473	131
als Anlage zur Rechnung			
a) Fließtext	240	334	102
b) Tabelle	199	364	113
c) Kreisdiagramm	122	437	117
an Letztverbraucher gerichtetes Werbematerial für den Verkauf von Elektrizität			
a) Fließtext	98	452	126
b) Tabelle	108	440	128
c) Kreisdiagramm	72	473	131

Tabelle 78: Darstellungsformen der Stromkennzeichnungspflichten

Nach der Anzahl der Elektrizitätsversorgungsunternehmen findet nach wie vor der Fließtext auf der Rechnung oder als Anlage zur Rechnung die größte Verbreitung. Im Werbematerial werden der Fließtext und die Tabelle nahezu gleichermaßen verwendet. Die Daten zeigen, dass eine Vielzahl von Darstellungsformen verwendet wird.

Nach § 42 Abs. 1 Nr. 1 EnWG ist im Rahmen der Stromkennzeichnung zu unterscheiden, wie hoch der verwendete Anteil der einzelnen Energieträger am Gesamtenergieträgermix ist. Die Mehrheit der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (80 Prozent) nimmt allein die gesetzlich vorgeschriebene Differenzierung der Energieträger nach Kernkraft, Fossile und sonstige Energieträger sowie Erneuerbare Energien vor. Ähnlich dem Ergebnis des Vorjahres führen 18 Prozent der Elektrizitätsversorgungsunternehmen freiwillig eine weitergehende Differenzierung der Energieträger z.B. bei fossilen oder erneuerbaren Energieträgern durch. Zwei Prozent der Elektrizitätsversorgungsunternehmen machten hierzu keine Angaben.

Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen wurden gefragt, welche Herkunftsnachweise verwendet werden.

Herkunftsnachweis	Ja	Nein	keine Angabe
Nachweis durch Umweltgutachter	9	520	147
Herkunftsnachweis nach Artikel 5 der EU-Richtlinie 2001/77/EG	23	504	149
RECS – Zertifikate	48	487	141
EECS - Zertifikate	4	523	149
Qualitätszertifikate/Label	60	473	143
Stromlieferverträge mit Zusage der Eigenschaften	381	220	75
Verträge mit Produzenten	98	439	139
Selbstdeklaration von Produzenten	254	314	108
Sonstiges	194	360	122

Tabelle 79: Verifizierung / Deklaration / Herkunftsnachweis der Elektrizitätsmengen für die Stromkennzeichnung

Die Übersicht zeigt, dass die Mehrzahl der Elektrizitätsversorgungsunternehmen auf die Zusage der Stromeigenschaften des Stromverkäufers oder auf die Deklaration von Stromproduzenten vertraut. Nur in geringem Maße werden bisher in Deutschland RECS- oder EECS-Zertifikate verwendet.

Schließlich verpflichtet § 42 Abs. 6 EnWG zur getrennten Ausweisung des Netzentgeltes. Die nachfolgende Tabelle stellt die Ergebnisse der hierzu durchgeführten Befragung dar.

Ausweis des Entgeltes für den Netzzugang nach § 42 Abs. 6 EnWG	Ja	Nein	keine Angabe
Weisen Sie in Ihren Rechnungen an Letztverbraucher das Entgelt für den Netzzugang gesondert aus?	590	63	23
Weisen Sie das Entgelt in ct/kWh bzw. Euro/kWh entsprechend Preisblatt des jeweiligen Netzbetreibers in der Rechnung aus?	419	220	37
Weisen Sie in Ihren Rechnungen an Letztverbraucher das im jeweiligen Netzgebiet tatsächlich anfallende Entgelt für den Netzzugang als anteiligen Betrag des Rechnungsbetrages in ct bzw. Euro aus?	263	371	42
Weisen Sie das Entgelt für den Netzzugang lediglich durch Beifügen des Preisblattes des jeweiligen Netzbetreibers zur Rechnung aus?	69	564	43
Weisen Sie das Entgelt für den Netzzugang im Rechnungsbogen aus?	447	173	56
Weisen Sie das Entgelt für den Netzzugang als Bruttobetrag aus?	149	483	44
Weisen Sie das Entgelt für den Netzzugang als Nettobetrag aus?	490	149	37

Tabelle 80: Ausweisung des Netzentgeltes

87 Prozent der befragten Unternehmen weisen in Ihren Rechnungen an Letztverbraucher das Entgelt für den Netzzugang gesondert aus. Neun Prozent kommen dieser gesetzlichen Verpflichtung nicht nach. Drei Prozent der Unternehmen machten hierzu keine Angaben.

Die Daten zeigen, dass Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihrer Ausweispflicht hinsichtlich der Netzentgelte uneinheitlich nachkommen. Einige Lieferanten erfüllen die gesetzliche Ausweispflicht des Entgeltes für den Netzzugang umfänglicher als andere Lieferanten.

6.3 Grund- und Ersatzversorgung

Haushaltskunden in Deutschland haben das Recht auf eine Versorgung mit Elektrizität und Gas zu veröffentlichten Allgemeinen Preisen und Allgemeinen Bedingungen (Grundversorgung). Allgemeine Preise für Strom unterliegen ab dem 01.07.2007 keiner ex-ante Preisgenehmigung nach der Bundestarifordnung Elektrizität mehr. Der Grundversorger ist für die Durchführung der Ersatzversorgung von Letztverbrauchern in Niederspannung bzw. Niederdruck verantwortlich. Für Haushaltskunden entsprechen die Allgemeinen Preise für die Ersatzversorgung denen der Grundversorgung. Für andere Letztverbrauchergruppen darf der Grundversorger gesonderte Allgemeine Preise in Rechnung stellen. Diese sind zu veröffentlichen. Ob alle Grundversorger ihren Informationspflichten nachkommen, überprüft die Bundesnetzagentur jährlich bei der Durchführung eines Monitoring über die wettbewerbliche Entwicklung in den Netzen für Elektrizität und Gas aus Sicht der Haushaltskunden. In diesem Zusammenhang wurden Grundversorger nach der Einhaltung gesetzlicher Vorgaben hinsichtlich der Veröffentlichungspflichten bei der Grund- und Ersatzversorgung näher befragt. Im Einzelnen lauteten die Fragen wie folgt:

- Werden Allgemeine Bedingungen für die Durchführung der Grundversorgung öffentlich bekannt gegeben und im Internet veröffentlicht?
- Werden Allgemeine Preise für die Durchführung der Grundversorgung öffentlich bekannt gegeben und im Internet veröffentlicht?
- Werden für die Ersatzversorgung von Letztverbrauchern, die keine Haushaltskunden sind, in Niederspannung bzw. Niederdruck gesonderte Allgemeine Preise berechnet?
- Werden die gesonderten Allgemeinen Preise für die Ersatzversorgung von Letztverbrauchern, die keine Haushaltskunden sind, in Niederspannung bzw. Niederdruck veröffentlicht?

Das Monitoring hat folgende Ergebnisse hervorgebracht:

- In diesem Jahr sind fast alle Grundversorger (> 98 Prozent), die für die Durchführung der Grundversorgung in ihrem Netzgebiet zuständig sind, ihren Veröffentlichungspflichten hinsichtlich der Allgemeinen Bedingungen und der Allgemeinen Preise für die Versorgung in Niederdruck oder Niederspannung nachgekommen (siehe Tabelle 81).
- Die Berechnung von gesonderten Allgemeinen Preisen in Niederspannung bzw. Niederdruck für Letztverbraucher, die keine Haushaltskunden sind, hat sich noch nicht als gängige Praxis bei den Grundversorgern etabliert. Für die Ersatzversorgung im Strombereich berechnen nur 18 Prozent der Grundversorger gesonderte Allgemeine Preise. Für die Ersatzversorgung mit Gas berechnen lediglich acht Prozent der Grundversorger gesonderte Allgemeine Preise. Auch die Veröffentlichung von gesonderten Allgemeinen Preisen hat sich weder bei den Grundversorgern im Strom- noch im Gasbereich durchgesetzt.

	Grundversorger für Strom in %	Grundversorger für Gas in %
Allgemeine Bedingungen für die Durchführung der Grundversorgung sind öffentlich bekannt und im Internet veröffentlicht	98	98
Allgemeine Preise für die Durchführung der Grundversorgung sind öffentlich bekannt und im Internet veröffentlicht	99	99

Tabelle 81: Anteil der Grundversorger, die ihren Veröffentlichungspflichten im Rahmen der Grund- und Ersatzversorgung nachkommen.

6.4 Mahnverfahren und Versorgungseinstellung

6.4.1 Mahnverfahren und Versorgungseinstellung Elektrizität

Mit der Abfrage der Großhändler und Lieferanten „Strom“ wurden Daten zu den Mahnungen und Versorgungseinstellungen bei Stromkunden erhoben. Dabei sollte jeder Zählpunkt Strom möglichst nur einmal berücksichtigt werden, d.h. mehrmalige Mahnungen und Versorgungseinstellungen bei einem Zählpunkt Strom sollten nicht die jeweilige Gesamtzahl erhöhen.

Die Gesamtsumme der Zählpunkte Strom, die mit Stand 31.12.2006 von den im Wege der Monitoringabfrage erfassten Unternehmen beliefert wurden, betrug 44,44 Millionen. Nach Bereinigung der Daten um nicht plausible Antworten zur Anzahl der Mahnungen und Versorgungseinstellungen verbleibt eine Gesamtsumme der Zählpunkte Strom von 38,65 Millionen. Davon wurden im Berichtsjahr 2006 für Kunden mit 5,32 Mio. Zählpunkten Strom Mahnungen wegen Zahlungsverzug erstellt. Dies entspricht einem prozentualen Anteil von 13,76 Prozent. Im Kalenderjahr 2006 wurde bei Kunden mit 0,42 Mio. Stromzählern die Versorgung wegen Nichtzahlens eingestellt (Unterbrechungen der Anschlussnutzung); dies entspricht einem Anteil von 1,09 Prozent an der Gesamtsumme der erfassten Zählpunkte Strom nach Datenbereinigung.

6.4.2 Mahnverfahren und Versorgungseinstellung Gas

Mit der Abfrage der Großhändler und Lieferanten „Gas“ wurden Daten zu den Mahnverfahren und Versorgungseinstellungen bei Gaskunden erhoben. Dabei sollte jeder Zählpunkt Gas möglichst nur einmal berücksichtigt werden, d.h. mehrmalige Mahnungen und Versorgungseinstellungen bei einem Zählpunkt Gas sollten nicht die jeweilige Gesamtzahl erhöhen.

Die Gesamtsumme der Zählpunkte Gas, die mit Stand 31.12.2006 von den im Wege der Monitoringabfrage erfassten Unternehmen beliefert wurden, betrug 11,46 Millionen. Nach Bereinigung der Daten um nicht plausible Antworten zur Anzahl der Mahnungen und Versorgungseinstellungen verbleibt eine Gesamtsumme der Zählpunkte Gas von 9,58 Millionen. Davon wurden im Berichtsjahr 2006 für Kunden mit 1,18 Mio. Zählpunkten Gas Mahnungen wegen Zahlungsverzug erstellt. Dies entspricht einem prozentualen Anteil von 12,32 Prozent. Im Kalenderjahr 2006 wurde – nach Bereinigung der Daten – bei 37.825 Kunden die Versorgung wegen Nichtzahlens eingestellt (Unterbrechungen der Anschlussnutzung); dies entspricht einem Anteil von 0,39 Prozent an der Gesamtsumme der erfassten Zählpunkte Gas nach Datenbereinigung.

6.5 Allgemeine Endnutzerpreise

6.5.1 Allgemeine Preise Elektrizität

Die Bundestarifordnung Elektrizität (BTO/Elt) tritt am 01.07.2007 außer Kraft. Endkundenpreise für Strom bedürfen ab 01.07.2007 keiner behördlichen Genehmigung. Sie unterliegen ab diesem Termin der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht.

Mit der Datenerhebung für das Monitoring wurden von den Großhändlern und Lieferanten „Strom“ Angaben zur Stromabgabe an Letztverbraucher zu den Konditionen Allgemeiner Preise (Allgemeiner Tarife) erbeten. Falls die befragten Unternehmen Allgemeine Preise / Allgemeine Tarife für die Versorgung in Niederspannung anbieten, sollten die Abgabemengen in 2006 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 zu dem in der Tabelle 82 dargestellten Ergebnis für das Berichtsjahr 2006 geführt. Dabei werden die Werte für das Berichtsjahr 2006 den zusammengefassten Werten aus 2005 gegenübergestellt. Aufgrund veränderter Kundenkategorien in 2006 gegenüber 2005 ist ein direkter Vergleich nur für die Gesamtwerte möglich.

Kategorie	2006 Abgabemengen in TWh	2006 Abgabemengen zu Allgemeinen Preisen (Allgemeine Tarife) in TWh	Anteil an Abgabemenge in Kategorie in Prozent
Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG	131,97	73,21	55,47
Weitere Letztverbraucher (keine Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG)	335,00	11,30	3,37
Gesamt 2006	466,97	84,51	18,10
<hr/>			
Kategorie	2005 Abgabemenge in TWh	2005 Abgabemenge zu Allgemeinen Preisen (Allgemeine Tarife) in TWh	Anteil an Abgabemenge in Kategorie in Prozent
Gesamt 2005	432,84	85,16	19,67

Tabelle 82: Abgabemengen Großhändler und Lieferanten „Strom“ zu den Konditionen Allgemeiner Preise (Allgemeiner Tarife) nach Kategorien

Die gesamte erfasste Abgabemenge der befragten Großhändler und Lieferanten an Letztverbraucher betrug 466,97 TWh im Jahre 2006 (432,84 TWh in 2005). Die Gesamtmenge, die hiervon zu den Konditionen Allgemeiner Preise (Allgemeiner Tarife) abgegeben wurde, sank im Jahre 2006 um 0,65 TWh auf 84,51 TWh (85,16 TWh in 2005). Der Anteil der gesamten Abgabemenge zu den Konditionen Allgemeiner Preise (Allgemeiner Tarife) an der gesamten erfassten Abgabemenge der befragten Großhändler und Lieferanten an Letztverbraucher sank damit im Jahre 2006 um 1,57 Prozent auf 18,10 Prozent (19,67 Prozent in 2005). Der weitaus größte Teil der Abgabemenge zu den Konditionen Allgemeiner Preise wird mit 73,21 TWh bzw.

86,63 Prozent von 84,51 TWh an Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG abgesetzt. Bezogen auf die im Zuge des Monitoring 2007 ebenfalls abgefragte Gesamtstromabgabe der Großhändler und Lieferanten an Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG in Höhe von 131,97 TWh liegt der Anteil, der zu den Konditionen Allgemeiner Preise (Allgemeiner Tarife) an Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG abgegeben wird, bei 55,47 Prozent.

Zum Preisniveau der Allgemeinen Preise (Allgemeinen Tarife) sei an dieser Stelle auf die Erhebung zum aktuellen durchschnittlichen Einzelhandelspreisniveau der im Wege des Monitoring befragten Großhändler und Lieferanten für den Haushaltsbereich (Eurostat-Kundenkategorie Dc, s. Kapitel 3.2.3.2) verwiesen.

6.5.2 Allgemeine Preise Gas

Endkundenpreise für Gas bedürfen keiner behördlichen Genehmigung. Sie unterliegen der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht.

Mit der Datenerhebung für das Monitoring wurden von den Großhändlern und Lieferanten „Gas“ Angaben zur Gasabgabe an Letztverbraucher zu den Konditionen Allgemeiner Preise (Allgemeiner Tarife) erbeten. Falls die befragten Unternehmen Allgemeine Preise / Allgemeine Tarife für die Versorgung mit Gas anbieten, sollten die Abgabemengen in 2006 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 zu dem in der Tabelle 83 dargestellten Ergebnis für das Berichtsjahr 2006 geführt. Für das Berichtsjahr 2005 wurden diese Angaben nicht abgefragt.

Kategorie	2006 Abgabemengen in TWh	2006 Abgabemengen zu Allgemeinen Preisen (Allgemeine Tarife) in TWh	Anteil an Abgabemenge in Kategorie in Prozent
Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG	213,91	87,91	41,10
Weitere Letztverbraucher (keine Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG)	669,61	37,80	5,65
Gesamt 2006	883,52	125,71	14,23

Tabelle 83: Abgabemengen Großhändler und Lieferanten „Gas“ zu den Konditionen Allgemeiner Preise (Allgemeiner Tarife) nach Kategorien

Die gesamte erfasste Abgabemenge der befragten Großhändler und Lieferanten an Letztverbraucher betrug 883,52 TWh im Jahre 2006. Die Gesamtmenge Gas, die hiervon zu den Konditionen Allgemeiner Preise (Allgemeiner Tarife) abgegeben wurde, betrug insgesamt 125,71 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 betrug damit im Jahre 2006 14,23 Prozent. Der weitaus größte Teil der Abgabemenge zu den Konditionen Allgemeiner Preise wird mit 87,91 TWh bzw. 69,93 Prozent von 125,71 TWh an Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG abgesetzt. Bezogen auf die im Zuge des Monitoring 2007 ebenfalls abgefragte Gesamtgasabgabe der Großhändler und Lieferanten an Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG in Höhe von

213,91 TWh liegt der Anteil, der zu den Konditionen Allgemeiner Preise (Allgemeiner Tarife) an Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG abgegeben wird, bei 41,10 Prozent.

Zum Preisniveau der Allgemeinen Preise (Allgemeinen Tarife) sei an dieser Stelle auf die Erhebung zum aktuellen durchschnittlichen Einzelhandelspreisniveau der im Wege des Monitoring befragten Großhändler und Lieferanten für den Haushaltsbereich (Eurostat-Kundenkategorie Dc, s. Kapitel 4.2.3.2) verwiesen.

6.6 Gewährleistung von Transparenz in den Liefervertragsbedingungen

Im Rahmen des jährlichen Monitoring über die wettbewerbliche Entwicklung in den Netzen aus Sicht der Haushaltskunden hat die Bundesnetzagentur auch überprüft, ob die Energielieferverträge außerhalb der Grundversorgung den Vorgaben des § 41 EnWG entsprechen. Im Einzelnen lauteten die Fragen wie folgt:

- Enthalten Lieferverträge mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung die im § 41 EnWG festgelegten Bestimmungen?
- Werden den Haushaltskunden vor Abschluss eines Liefervertrages außerhalb der Grundversorgung verschiedene Zahlungsmodalitäten angeboten?

Die in Tabelle 84 zusammengefasste Auswertung zeigt deutlich, dass Stromlieferanten die gesetzlichen Vorgaben zur inhaltlichen Gestaltung des Energieliefervertrages häufiger und umfassender umgesetzt haben als Gaslieferanten. Allerdings sind im Vergleich zu den Vorjahresergebnissen (siehe Tabelle 84, Werte in Klammern) bei den Gaslieferverträgen außerhalb der Grundversorgung deutliche Verbesserungen festzustellen. Bei der Befragung fand erneut die Bestimmung zum unentgeltlichen und zügigen Lieferantenwechsel die geringste Umsetzung, sowohl bei Strom- (71,8 Prozent) als auch bei Gaslieferverträgen (63,3 Prozent) außerhalb der Grundversorgung. Bei der inhaltlichen Gestaltung der Energielieferverträge mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung sind die gesetzlichen Vorschriften somit noch nicht vollständig umgesetzt.

Vertragliche Bestimmungen	Anzahl Stromlieferanten in %	Anzahl Gaslieferanten in %
Vertragsdauer	97,4 (91)	85,6 (72)
Rücktrittsrecht des Kunden	97,0 (77)	76,2 (55)
Preisanpassung	96,5 (90)	85,4 (72)
Zahlungsweise	95,0 (87)	83,9 (69)
Haftungs- und Entschädigungsregelungen bei Nichteinhaltung vertraglich vereinbarter Leistungen	91,5 (87)	83,0 (70)
Verlängerung und Beendigung der Leistungen und des Vertragsverhältnisses	88,1 (91)	85,6 (72)
Art und Weise wie aktuelle Informationen über die geltenden Tarife und Wartungsentgelte erhältlich sind	86,4 (75)	75,8 (57)
Zu erbringende Leistungen einschl. angebotene Wartungsdienste	79,3 (72)	72,5 (55)
Unentgeltlicher und zügiger Lieferantenwechsel	71,8 (60)	63,3 (37)

Tabelle 84: Umsetzungsstand gesetzlicher Bestimmungen für die inhaltliche Gestaltung von Energielieferverträgen mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung nach § 41 EnWG im Monitoring 2007 und 2006 (Werte in Klammern).¹⁶⁵

Weiterhin haben 94,1 Prozent (87 Prozent im Monitoring 2006) der Stromlieferanten und 91,0 Prozent (78 Prozent im Monitoring 2006) der Gaslieferanten ihren Kunden verschiedene Zahlungsmodalitäten vor Abschluss eines Energieliefervertrages außerhalb der Grundversorgung angeboten. Die Entwicklung bei der Umsetzung der gesetzlichen Bestimmungen in Gaslieferverträgen außerhalb der Grundversorgung ist als positiv zu beurteilen. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass Haushaltskunden vermehrt erst seit Ende des Jahres 2006 ihren Gaslieferanten wechseln können.

¹⁶⁵ Bei der Ermittlung der Prozentwerte wurde im Monitoring 2007 erstmals die Anzahl der antwortenden Grundversorger i.S.d. § 36 Abs. 2 EnWG als Bezugsgröße verwendet. Im Monitoring 2006 wurde die Gesamtzahl der antwortenden Großhändler und Lieferanten als Bezugsgröße verwendet.

Anhang 1: Tabelle der Indikatoren mit Definitionen

Disclaimer:

The information of the associations (VDEW, VDN, BGW, WEG), institutions (IWEN) and undertakings (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.

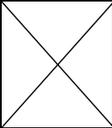
ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2006)	Comments
General Regulatory Issues					
1)	Electricity market opening threshold	GWh/y	Threshold of eligibility of customers to choose supplier	0	
2)	Proportion (%) of market open to competition	%	GWh eligible divided by annual consumption in GWh in the country	100	
3)	Interruptions	min/yr	SAIDI = System average interruption duration index. It indicates the total duration of interruption for the average customer during a predefined period of time. It is commonly measured in customer minutes.	19.3	Unplanned interruptions only (planned interruptions: 13.4 min/yr), as of 2005; source: VDN survey
Effective Unbundling					
1)	Transmission System Operators (TSOs)				
1.1)	TSOs in the country	number	Number of TSOs in the country	4	As of 21 June 2007
1.2)	Ownership unbundled TSOs	number	Number of TSOs that are ownership unbundled	0	
2)	Distribution System Operators (DSOs)				
2.1)	DSOs in the country	number	Number of DSOs in the country	877	As of 21 June 2007
2.2)	Legally unbundled DSOs	number	Number of DSOs that are legally unbundled	n.av.	See comments in the report
2.3)	100,000 customer exemption	yes/no	Application of the 100,000 customer exemption in the country	yes	
2.4)	Small DSOs (< 100,000 customers)	number	Number of DSOs with less than 100,000 customers	799	As of 21 June 2007

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2006)	Comments
2.5)	DSOs with network assets	number	Number of legally unbundled DSOs that own netw. assets	n.av.	See comments in the report
2.6)	DSOs w/o network assets	number	Number of legally unbundled DSOs that do not own network assets	n.av.	See comments in the report
3)	Share of employees in the network business	average percentage	Employees directly employed by network operators (TSOs + DSOs) as share of employees of the total electricity sector	n.av.	See comments in the report
Description of the wholesale market (generation)					
1)	Generation and consumption figures				
1.1)	Demand/ consumption	TWh	Annual final total demand including losses without pumped storage	567.0	Total consumption of electricity (total electricity industry, including the industry's consumption of electricity from industrial power plants and including grid losses); source: VDEW
1.2)	Peak load	GW	<ul style="list-style-type: none"> • The highest simultaneous demand for electricity satisfied during the year. • 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. • 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. 	77.8	Figure for public supply; source: VDN
1.3)	Maximum net generating capacity	GW	IEA definition: the national Maximum Generating Capacity is defined as the sum of all individual plants' maximum net capacity available during a period of at least 15 hours per day. The reported figures should relate to the maximum net capacities on 31 December. Net capacity is without auxiliary services.	139.5	Figure for total electricity industry; figure for public supply: 102.6 GW in 2006; source: VDEW
2)	Market dominance figures		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.		

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2006)	Comments
2.1)	Generation companies \geq 5 % by capacity	number	Number of companies running more than 5 % of national net generation.	5	Companies' net generating capacity in relation to the net capacity for „Public Supply“; source: IWEN
2.2)	Share of 3 biggest generators	%	Share of largest 3 generation companies by capacity	68.52	Aggregate net generating capacity of the three biggest companies (70.3 GW) in relation to the net capacity for „Public Supply“ of 102.6 GW; source: IWEN
2.3)	HHI by volume	number (between 1 and 10000)	Sum of squared shares of individual companies. The threshold should be set in way to guarantee 80 % coverage	n.ap.	Owing to specific characteristics (low price elasticity, network dependence, capacity restrictions) of the grid-based energy industry, market dominance may exist even if the market shares are smaller as compared with those in other sectors. Common indicators for measuring the degree of market concentration such as the Herfindahl-Hirschman Index (HHI) are therefore deemed inadequate for determining the extent of market power and confirming or refuting the existence of competitive risk scenarios. Source: Federal Cartel Office
2.4)	HHI by capacity	number (between 1 and 10000)	Sum of squared shares of individual companies. The threshold should be set in way to guarantee 80 % coverage	n.ap.	Owing to specific characteristics (low price elasticity, network dependence, capacity restrictions) of the grid-based energy industry, market dominance may exist even if the market shares are smaller as compared with those in other sectors. Common indicators for measuring the degree of market concentration such as the Herfindahl-Hirschman Index (HHI) are therefore deemed inadequate for determining the extent of market power and confirming or refuting the existence of competitive risk scenarios. Source: Federal Cartel Office

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2006)	Comments
Description of the wholesale market (traded electricity)					
1)	Electricity traded (power exchange - spot)	TWh	Volume of electricity traded at power exchange spot market (day ahead). Trade of standardised products for physical delivery the next day.	88.46	Day-ahead spot market for the market area of Germany/Austria; source: EEX
2)	Electricity traded (power exchange - future)	TWh	Volume of electricity traded at power exchange future markets. Trade of standardised products.	386.77	Phelix futures, German power futures and options for Phelix futures (excl. French power futures, EUA futures and coal futures); source: EEX
3)	Electricity traded (OTC)	TWh	Non standardised trade between companies. Do not cover transaction taking place in vertical integrated company. Individual OTC contracts that are cleared at power exchange are also taken into account.	n.av.	Volume of OTC clearing at the EEX: 655.55 TWh (2006) Phelix futures, German power futures and options for Phelix futures (excl. French power futures, EUA futures and coal futures); source: EEX
Description of the retail market					
1)	Independent suppliers	number	Number of independent suppliers that are ownership unbundled of any electricity network business in the country	n.av.	
2)	Share in the retail market		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 usual defined in the individual country)		
2.1)	No companies ≥ 5 % market share in retail	number	The final retail market should be split into elig. and not elig. and the share calculated on the basis of consumption quantity of eligible customers.	3	Figure for public supply; estimation, source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.2)	Market share of three largest companies in large industry	%		48.49	Figure for public supply; estimation, consumption of more than 2 GWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.3)	Market share of three largest companies in medium sized industry	%		36.07	Figure for public supply; estimation; consumption of more than 10 MWh/year to 2 GWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2006)	Comments
2.4)	Market share of three largest companies in small industry and households	%		47.04	Figure for public supply; estimation, consumption of 10 MWh/year or less; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3)	Switching rates		Switching supplier is defined as "the action through which a customer changes supplier". 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 electr. or gas associated with the relationship) from one supplier to another. It involves some activity by the customer. (So change of supplier resulting from a merger are excluded) Switching activity is defined as the number of switches in a given period of time.		
			A switch additionally includes: A re-switch: when a customer switches for the second or subsequent time, even within the same measured period of time. A switch-back: when a customer switches back to his/her former or previous supplier. Switching and moving: When a customer moves, a switch should only be rec. if a customer switches to a supplier other than the supplier which is incumbent in the area where he/she is moving to. 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).		
3.1)	Annual switching rate in large industry (number of eligible meter points)	%	% of large customers having changed supplier	n.av.	

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2006)	Comments
3.2)	Annual switching rate in medium sized industry (number of eligible meter points)	%	% of medium industrial and commercial customers having changed supplier	n.av.	
3.3)	Annual switching rate in small industry and households (number of eligible meter points)	%	% of very small commercial customers and households having changed supplier	n.av.	
3.4)	Annual switching rate in large industry (by volume)	%	% of large industrial customers having changed supplier (by volume)	14.15	Consumption of more than 2 GWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.5)	Annual switching rate in medium sized industry (by volume)	%	% of medium industrial and commercial customers having changed supplier (by volume)	9.33	Consumption of more than 10 MWh/year to 2 GWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.6)	Annual switching rate in small industry and households (by volume)	%	% of very small commercial customers and households having changed supplier (by volume)	2.55	Consumption of 10 MWh/year or less; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.7)	Annual rate of customer re-negotiating	%	Customer renegotiating means changing the contractual terms with the existing electricity supplier	11.86	Source: Federal Network Agency's monitoring survey
Retail market prices					
1)	Prices for standard consumer Ig		Standard consumer Ig = annual consumption of 24000 MWh and maximum demand of 4000 kW		
1.1)	Ig - Network Charges	€/MWh	Including: • system operators costs • commercial and billing costs related to transmission and distribution activities • congestion management costs • excluding taxes.	15.1	Weighted average as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.2)	Ig - Levies	€/MWh	Either charged to customers or suppliers – renewables, stranded cost, chp levies, concession levies	9.9	Weighted average as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.3)	Ig - Taxes	€/MWh	VAT, energy taxes, local taxes	29.7	Weighted average (reduced electricity tax rate) as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.4)	Ig - Energy Price	€/MWh	Total - network - levies - taxes = Energy Price	54.7	Weighted average as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2006)	Comments
2)	Prices for standard consumer Ib		Standard consumer Ib = annual consumption of 50 MWh and maximum demand of 50 kW		
2.1)	Ib - Network Charges	€/MWh	Including: <ul style="list-style-type: none"> • system operators costs • commercial and billing costs related to transmission and distribution activities • congestion management costs • excluding taxes. 	54.9	Weighted average as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.2)	Ib - Levies	€/MWh	Either charged to customers or suppliers: renewables, stranded cost, chp levies, concession levies	21.9	Weighted average as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.3)	Ib - Taxes	€/MWh	VAT, energy taxes, local taxes	43.0	Weighted average (reduced electricity tax rate) as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey (see footnote 75 in the report)
2.4)	Prices (Ib) - Energy Price	€/MWh	Total - network - levies - taxes = Energy Price	69.0	Weighted average as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3)	Prices for standard consumer Dc		Standard consumer Dc = annual consumption of 3500 kWh of which 1300 by night		
3.1)	Dc - Network Charges €/MWh	€/MWh	Including: <ul style="list-style-type: none"> • system operators costs • commercial and billing costs related to transmission and distribution activities • congestion management costs • excluding taxes. 	62.8	Weighted average (excluding universal supply) as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.2)	Dc - Levies	€/MWh	Either charged to customers or suppliers: renewables, stranded cost, chp levies, concession levies	26.6	Weighted average (excluding universal supply) as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.3)	Dc - Taxes	€/MWh	VAT, energy taxes, local taxes	52.2	Weighted average (excluding universal supply) as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.4)	Dc - Energy Price	€/MWh	Total - network - levies - taxes = Energy Price	57.9	Weighted average (excluding universal supply) as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey
4)	Prices for typical household in the country		Typical household = energy (kWh) supplied to households divided by number of households		

ELECTRICITY					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2006)	Comments
4.1)	Typical household - Network Charges	€/MWh	Including: <ul style="list-style-type: none"> • system operators costs • commercial and billing costs related to transmission and distribution activities • congestion management costs • excluding taxes. 	n.av.	
4.2)	Typical household - Levies	€/MWh	Either charged to customers or suppliers: renewables, stranded cost, chp levies, concession levies	n.av.	
4.3)	Typical household - Taxes	€/MWh	VAT, energy taxes, local taxes	n.av.	
4.4)	Typical household - Energy Price	€/MWh	Total <ul style="list-style-type: none"> - network - levies - taxes = Energy Price	n.av.	
4.5)	Typical household	kWh	Please specify the typical consumption of a household you consider. Describe the composition of the average consumption of the typical household in the field for comments (e.g. summer/winter, day/night, etc.).	n.av.	According to VDEW, 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)

GAS					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2006)	Comments
General Regulatory Issues					
1)	Gas market opening threshold	Mm ³ /year	Threshold of eligibility of customers to choose supplier	0	
2)	Proportion (%) of market open to competition	%	Eligible consumption (Gm ³) divided by annual consumption in the country (Gm ³)	100	
Effective Unbundling					
1)	Transmission System Operators (TSOs)	X	X		
1.1)	TSOs in the country	number	Number of TSOs in the country	22	As of 21 June 2007 Definition by SO (self-assessment)
1.2)	Ownership unbundled TSOs	number	Number of TSOs that are ownership unbundled	0	
2)	Distribution System Operators (DSOs)	X	X		
2.1)	DSOs in the country	number	Number of DSOs in the country	719	As of 21 June 2007 4 out of 719 DSO have also been counted under 1.1) as TSO
2.2)	Legally unbundled DSOs	number	Number of DSOs that are legally unbundled	n.av.	See comments in the report
2.3)	100,000 customer exemption	yes/no	Application of the 100,000 customer exemption in the country	yes	
2.4)	Small DSOs (< 100,000 customers)	number	Number of DSOs with less than 100,000 customers	694	As of 21 June 2007
2.5)	DSOs with network assets	number	Number of legally unbundled DSOs that own network assets	n.av.	See comments in the report
2.6)	DSOs w/o network assets	number	Number of legally unbundled DSOs that do not own network assets	n.av.	See comments in the report
3)	Share of employees in the network business	average percentage	Employees directly employed by network operators (TSOs + DSOs) as share of employees of the total gas sector	n.av.	See comments in the report

GAS					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2006)	Comments
Description of the wholesale market (production, import)					
1)	Production, import, transit and consumption figures				
1.1)	Demand/ Consumption	Gm ³	Gross Inland Consumption = Production + Imports - Exports + Storage variations	105.2	source: BMWi / BAFA
1.2)	Peak	Mm ³ /day	Maximum quantity of gas consumed in a day during the year	n.av.	
1.3)	National production	Gm ³ /yr	National production per year	18.6	source: WEG
1.4)	National production capacity	Gm ³ /day	Production capacity per day	n.av.	
1.5)	Import capacity total	Gm ³ /yr		266.866	Answers from some TSOs are missing. Source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.6)	Import capacity reserved transit	Gm ³ /yr	Long term contract to supply foreign market (> 1 year)	n.av.	382.019 Gm ³ /a LT capacity booked to supply foreign markets; answers from some TSOs are missing. Source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.7)	Reserved to domestic LT contracts	Gm ³ /yr	Long term contract to supply domestic market (> 1 year)	725.397	Answers from some TSOs are missing. Source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.8)	Unreserved	Gm ³ /yr	open to short term transport	n.av.	TSOs answers result in implausible figures
2)	Market dominance figures		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.		
2.1)	No of companies ≥ 5 % production and import capacity	number	Number of companies running more than 5 % of national supply capacity (i.e. IMP + production bcm).	n.av.	
2.2)	No of companies ≥ 5 % available gas	number	available gas = gross inland consumption (production + net imports + storage variations)	n.av.	
2.3)	Share of largest 3 wholesalers	%	Share calculated on volumes traded in wholesale and retail markets (the number includes resales)	n.av.	

GAS					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2006)	Comments
Description of the wholesale market (traded gas)					
1)	Gas traded (spot at hubs)	Gm ³		n.av.	EEX (European Energy Exchange) starts gas trade on 1 July 2007
2)	Gas traded (at hub forward markets)	Gm ³	Trade of standardised products.	n.av.	EEX starts gas trade on 1 July 2007
3)	Gas traded (OTC)	Gm ³	Non standardised trade between companies. To not cover transaction taking place in vertical integrated company. Individual OTC contract that are cleared at gas exchange are also taken into account.	n.av.	EEX starts gas trade on 1 July 2007
Description of the retail market					
1)	Independent suppliers	number	Number of independent suppliers that are ownership unbundled of any gas network business in the country	n.av.	
2)	Share in the retail market		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 usual defined in the individual country)		
2.1)	No of companies ≥ 5 % market share in retail	number	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	4	Estimation; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.2)	Market share of three largest companies in power plants	%	market share of three largest companies calculated on gas sold to power plants	39.0	Estimation; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.3)	Market share of three largest companies in large industry	%	market share of three largest companies calculated on gas sold to industrial sector	45.5	Estimation, consumption of more than 10,000 MWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey

GAS					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2006)	Comments
2.4)	Market share of three largest companies in medium sized industry	%	market share of three largest companies calculated on gas sold to commercial and services sector	23.6	Estimation, consumption of more than 300 MWh/year to 10,000 MWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.5)	Market share of three largest companies in small industry and households	%	market share of three largest companies calculated on gas sold to households	27.1	Estimation, consumption of up to 300 MWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3)	Switching rates		Switching supplier is defined as "the action through which a customer changes supplier". 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 save activity by the costumer. (So change of supplier from a merger are excluded) Switching activity is defined as the number of switches in a given period of time. (Definition taken from the Customer FG).		
			<p>A switch additionally includes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • A re-switch: when a customer switches for the second or subsequent time, even within the same measured period of time. • A switch-back: when a customer switches back to his/her former or previous supplier. <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>		

GAS					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2006)	Comments
3.1)	Annual switching rate of power plants (number of eligible meter points)	%	% of power plants having changed supplier	n.av	
3.2)	Annual switching rate in large industry (number of eligible meter points)	%	% of large industrial customers having changed supplier	n.av	
3.3)	Annual switching rate in medium sized industry (number of eligible meter points)	%	% of medium industrial and commercial customers having changed supplier	n.av	
3.4)	Annual switching rate in small industry and households (number of eligible meter points)	%	% of very small commercial customers and households having changed supplier	n.av	
3.5)	Annual switching rate of power plants (by volume)	%	% of power plants having changed supplier (by volume)	0.18	source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.6)	Annual switching rate in large industry (by volume)	%	% of large industrial customers having changed supplier (by volume)	2.82	Consumption of more than 10,000 MWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.7)	Annual switching rate in medium sized industry (by volume)	%	% of medium industrial and commercial customers having changed supplier (by volume)	0.41	Consumption of more than 300 MWh/year to 10,000 MWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.8)	Annual switching rate in small industry and households (by volume)	%	% of very small commercial customers and households having changed supplier (by volume)	0.04	Consumption of up to 300 MWh/year; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.9)	Annual rate of customer re-negotiating	%	Customer renegotiating means changing the contractual terms with the existing gas supplier	7.00	Source: Federal Network Agency's monitoring survey
Retail market prices					
1)	Prices for standard consumer I4-1	X	Standard consumer I4-1 = annual consumption of 418.6 TJ		The price elements were converted from ct/kWh to €/m ³
1.1)	I4-1 - Network Charges	€/m ³	Network tariff including metering costs excluding levies and taxes	0.016	Weighted average as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.2)	I4-1 - Levies	€/m ³	Either charged to customers or suppliers-concession levies.	0	As of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey

GAS					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2006)	Comments
1.3)	I4-1 - Taxes	€/m ³	VAT, energy taxes, local taxes	0.113	Weighted average as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey
1.4)	I4-1 - Energy price	€/m ³	Total - network - levies - taxes = Energy Price	0.284	Weighted average as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2)	Prices for standard consumer I1		Standard consumer I1 = annual consumption of 0.4186 TJ		The price elements were converted from ct/kWh to €/m ³
2.1)	I1 - Network Charges	€/m ³	Network tariff including metering costs excluding levies and taxes	0.091	Weighted average as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.2)	I1 - Levies	€/m ³	Either charged to customers or suppliers- concession levies	0.005	Weighted average as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.3)	I1 - Taxes	€/m ³	VAT, energy taxes, local taxes	0.137	Weighted average as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey
2.4)	I1 - Energy Price	€/m ³	Total - network - levies - taxes = Energy Price	0.326	Weighted average as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3)	Prices for standard consumer D3		Standard consumer D3 = annual consumption of 83.7 GJ		The price elements were converted from ct/kWh to €/m ³
3.1)	D3 - Network Charges	€/m ³	Network tariff including metering costs excluding levies and taxes	0.117	Weighted average (excluding universal supply) as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.2)	D3 - Levies	€/m ³	Either charged to customers or suppliers- concession levies	0.007	Weighted average (excluding universal supply) as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.3)	D3 - Taxes	€/m ³	VAT, energy taxes, local taxes	0.146	Weighted average (excluding universal supply) as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey
3.4)	D3 - Energy Price	€/m ³	Total - network - levies - taxes = Energy Price	0.341	Weighted average (excluding universal supply) as of 1 April 2007; source: Federal Network Agency's monitoring survey

GAS					
	Variables	Unit	Definition	Figure (2006)	Comments
4)	Prices for typical household in the country		The consumption of a typical household is calculated by energy (m ³) sold to all households divided by number of households.		
4.1)	Typical household - Network Charges	€/m ³	Network tariff including metering costs excluding levies and taxes	n.av.	Comparable to D3
4.2)	Typical household - Levies	€/m ³	Either charged to customers or suppliers- concession levies, etc.	n.av.	Comparable to D3
4.3)	Typical household - Taxes	€/m ³	VAT, energy taxes, local taxes	n.av.	Comparable to D3
4.4)	Typical household - Energy Price	€/m ³	Total - network - levies - taxes = Energy Price	n.av.	Comparable to D3
4.5)	Typical household (consumption)	m ³	Please specify the typical consumption of a household you consider. Describe the composition of the average consumption of the typical household in the field for comments (e.g. summer/winter, day/night, etc.)	2,118.6	As of 2005; source: BGW
5)	Calorific value	J/m ³	Average calorific value of the country	35,169,120	H ₀ =9.7692 kWh/m ³
6)	Storage charges	€/m ³	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

Anhang 2: Ausländische Beteiligungen an deutschen Stromversorgern (Stand Juni 2007)

ausländisches Unternehmen		deutsches Unternehmen	Beteiligungsquote* in %	indirekt beteiligt über
Unternehmen	Land			
Electrabel S.A.	Belgien	Energie SaarLorLux, Saarbrücken	51,0 %	
Electrabel S.A.	Belgien	EV Gera	49,9 %	
Dong A/S	Dänemark	Stadtwerke Lübeck	25,1 %	
EDF (Electricité de France)	Frankreich	EnBW Energie Baden Württemberg AG	45,0 %	
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Yello Strom	45,0 %	EnBW
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Watt Deutschland	45,0 %	EnBW
EDF (Electricité de France)	Frankreich	ZEAG, Heilbronn	44,2 %	EnBW
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Stw. Düsseldorf	24,7 %	EnBW
EDF (Electricité de France)	Frankreich	MVV Energie, Mannheim	6,8 %	EnBW
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Elektrizitätswerk Braunsbach-Tullau	45,0 %	EnBW / EnBW Regional
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Energieversorgung Gaildorf	45,0 %	EnBW / EnBW Regional
EDF (Electricité de France)	Frankreich	e.wa-riss, Biberach	22,5 %	EnBW / EnBW Regional
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Stw. Schramberg	22,5 %	EnBW / EnBW Regional
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Stw. Emmendingen	22,5 %	EnBW / EnBW Regional
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Elektrizitätswerk Calw	22,1 %	EnBW / EnBW Regional
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Stw. Weinheim	17,9 %	EnBW / EnBW Regional
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Stw. Rottenburg	17,1 %	EnBW / EnBW Regional
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Elektrizitätswerk Mittelbaden	15,6 %	EnBW / EnBW Regional
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Stw. Bad Herrenalb	13,5 %	EnBW / EnBW Regional
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Stw. Nürtingen	13,2 %	EnBW / EnBW Regional
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Albwerk, Geislingen	11,3 %	EnBW / EnBW Regional
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Energie- und Wasserversorgung Bruchsal	11,3 %	EnBW / EnBW Regional
EDF (Electricité de France)	Frankreich	ENRW Energieversorgung Rottweil	11,3 %	EnBW / EnBW Regional
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Stw. Freudenstadt	11,3 %	EnBW / EnBW Regional

EDF (Electricité de France)	Frankreich	Stw. Sindelfingen	11,3 %	EnBW / EnBW Regional
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Stw. Stockach	11,3 %	EnBW / EnBW Regional
EDF (Electricité de France)	Frankreich	FairEnergie, Reutlingen	11,2 %	EnBW / EnBW Regional
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Stw. Karlsruhe	9,0 %	EnBW / EnBW Regional
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Stw. Fellbach	5,4 %	EnBW / EnBW Regional
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Stromversorgung Sulz	4,5 %	EnBW / EnBW Regional
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Stw. Weißenhorn	28,4 %	EnBW / EnBW Donau Ries
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Stw. Schwäbisch Gmünd	11,3 %	EnBW / EnBW Donau Ries
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Energie- und Wasserwerke Bautzen	22,1 %	EnBW / GESO
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Stromversorgung Pirna	22,1 %	EnBW / GESO
EDF (Electricité de France)	Frankreich	DREWAG, Dresden	15,8 %	EnBW / GESO
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Meißener Stadtwerke	14,9 %	EnBW / GESO
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Freitaler Strom und Gas GmbH	13,5 %	EnBW / GESO
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Stw. Elbtal	13,5 %	EnBW / GESO
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Stw. Zittau	11,3 %	EnBW / GESO
EDF (Electricité de France)	Frankreich	ENSO Strom AG, Dresden	20,1 %	EnBW / GESO/ ENSO Energie Sachsen Ost
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Energiedienst AG, Rheinfelden	34,7 %	EnBW
EDF (Electricité de France)	Frankreich	NaturEnergie	34,7 %	EnBW / Energiedienst AG
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Energieversorgung Südbaar	17,3 %	EnBW / Energiedienst AG
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Stw. Bad Säckingen	10,2 %	EnBW / Energiedienst AG
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Energieversorgung Oberes Wiesental	8,3 %	EnBW / Energiedienst AG
EDF (Electricité de France)	Frankreich	VSE AG, Saarbrücken	2,7 %	
EDF (Electricité de France)	Frankreich	Stw. Völklingen	0,5 %	VSE AG
Veolia Environnement S.A.	Frankreich	Stw. Görlitz	74,9 %	
Veolia Environnement S.A.	Frankreich	Braunschweiger Versorgungs AG	74,9 %	
Veolia Environnement S.A.	Frankreich	Stw. Weißwasser	74,9 %	
Cegedel S.A	Luxemburg	Stw. Wuppertal	13,3 %	

H/H-Stadtwerkefonds	Luxemburg	Stw. Oranienburg	64,9 %	
Essent NV	Niederlande	swb AG, Bremen	51,0 %	
Essent NV	Niederlande	Stw. Soltau	25,2 %	swb AG
Essent NV	Niederlande	Gemeindewerke Lilienthal	25,0 %	swb AG
Essent NV	Niederlande	Gemeidewerke Ritterhude	24,8 %	swb AG
Essent NV	Niederlande	Stw. Greifswald	20,4 %	swb AG
Essent NV	Niederlande	Stw. Bielefeld	25,4 %	swb AG
Essent NV	Niederlande	Stw. Gütersloh	12,7 %	swb AG / Stw. Bielefeld
Essent NV	Niederlande	Stw. Ahlen	12,5 %	swb AG / Stw. Bielefeld
Essent NV	Niederlande	Elektrizitätsversorgung Werther (EWG)	12,5 %	swb AG / Stw. Bielefeld
Essent NV	Niederlande	KOM-STROM, Leipzig (Stromhändler)	51,0 %	
Nuon NV	Niederlande	NUON Heinsberg	100,0 %	
Vattenfall AB	Schweden	Vattenfall Europe	100,0 %	
Vattenfall AB	Schweden	WEMAG, Schwerin	80,4 %	Vattenfall Europe
Vattenfall AB	Schweden	Stw. Eilenburg	39,4 %	Vattenfall Europe / WEMAG
Vattenfall AB	Schweden	Stw. Wittenberge	18,2 %	Vattenfall Europe / WEMAG
Vattenfall AB	Schweden	Stw. Lübz	16,1 %	Vattenfall Europe / WEMAG
Vattenfall AB	Schweden	Stw. Parchim	12,1 %	Vattenfall Europe / WEMAG
Vattenfall AB	Schweden	Stw. Rostock	10,1 %	Vattenfall Europe / WEMAG
Vattenfall AB	Schweden	ENSO Strom AG, Dresden	29,1 %	Vattenfall Europe
Vattenfall AB	Schweden	Städtische Werke Kassel	24,9 %	Vattenfall Europe
Sydskraft AB	Schweden	e.on edis, Fürstenwalde/Spree	1,3 %	
EIC Electricity S.A.	Schweiz	Ensys AG, Frankfurt/M.	47,5 %	

* bei mehrstufigen Beteiligungen wird die indirekte Beteiligungsquote wiedergegeben.

Beispiel: Das ausländische Unternehmen hält an einem deutschen Unternehmen 50 Prozent, dieses wiederum an einem weiteren deutschen Unternehmen 70 Prozent. Das ergibt eine indirekte Beteiligungsquote für das ausländische Unternehmen von 35 Prozent.

Quellen: Geschäftsberichte, Presse, VDEW

Glossar

Elektrizität und Gas

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.
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	Wert der aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen im Geschäftsjahr, d.h. Ersatz- und Neuinvestitionen (einschl. aktivierbarer Großreparaturen und aktivierter geringwertiger Wirtschaftsgüter sowie selbst erstellter und im Bau befindlicher Anlagen). Nicht berücksichtigt werden die Anzahlungen auf Anlagen, sofern sie nicht bereits aktiviert wurden, Investitionen in Zweigniederlassungen im Ausland, Zugänge durch den Kauf ganzer Unternehmen oder Betriebe, die bei Investitionen entstandenen Finanzierungskosten, Umbuchungen aus Anlagekonten auf andere Anlagekonten, der Erwerb von Beteiligungen, Wertpapieren usw. (Finanzanlagen) sowie der Erwerb von Konzessionen, Patenten, Lizenzen usw. (vgl. Statistisches Bundesamt)
Lieferantenwechsel	Der Prozess des Lieferantenwechsels beschreibt die Interaktion zwischen den Marktpartnern für den Fall, dass ein Kunde an einer Messstelle von seinem derzeitigen Lieferanten (Altlieferanten) zu einem neuen Lieferanten (Neulieferanten) wechselt. Dies umfasst somit nicht Aus-/Ein- und Umzüge. Werden infolge eines Konzessionswechsels auch Lieferverträge mit den Kunden übertragen, ist dieser Vorgang ebenfalls nicht als Lieferantenwechsel anzusehen.
Reparatur	Unter Reparatur (Instandsetzung) wird der Vorgang verstanden, bei dem ein defektes Objekt in den ursprünglichen, funktionsfähigen Zustand zurückversetzt wird.
Shared-Service	Bezeichnung für die konsolidierten und zentralisierten Dienstleistungsprozesse in einem Unternehmen. Dabei werden von einer zentralisierten Stelle oder Abteilung Prozesse eines Unternehmens zusammengefasst, um sie (aktuell oder perspektivisch) verschiedenen Bereichen des Unternehmens zur Verfügung zu stellen. Die anbietende Stelle wird in der Regel als "Shared Service Center" bezeichnet. Im Unterschied zum Outsourcing, bei dem externe Dienstleistungserbringer mit einer Dienstleistung beauftragt werden, handelt es sich bei einem Shared Service um eine interne Dienstleistungsbündelung.
Verrechnungsentgelt	Das Verrechnungsentgelt beinhaltet die Entgelte für die technisch notwendige Messeinrichtung (Einbau, Betrieb, Wartung) sowie für Messung und Abrechnung pro Zählpunkt.
Zeitpunkt Marktöffnung	Inkrafttreten des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BGBl. Teil I Nr. 24 vom 28.04.1998) am 29.04.1998.

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.
API#2-Index	International verbreitet gehandelter, standardisierter Kontrakt für Importsteinkohle nach Kontinentaleuropa, wird in US\$ notiert
Baseload	Grundlast. Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder Strombezug von konstanter Leistung über 24 Stunden eines jeden Tages der Lieferperiode (vgl. EEX)
Betriebszeit	Die Betriebszeit ist die Zeitspanne, in der eine Anlage oder ein Anlagenteil Energie umwandelt oder überträgt. Die Betriebszeit beginnt mit der Zuschaltung und endet mit der Trennung der Anlage oder des Anlagenteiles zum bzw. vom Netz. An- und Abfahrzeiten von Erzeugungsanlagen ohne nutzbare Energieabgabe zählen insoweit nicht zur Betriebszeit. (vgl. VDEW)
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. (vgl. Statistisches Bundesamt)
Brutto-Leistung	Die Brutto-Leistung einer Erzeugungseinheit ist die abgegebene Leistung an den Klemmen des Generators. (vgl. VDEW)
Brutto-Stromerzeugung	Die Brutto-Stromerzeugung einer Erzeugungseinheit ist die erzeugte elektrische Arbeit, gemessen an den Generatorklemmen. (vgl. VDEW)
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. (vgl. EEX)
Dauer der Anschluss-herstellung	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 Stromlieferung 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. (vgl. VDEW)

Day-Ahead-Markt	Am Day-ahead-Markt wird der Strom für den nächsten Tag gehandelt. (vgl. EEX)
Eigenverbrauch	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. 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. (vgl. VDEW)
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 Betriebs 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. (vgl. VDEW)
Energieträger	Alle Quellen oder Stoffe, in denen Energie mechanisch, thermisch, chemisch oder physikalisch gespeichert ist. (vgl. Statistisches Bundesamt)
Engpass Übertragungsnetz	Definition siehe Transmission Code 2003, S. 29 f.
Engpass Verteilernetz	Engpass ist der Engpass im Sinne des § 15 StromNZV.
Engpassleistung	Die Engpassleistung einer Erzeugungseinheit ist diejenige Dauerleistung, die unter Normalbedingungen erreichbar ist. Sie ist durch den leistungsschwächsten Anlagenteil (Engpass) begrenzt, wird durch Messungen ermittelt und auf Normalbedingungen umgerechnet. Bei einer längerfristigen Veränderung (z.B. Änderungen an Einzelaggregaten, Alterungseinflüsse) ist die Engpassleistung entsprechend den neuen Verhältnissen zu bestimmen. Die Engpassleistung kann von der Nennleistung um einen Betrag $\pm \Delta P$ abweichen. Kurzfristig nicht einsatzfähige Anlagenteile mindern die Engpassleistung nicht. Bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ist die Engpassleistung die elektrische Engpassleistung. (vgl. VDEW)
Erneuerbare Energien	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)
Erzeuger	Unternehmen, die eigene Kraftwerke betreiben und damit Strom erzeugen. (vgl. www.energate.de)

Erzeugung	Erzeugung ist die Produktion elektrischer Energie bzw. bei der Kraft-Wärme-Kopplung von elektrischer Energie und Nutzwärme. (vgl. VDEW)
Erzeugungseinheit	Eine Erzeugungseinheit für elektrische Energie ist eine nach bestimmten Kriterien abgrenzbare Anlage eines Kraftwerkes. Es kann sich dabei beispielsweise um einen Kraftwerksblock, ein Sammelschienenkraftwerk, eine GuD-Anlage, eine Windenergieanlage, den Maschinensatz eines Wasserkraftwerkes, einen Brennstoffzellenstapel oder ein Solarmodul handeln. (vgl. VDEW)
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).
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. (vgl. EEX)
Grundversorger	Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das nach § 36 Abs. 1 EnWG in einem Netzgebiet die Grundversorgung mit Elektrizität durchführt. (vgl. § 1 Abs. 3 StromGKV)
Interkonnektoren	Grenzüberschreitende Verbindungsleitungen
Intraday Handel	Im Intra-Day-Handel der EEX werden Stromkontrakte mit Lieferung am selben oder folgenden Tag gehandelt. (vgl. EEX)
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). (vgl. Eurostat)
Jahreshöchstlast (Letztverbraucher)	Die Jahreshöchstlast ist die in Kilowatt (kW) ausgedrückte und im Zeitraum eines Jahres viertelstündig gemessene Höchstlast. (vgl. Eurostat)
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. (vgl. VDEW)
Leistungsgemessene Letztverbraucher	Bei Leistungsmessung wird die in Anspruch genommene Leistung in einem bestimmten Zeitraum gemessen. Mithilfe der Leistungsmessung wird für Endkunden ein Lastgang ermittelt, der die Leistungsaufnahme des Endkunden über einen bestimmten Zeitraum aufzeigt. Das Kriterium der Leistungsmessung dient dabei als Abgrenzung zu den nicht-leistungsgemessenen Kunden.

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.
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. (vgl. EEX)
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. (vgl. VDEW)
Nennzeit	Die Nennzeit ist die gesamte zusammenhängende Berichtszeitspanne, ohne jegliche Unterbrechung (Kalenderzeit, z.B. Tag, Monat, Quartal, Jahr). (vgl. VDEW)
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 Betriebs, auch wenn diese nicht aus der Erzeugungseinheit selbst, sondern anderweitig bereitgestellt wird. (vgl. VDEW)
Netto-Netzentgelte	Netzentgelte ohne Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe, EEG- und KWK-Zuschlag
Netto-Stromerzeugung	Die Netto-Stromerzeugung einer Erzeugungseinheit ist die um ihren Betriebs-Eigenverbrauch verminderte Brutto-Stromerzeugung. Wenn nichts anderes vermerkt wird, bezieht sich die Netto-Stromerzeugung auf die Nennzeit. (vgl. VDEW)
Netto-Stromverbrauch („Allgemeine Versorgung“)	Der Netto-Stromverbrauch 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. (vgl. VDEW)
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. (vgl. VDEW)
Net Transfer Capacity	Netto Übertragungskapazität (berechnet sich aus Total Transfer Capacity abzüglich der Sicherheitsmarge) (vgl. Transmission Code 2003)

(n-1)-Kriterium	Das Netz muss so betrieben werden, dass der Ausfall eines einzigen Betriebsmittels, z.B. einer Leitung, die Sicherheit des Verbundbetriebes nicht gefährden darf. Diese Regel wird als (n-1)-Kriterium bezeichnet. Diese Regel besagt auch, dass im Falle eines Verlustes der (n-1)-Sicherheit das Netz in der Lage sein muss, mit dieser Situation fertig zu werden und den (n-1)-sicheren Betriebszustand so bald wie möglich wieder herzustellen, um eine eventuelle neue Störung beherrschen zu können. (vgl. UCTE, TransmissionCode 2003)
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. (vgl. EEX)
OTC-Handel	Außerbörslicher Handel
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. (vgl. EEX)
Phelix	Physical Electricity Index. Der Phelix-Baseload ist der Durchschnitt aller Preise in den Stundenauktionen 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. EEX)
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.
Spotmarkt	Ein Markt, an dem die Geschäfte sofort einer Abwicklung zugeführt werden. (vgl. EEX)
Total Transfer Capacity (TTC)	Gesamte Übertragungskapazität (brutto) (vgl. Transmission Code 2003)
Transmission Reliability Margin (TRM)	Sicherheitsmarge (vgl. Transmission Code 2003)
Underlying	Basiswert. (vgl. EEX)
Vertragswechsel	Abschluss eines neuen Stromliefervertrages mit dem bestehenden Lieferanten, der günstiger als die Grundversorgung ist, oder Vereinbarung von günstigeren Konditionen für einen bestehenden Stromliefervertrag außerhalb der Grundversorgung.
Virtuelle Kraftwerksauktion	Versteigerung von Stromerzeugungskapazitäten durch Erzeuger.
Zählpunkt	Netzpunkt, an dem der Energiefluss messtechnisch erfasst wird

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.
Ausspeisepunkt	Ein Punkt, an dem Gas aus einem Netz, Netzbereich oder einem im Erhebungszeitraum ausgewiesenen Teilnetz an Letztverbraucher oder zu einem anderen Netz, Netzbereich oder Teilnetz ausgespeist werden kann, einschließlich der Ausspeisepunkte zu Speichern, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.
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)
Datenformat	Festgelegte Spezifikation innerhalb der Datenverarbeitung, wie Daten beim Laden und Speichern programmtechnisch interpretiert werden. Gemeint sind Datenformate einschließlich Dateiformate, die zur (automatisierten) Übermittlung von Informationen (bspw. Nominierungen, Mengenabrechnungen) zwischen den Marktpartnern verwendet werden. Hierzu können z.B. die Verwendung eines EDIFACT-Standards, die Nutzung des CSV- oder XML-Formats zählen.
Dauer der Anschlussherstellung	Die Dauer zur Herstellung des Anschlusses ist die Zeitspanne vom Beginn der unmittelbaren Anschlussarbeiten (Rohrverlegung usw.), ohne Berücksichtigung der nötigen Tiefbauarbeiten (Graben-/Kopflöcherherstellung usw.), bis zur Fertigstellung/Inbetriebnahme. Die Fertigstellung/Inbetriebnahme ist der Zeitpunkt, an dem die Gaslieferung aufgenommen werden könnte. 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).

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.
Fernleitungsnetz	Gasrohrleitungssystem, das dazu dient, den Transport von Gas zum Zwecke der Versorgung von Kunden zu ermöglichen. Im Gegensatz zu dem Verteilernetz dient das Fernleitungsnetz vorrangig der Weiterleitung von Gas zur Abgabe an Weiterverteiler oder nachgelagerte Gasversorgungsnetze des Netzbetreibers. Dagegen kommt der unmittelbaren Ausspeisung von Gas an den Letztverbraucher nur eine nachrangige Bedeutung zu. (vgl. dazu § 3 Nr. 20 EnWG)
Gastag	Für die Gaswirtschaft spezifische Definition des Tages. Tagesbeginn ist um 6.00 Uhr (MEZ/MESZ), Ende des Tages ist um 6.00 Uhr MEZ/ MESZ des Folgetages.
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)
Hub	Netzknottenpunkt, Ort des Zusammentreffens verschiedener Leitungen (Pipelines, Stromleitungen etc.) (vgl. www.energate.de)
Lieferant	Ein Unternehmen, dessen Geschäftstätigkeit auf den Vertrieb von Gas gerichtet ist.
Netto-Netzentgelte	Netzentgelte ohne Umsatzsteuer und Konzessionsabgabe
Netzanschluss	Der Netzanschluss verbindet das Gasversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung mit der Gasanlage des Anschlussnehmers, gerechnet von der Versorgungsleitung bis zu den Innenleitungen der Gebäude und Grundstücke. Er besteht aus der Netzanschlussleitung, einer gegebenenfalls vorhandenen Absperrereinrichtung außerhalb des Gebäudes, Isolierstück, Hauptabsperrereinrichtung und gegebenenfalls Haus-Druckregelgerät. Auf ein Druckregelgerät sind die Bestimmungen über den Netzanschluss auch dann anzuwenden, wenn es hinter dem Ende des Netzanschlusses innerhalb des Bereiches der Kundenanlage eingebaut ist. (vgl. Definition „Netzanschluss“ § 5 NDAV)
Netzzugangsverweigerung	Ablehnende Antwort oder abänderndes Vertragsangebot durch den Netzbetreiber auf eine verbindliche Netzzugangsanfrage.
Nicht örtliche Verteilung	Siehe Fernleitungsnetz
Normkubikmeter	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.
Örtliche Verteilung	Siehe Verteilernetz

Open-Season-Verfahren	Open-Season-Verfahren dienen der Bedarfsabfrage des Marktes für ein bestimmtes Neubau- oder Kapazitätserweiterungsprojekt und führen im Erfolgsfall zu verbindlichen Kapazitätsverträgen auf transparente und diskriminierungsfreie Art und Weise.
Physikalischer Netzenspass	Situation, in der das Ausmaß der Nachfrage nach tatsächlichen Lieferungen die technische Kapazität zu einem bestimmten Zeitpunkt übersteigt.
Redundanz	Das zusätzliche Vorhandensein funktional gleicher oder vergleichbarer Ressourcen eines technischen Systems, die bei einem störungsfreien Betrieb im Normalfall nicht benötigt werden.
Stammdaten	Grunddaten eines Unternehmens für die erfolgreiche Abwicklung von Geschäftsvorgängen. Hierzu zählen u.a. Vertragsdaten von Kunden, wie z.B. Name, Adresse, Zählnummer.
Use it or lose it	Dem Transportkunden kann bei einem Engpass und unter der Voraussetzung, dass es trotz Aufforderung nicht zu einer Veräußerung der Kapazität an einen die Kapazität nutzenden Kunden kommt, die gebuchte Transportkapazität vom Netzbetreiber entzogen werden. Das Verfahren im Einzelnen ist in § 13 Abs. 2 GasNZV geregelt.
"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.
Verteilernetz	Gasrohrleitungssystem, das dazu dient, den Transport von Gas über örtliche Leitungsnetze zum Zwecke der Versorgung von Kunden zu ermöglichen. Im Gegensatz zum Fernleitungsnetz erfüllt das Verteilernetz vorrangig die Funktion der Ausspeisung von Gas an Letztverbraucher. Dagegen kommt der Funktion der Abgabe von Gas an andere Gasversorgungsnetze nur eine nachrangige Bedeutung zu. (vgl. dazu § 3 Nr. 29b EnWG)
Vertragswechsel	Abschluss eines neuen Gaslieferungsvertrages mit dem bestehenden Lieferanten, der günstiger als die Grundversorgung ist, oder Vereinbarung von günstigeren Konditionen für einen bestehenden Gaslieferungsvertrag außerhalb der Grundversorgung.
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.

Abkürzungsverzeichnis

a: Jahr
Abs.: Absatz
AEEG: Autorita per l'Energia Elettrica e il Gas
AktG: Aktiengesetz
APT: Austrian Power Trading Deutschland GmbH
Art.: Artikel
ATC: Available Transfer Capacity
BAFA: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BGB: Bürgerliches Gesetzbuch
BGBl.: Bundesgesetzblatt
BGH: Bundesgerichtshof
BGHZ: Bundesgerichtshof Zivilsachen
BGW: Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V.
BKV: Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNE: Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V.
BT: Bundestag
BTOElt: Bundestarifordnung Elektrizität
CEER: Council of European Energy Regulators
CRE: Commission de Régulation de l'Énergie
CREG: Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
CSV: Character (Comma) Separated Values
ct: Cent
d: Tage
DACF: Day Ahead Congestion Forecast
DIN: Deutsches Institut für Normung e.V.
DKE: Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE
DVGW: Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.
DWD: Deutscher Wetterdienst
EASEE-Gas: European Association for the Streamlining of Energy Exchange
EDIFACT: (United Nations) Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport
Edigas (Edig@s): Subset des EDIFACT-Standards für den Gastransport
EDM: Energiedaten-Management
EDV: Elektronische Datenverarbeitung
EECS: European Energy Certificate System
EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX: European Energy Exchange AG
EFET: European Federation of Energy Traders
EG: Europäische Gemeinschaft
EGT: E.ON Gastransport AG & Co. KG
EIC: ETSO Identifikations-Codierungsverfahren
EnBW TNG: EnBW Transportnetze AG
EnWG: Energiewirtschaftsgesetz
E.ON Netz: E.ON Netz GmbH
ERGEG: European Regulators Group for Electricity and Gas
ERI: Electricity Regional Initiatives
ETSO: European Transmission System Operators
EU: Europäische Union
EUA: EU-Allowance, EU-Emissionsrecht
EuGH: Europäischer Gerichtshof
EVU: Energieversorgungsunternehmen
EWG: Europäische Wirtschaftsgemeinschaft

EXAA: Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG
 FNB: Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen
 FTP: File Transfer Protocol
 GasNEV: Gasnetzentgeltverordnung
 GasNZV: Gasnetzzugangsverordnung
 GD TREN: Generaldirektion Energie und Verkehr der Europäischen Kommission
 GEODE: Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie
 gen.: genannt
 GG: Grundgesetz
 ggf.: gegebenenfalls
 GGPSSO: Guidelines for Good Practice for Gas Storage System Operators
 GGP-IMT: Guidelines of Good Practice of Information Management and Transparency
 GW: Gigawatt
 GWB: Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
 GWh: Gigawattstunde
 h: Stunden
 HEL: leichtes Heizöl
 HHI: Herfindahl-Hirschman-Index
 HöS: Höchstspannung
 HSL: schweres Heizöl
 HS: Hochspannung
 HuK: Haushalt und Kleingewerbe
 i.d.R.: in der Regel
 i.S.d.: im Sinne des
 i.S.v.: im Sinne von
 i.V.m.: in Verbindung mit
 ISO: International Organisation for Standardization
 IT: Informationstechnologie
 IWEN: Institut für Wirtschaftswissenschaft der Universität Erlangen-Nürnberg
 k.A.: keine Angabe
 KAV: Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas
 (Konzessionsabgabenverordnung)
 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/m³: Kilowattstunde pro Kubikmeter
 KWK: Kraft-Wärme-Kopplung
 KWK-G: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-
 Kopplung
 LBEG: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen
 LNG: Liquefied Natural Gas
 m³/h: Kubikmeter pro Stunde
 max.: maximal
 min.: minimal
 Mio.: Million
 MoU: Memorandum of Understanding
 MR: Minutenreserve
 Mrd.: Milliarde
 MS: Mittelspannung
 MW: Megawatt
 MWh: Megawattstunde
 MWh/km²: Megawattstunde pro Quadratkilometer
 NAV: Niederspannungsanschlussverordnung

n.av.: not available
n.ap.: not applicable
NDAV: Niederdruckanschlussverordnung
neg.: negativ
Nm³: Normkubikmeter
Nm³/h: Normkubikmeter pro Stunde
Nr.: Nummer
NS: Niederspannung
NTC: Net Transfer Capacity
OTC: Over the counter
OLG: Oberlandesgericht
P_N: Nennleistung
pos.: positiv
RECS: Renewable Energy Certificate System
RWE TSO: RWE Transportnetz Strom GmbH
S.: Satz
S.: Seite
SAIDI: System Average Interruption Duration Index
SAIFI: System Average Interruption Frequency Index
sog.: sogenannt
StromNEV: Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV: Stromnetzzugangsverordnung
TJ: Terajoule
trac-x: transport capacity exchange
TRM: Transmission Reliability Margin
TTC: Total Transfer Capacity
TWh: Terawattstunde
Tz.: Textziffer
UCTE: Union for the Coordination of Transmission of Electricity
ÜNB: Übertragungsnetzbetreiber
VAN: Value added network
VDE: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VDEW: Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.
VDN: Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW
VE- T: Vattenfall Europe Transmission GmbH
vgl.: vergleiche
VIK: Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
VKU: Verband Kommunaler Unternehmen e.V.
VNB Gas: Betreiber von örtlichen Gasverteilernetzen
VNB Strom: Verteilernetzbetreiber Strom
VO: Verordnung
VV: Verbändevereinbarung
WEG: Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.
WVM: Wirtschaftsvereinigung Metalle
XML: Extensible Markup Language
z.T.: zum Teil

Quellenverzeichnis

Bantle, Christian: Investitionserhebung 2005: Investitionen der Stromversorger sind stabil. ew, Jg. 105 (2006), Heft 23-24, S. 22-24

BGW: 126. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland, Berlin 2006

Bundeskartellamt: Bericht des Bundeskartellamtes über seine Tätigkeit in den Jahren 2005/2006 sowie über die Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet, Deutscher Bundestag Drucksache 16/5710, 15.06.2007

Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit in Zusammenarbeit mit Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt: Benchmark-Bericht zu den Strom- und Gasmärkten gemäß Anforderung der GD TREN vom 2. Juni 2005

Bundesnetzagentur: Amtsblatt Nr. 17/2006 der Bundesnetzagentur vom 30.08.2006

Bundesnetzagentur: Nationaler Berichtsbeitrag zum EU-Benchmarkbericht, Bericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen gem. § 63 Abs. 5 EnWG, Bonn, August 2006

DVGW: Arbeitsblatt G 2000, Oktober 2006, Abschnitt 1

European Commission: Energy Sector Inquiry, Draft Preliminary Report, 2006

European Commission: DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, Endbericht vom 10.01.2007

LBEG Niedersachsen: Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2006, 2007

Pfeiffer, Jörg: Konzentration auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt 1994 bis 2004, Dezember 2005; IWE Working Paper Nr. 02 2005; Institut für Wirtschaftswissenschaft der Universität Erlangen-Nürnberg

VDEW: Strommarkt Deutschland – Zahlen und Fakten zur Stromversorgung Frühjahr 2007, April 2007

VDN: TransmissionCode 2003, 08/2003

VDN: Daten und Fakten - Stromnetze in Deutschland 2007, 2007

VDN: Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2005, 2006

VDN: VDN Jahresbericht 2006, 2007

WEG: Erdgasförderung nach konsortialer Beteiligung, Fakten und Trends, Statistischer Bericht 2006, 2007

WuW: Wirtschaft und Wettbewerb – Zeitschrift für deutsches und europäisches Wettbewerbsrecht

Zimmer, Markus; Lang, Christoph und Schwarz, Hans-Günter: Marktstruktur und Konzentration in der deutschen Stromerzeugung. e/m/w, (2007), Heft 2/2007, S. 64-69

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Organisatorischer Aufbau der Energieregulierung	8
Abbildung 2: Mittlere verfügbare Übertragungskapazitäten der Kuppelstellen zum Ausland in 2005 und 2006.....	47
Abbildung 3: Durchschnittliche vergebene Kapazitäten in 2005 und 2006	48
Abbildung 4: Durchschnittliche stündliche Lastflüsse auf grenzüberschreitenden Kuppelleitungen in 2004 und 2005.....	49
Abbildung 5: Auktionserlöse in 2006	50
Abbildung 6: Entwicklung der bei den deutschen ÜNB verbliebenen Auktionserlöse seit 2005 .	50
Abbildung 7: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus Kategorie Dc (Allgemeine Preise / Allgemeiner Tarif).....	54
Abbildung 8: Jährliche Hilfsdienstkosten der deutschen ÜNB nach Hilfsdienst im Jahr 2006	58
Abbildung 9: Entwicklung der durchschnittlich abgerufenen Sekundärregelleistung seit 2004...	59
Abbildung 10: Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der MR innerhalb der vier deutschen Regelzonen in den Jahren 2004 – 2006	60
Abbildung 11: Entwicklung der Durchschnittswerte der 2004 - 2006 von den ÜNB abgerufenen MR.....	61
Abbildung 12: Ausgleichsenergiepreise bei negativem Regelzonensaldo in 2006 (Maximum des Ausgleichsenergiepreises bei VE-T betrug 11 ct/kWh in 2006)...	66
Abbildung 13: Ausgleichsenergiepreise bei positivem Regelzonensaldo in 2006.....	66
Abbildung 14: Jährliche Aufwendungen für Ausgleichsenergie in Summe und je Regelzone seit 2005.....	67
Abbildung 15: Eingesetzte Energiemengen in den Bereichen Minutenreserve und Sekundärregelleistung (2006)	68
Abbildung 16: Entwicklung der Anzahl beteiligter Bilanzkreise an Fahrplanänderungen aufgrund Kraftwerksausfall und untertäglicher Fahrplanänderung seit 2006	69
Abbildung 17: Entwicklung der Anzahl und des Volumens der Fahrplanänderungen mit Vorlauf von 60 Minuten zur vollen Stunde (bis Ende 2006) bzw. 45 Minuten zur Viertelstunde (seit Anfang 2007).....	70
Abbildung 18: Elektrizitätserzeugungsanlagen (Nettonennleistung vor 2006) mit einer Erzeugungsleistung ≥ 100 MW am Höchstspannungsnetz.....	83
Abbildung 19: Elektrizitätserzeugungsanlagen (Bruttonennleistung vor 2006) mit einer Erzeugungsleistung ≥ 100 MW am Höchstspannungsnetz.....	83
Abbildung 20: Elektrizitätserzeuger (Nettonennleistung vor 2006) mit einer Erzeugungsleistung < 100 MW am Höchstspannungsnetz.....	84
Abbildung 21: Anschlussbegehren (Brutto-Nennleistung) am Höchstspannungsnetz	85
Abbildung 22: Durchschnittlicher Automatisierungsgrad des Lieferantenwechsels	92
Abbildung 23: Veränderung des durchschnittlichen Automatisierungsgrads beim Lieferantenwechsel in 2006.....	93
Abbildung 24: Hindernisse bei der Akquisition von Neukunden.....	94
Abbildung 25: Automatisierungsgrad des Lieferantenwechselprozesses bei Netzbetreibern	95
Abbildung 26: Ausspeisepunkte an Letztverbraucher	112
Abbildung 27: Verteilung der Einspeisepunkte (FNB)	113
Abbildung 28: Übersicht Verteilung der Ausspeisepunkte (FNB).....	114
Abbildung 29: Verteilung der Ausspeisepunkte (95 bis 100 Prozent, FNB).....	115
Abbildung 30: Verteilung der Einspeisekapazitäten (FNB)	116
Abbildung 31: Verteilung der Ausspeisekapazitäten (FNB)	117
Abbildung 32: Entwicklung der Zuordnungsaufgaben in örtlichen Verteilernetzen	121
Abbildung 33: Anzahl der Netzzugangsanfragen und Netzzugangsverträge.....	122
Abbildung 34: Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus für den Abnahmefall I4-1 ..	130
Abbildung 35: Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus für den Abnahmefall I1	130
Abbildung 36: Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus für den Abnahmefall D3 (Allgemeine Preise / Allgemeiner Tarif).....	131
Abbildung 37: Anzahl durchgeführter Verfahren nach Verfahrensart bei Letztverbrauchern (örtliche Verteilernetzbetreiber).....	133

Abbildung 38: Anteil durchgeführter Verfahren nach Verfahrensart an Gesamtverfahren bei Letztverbrauchern.....	134
Abbildung 39: Regelenergiequellen 2006 (FNB).....	142
Abbildung 40: Veröffentlichung einer ausführlichen Beschreibung des Gasnetzes (links)	146
Abbildung 41: Veröffentlichung von Informationen zu historischen monatlichen Auslastungsraten durch die 20 angeschriebenen Netzbetreiber (FNB)	148
Abbildung 42: Veröffentlichung von Informationen zu durchschnittlichen jährlichen Lastflüssen für die letzten drei Jahre durch die 20 angeschriebenen Netzbetreiber (FNB)	148
Abbildung 43: Grundlagen der Mindestanforderungen für Messstellenbetreiber	155
Abbildung 44: Gasimport über Nachbarländer	157
Abbildung 45: Gasexport über Nachbarländer	158
Abbildung 46: Ausgaben für Netzinfrastruktur der ÜNB.....	188
Abbildung 47: Anteil des Stromes mit unbekannter Herkunft am Gesamtenergieträgermix der Elektrizitätsversorgungsunternehmen.....	199

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Matrix der von E-Control ermittelten Korrelation der durchschnittlichen Spotmarktpreise Baseload Day Ahead in 2006 der Regionen mit deutscher Beteiligung	45
Tabelle 2: Engpässe im Elektrizitätsverteilernetz	52
Tabelle 3: Durchschnittliche mengengewichtete Einzelhandelspreise und Netzkosten (in Klammern Angaben mit Stand 01.04.2006)	53
Tabelle 4: Übersicht über die im Jahr 2006 von den ÜNB ausgeschriebenen Regelleistungen in MW	57
Tabelle 5: Einsatzhäufigkeit Minutenreserve in 2006	60
Tabelle 6: Entwicklung (Maxima) der Ausgleichsenergiepreise	64
Tabelle 7: Durchschnitt der Ausgleichsenergiepreise in 2006	65
Tabelle 8: Erfüllung der Veröffentlichungspflichten 2006 gemäß Monitoring 2007	72
Tabelle 9: Anzahl der Anschlüsse und durchschnittliche Anschlussdauer pro Anschluss und Netzebene	74
Tabelle 10: Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Anschlüssen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur aufgeteilt nach Spannungsebenen.....	75
Tabelle 11: Bereich der Mindestanschlussleistung für die Zuordnung von Kunden zu einer Netz- bzw. Umspannebene	76
Tabelle 12: Mindestanforderungen gemäß § 21b Abs. 2 EnWG.....	77
Tabelle 13: Messstellenbetriebrahmenvertrag	77
Tabelle 14: Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen durch Dritte	77
Tabelle 15: Festlegung von Bedingungen für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeugungsanlagen	81
Tabelle 16: Festlegung von Preisen bzw. Kosten für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeugungsanlagen	81
Tabelle 17: Veröffentlichung von Bedingungen und Preisen bzw. Kosten für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeugungsanlagen	81
Tabelle 18: Veröffentlichung im Internet von Bedingungen und Preisen bzw. Kosten für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeugungsanlagen.....	82
Tabelle 19: Elektrizitätserzeugung am Niederspannungsnetz bzw. an der Umspannung Mittelspannung/Niederspannung.....	86
Tabelle 20: Summierte Entnahmemengen Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB „Strom“	96
Tabelle 21: Lieferantenwechsel Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB „Strom“	96
Tabelle 22: Summierte Entnahmemengen Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage ÜNB und VNB „Strom“	97
Tabelle 23: Lieferantenwechsel Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage ÜNB und VNB „Strom“	98
Tabelle 24: Summierte Stromabgabe an Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Strom“.....	99
Tabelle 25: Vertragswechsel Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Strom“	100
Tabelle 26: Anteile (Anhaltswerte) der jeweils drei größten Unternehmen nach Kundenkategorien Letztverbraucher gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Strom“ unter Verwendung der Dominanzmethode.....	102
Tabelle 27: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau mit Stand 01.04.2007 für Eurostat-Kundenkategorie Ig (Stromsteuer-Regelsatz) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Strom“ (Angaben mit Stand 01.04.2006 in Klammern)	104
Tabelle 28: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau mit Stand 01.04.2007 für Eurostat-Kundenkategorie Ig (Produzierendes Gewerbe/ermäßigter Stromsteuersatz) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Strom“	105
Tabelle 29: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau mit Stand 01.04.2007 für Eurostat-Kundenkategorie Ib (Stromsteuer-Regelsatz) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Strom“ (Angaben mit Stand 01.04.2006 in Klammern)	106

Tabelle 30: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau mit Stand 01.04.2007 für Eurostat-Kundenkategorie Ib (Produzierendes Gewerbe/ermäßigter Stromsteuersatz) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Strom“ (Angaben mit Stand 01.04.2006 in Klammern).....	107
Tabelle 31: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau mit Stand 01.04.2007 für Eurostat-Kundenkategorie Dc (Allgemeine Preise/Allgemeiner Tarif) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Strom“ (Angaben mit Stand 01.04.2006 in Klammern).....	108
Tabelle 32: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau mit Stand 01.04.2007 für Eurostat-Kundenkategorie Dc (außerhalb Grundversorgung) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Strom“ (Angaben mit Stand 01.04.2006 in Klammern).....	109
Tabelle 33: Marktgebietszuordnungskriterien im ratiellen Verfahren.....	119
Tabelle 34: Durchschnittliche mengengewichtete Gesamtpreise Gas und Netzkosten für die einzelnen Abnahmefälle (in Klammern: Angaben mit Stand 01.04.2006).....	129
Tabelle 35: Verwendete Datenformate bei der Übertragung von Stamm- bzw. Geschäftsdaten.....	135
Tabelle 36: Verwendete Übertragungsmedien bei der Übermittlung von Stamm- bzw. Geschäftsdaten.....	136
Tabelle 37: Versorgung von Standardlastprofilkunden.....	137
Tabelle 38: Entwicklungsgrundlage der verwendeten Standardlastprofile.....	138
Tabelle 39: Angebot Basisbilanzausgleich (örtliche Verteilung).....	140
Tabelle 40: Angebot erweiterter Bilanzausgleich (FNB).....	140
Tabelle 41: Angebot Flexibilitätsdienstleistungen (FNB).....	141
Tabelle 42: Eingesetzte Regelenergiequellen 2006 (FNB), Zahlen von 2005 sind in Klammern angegeben.....	142
Tabelle 43: Regelenergiequellen (örtliche Verteilung).....	143
Tabelle 44: Veröffentlichungen nach § 21 Abs. 2 Nr. 1 bis 3 GasNZV (örtliche Verteilung).....	147
Tabelle 45: Anzahl der Anschlüsse und durchschnittliche Dauer pro Anschluss für Netzbetreiber, die örtliche Gasverteilernetze betreiben.....	150
Tabelle 46: Anzahl der Anschlüsse und durchschnittliche Dauer pro Anschluss für FNB.....	151
Tabelle 47: Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Gas-Druckregel- und Messanlagen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur, aufgeteilt nach Druckbereich für Netzbetreiber, die örtliche Gasverteilernetze betreiben.....	151
Tabelle 48: Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Gasleitungen und Anschlüssen, und durchschnittliche Dauer pro Reparatur, aufgeteilt nach Druckbereich und Materialien für Netzbetreiber, die örtliche Gasverteilernetze betreiben.....	152
Tabelle 49: Anzahl der Reparaturmaßnahmen an Gas-Druckregel- und Messanlagen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur aufgeteilt nach Druckbereich für FNB.....	152
Tabelle 50: Anzahl der Reparaturmaßnahmen und durchschnittliche Dauer pro Reparatur an Gasleitungen und Anschlüssen, aufgeteilt nach Druckbereich und Materialien für FNB.....	152
Tabelle 51: Aufkommen und Verwendung von Erdgas.....	156
Tabelle 52: In Deutschland geförderte Gasmengen 2006 und Zurechnung zu den daran wirtschaftlich berechtigten (Konzern)Unternehmen.....	159
Tabelle 53: Entwicklung des Grenzübergangspreises für Gas in Deutschland.....	162
Tabelle 54: Summierte Ausspeisemengen Letztverbraucher in 2006 nach Kundenkategorien getrennt nach Abfrage FNB und VNB „Gas“.....	164
Tabelle 55: Summierte Ausspeisemengen Letztverbraucher im Vergleich 2005 und 2006 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage FNB und VNB „Gas“.....	165
Tabelle 56: Lieferantenwechsel Letztverbraucher in 2006 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage FNB und VNB „Gas“.....	166
Tabelle 57: Lieferantenwechsel Letztverbraucher in 2005 und 2006 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage FNB und VNB „Gas“.....	166
Tabelle 58: Summierte Abgabemengen Letztverbraucher in 2005 und 2006 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Gas“.....	167
Tabelle 59: Vertragswechsel Letztverbraucher in 2005 und 2006 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Gas“.....	168

Tabelle 60: Anteile (Anhaltswerte) der jeweils drei größten Unternehmen 2006 nach Kundenkategorien Letztverbraucher gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Gas“ unter Verwendung der Dominanzmethode.....	170
Tabelle 61: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (Preisstand 01.04.2007) für Eurostat-Kundenkategorie I4-1 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Gas“ (Angaben mit Stand 01.04.2006 in Klammern)	173
Tabelle 62: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau mit Stand 01.04.2007 für Eurostat-Kundenkategorie I1 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten „Gas“ (Angaben mit Stand 01.04.2006 in Klammern)	174
Tabelle 63: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau mit Stand 01.04.2007 für Eurostat-Kundenkategorie D3.....	175
Tabelle 64: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau mit Stand 01.04.2007 für Eurostat-Kundenkategorie D3 (außerhalb Grundversorgung) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas (Angaben mit Stand 01.04.2006 in Klammern)	176
Tabelle 65: Netto-Stromerzeugung der „Allgemeinen Versorgung“ und der gesamten Stromwirtschaft 2006 (vorläufig).....	179
Tabelle 66: Netto-Engpassleistung in Deutschland 2006 in MW (vorläufig)	180
Tabelle 67: Übersicht Netto-Engpassleistungen der bevorstehenden Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten für Kraftwerke der „Allgemeinen Versorgung“ mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens 20 MW (inkl. teilweiser Anlagenerweiterungen)	182
Tabelle 68: Übersicht Netto-Engpassleistungen für den bevorstehenden Rückbau von Stromerzeugungskapazitäten ohne Kernenergie für Kraftwerke der „Allgemeinen Versorgung“ mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens 20 MW (inkl. teilweiser Anlagenstilllegungen)	183
Tabelle 69: Übersicht Netto-Engpassleistungen der Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten sowie der stillgelegten und vom Netz genommenen Kraftwerksleistungen in 2006 für Kraftwerke der „Allgemeinen Versorgung“ mit einer Netto-Engpassleistung von mindestens 20 MW (inkl. teilweiser Anlagenerweiterungen/-stilllegungen)	184
Tabelle 70: Leistungsbilanz-Vorschau bis 2015.....	185
Tabelle 71: Durchführung Schwachstellenanalyse, Erstellung Netzzustands- und Netzausbaubericht	189
Tabelle 72: Entwicklung des Gasverbrauchs in Deutschland	190
Tabelle 73: Entwicklung der Inlandsfördermenge	191
Tabelle 74: Entwicklung der Inlandsinvestitionen der inländischen Erdgas- und Erdölproduzenten	192
Tabelle 75: Entwicklung des gesamten inländischen Gasverbrauches und der inländischen Gewinnungskapazität.....	193
Tabelle 76: Investitionen in den Ausbau von Netzkoppelkapazitäten für den Gasimport 2006 bis 2012.....	197
Tabelle 77: Umsetzung der Stromkennzeichnungspflichten	198
Tabelle 78: Darstellungsformen der Stromkennzeichnungspflichten	200
Tabelle 79: Verifizierung / Deklaration / Herkunftsnachweis der Elektrizitätsmengen für die Stromkennzeichnung.....	201
Tabelle 80: Ausweisung des Netzentgeltes	201
Tabelle 81: Anteil der Grundversorger, die ihren Veröffentlichungspflichten im Rahmen der Grund- und Ersatzversorgung nachkommen.	203
Tabelle 82: Abgabemengen Großhändler und Lieferanten „Strom“ zu den Konditionen Allgemeiner Preise (Allgemeiner Tarife) nach Kategorien	204
Tabelle 83: Abgabemengen Großhändler und Lieferanten „Gas“ zu den Konditionen Allgemeiner Preise (Allgemeiner Tarife) nach Kategorien	205
Tabelle 84: Umsetzungsstand gesetzlicher Bestimmungen für die inhaltliche Gestaltung von Energielieferverträgen mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung nach § 41 EnWG im Monitoring 2007 und 2006 (Werte in Klammern).	207

**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 14-5954

Bericht der Bundesnetzagentur an die Europäische Kommission
gemäß § 63 Abs. 5 EnWG zum deutschen Elektrizitäts- und Gasmarkt 2007

Redaktionsschluss: 29.06.2007