

Sprechzettel

**Matthias Kurth
Präsident der Bundesnetzagentur**

Es gilt das gesprochene Wort

Sperrfrist: Redebeginn 30. August 2006, 10:30 Uhr

- **Erste Entgeltgenehmigungsverfahren Gas**
- **Weitere Entgeltgenehmigungsverfahren Strom**
- **Vorstellung des Monitoringberichts 2006**

Pressekonferenz 30. August 2006

Handlungsbedarf im Energiemarkt ist erheblich

Nur ein koordiniertes Bündel von Maßnahmen wird Wettbewerb verbessern

Der Handlungsbedarf zur Verbesserung des Wettbewerbs im Energiemarkt ist komplex und umfangreich. Dies zeigt auch der umfassende Monitoringbericht zum deutschen Energiemarkt, den die Bundesnetzagentur gemäß § 63 Abs. 4 i. V. m. § 35 EnWG heute erstmals vorstellt.

Durch die Regulierung von Netzzugang und Netzentgelten wird der Wettbewerb in den Bereichen Erzeugung/Beschaffung, Großhandel und Belieferung von Endkunden gestärkt. Eine effiziente Regulierung setzt eine breite und verlässliche Datenbasis der betreffenden Märkte voraus. So hat die Bundesnetzagentur im Rahmen eines umfangreichen Monitoringverfahrens für den Energiemarkt erstmalig detaillierte Angaben zu den Themenfeldern Anschluss neuer Elektrizitätserzeuger, Übertragungs- und Verteilernetze, Messeinrichtungen, Systemverantwortung und Versorgungssicherheit sowie Handel und Vertrieb im Bereich der Strommärkte erhoben. Für die Gasmärkte wurden die Themenfelder Fernleitungs- und Verteilernetze, Speicheranlagen, Messeinrichtungen, Systemverantwortung und Versorgungssicherheit sowie Handel und Vertrieb untersucht.

Die genauen Dateninhalte des Monitorings wurden von der Bundesnetzagentur nach umfangreichen Konsultationen mit Marktteilnehmern, Verbänden und Institutionen festgelegt. Im Zeitraum vom 22. März 2006 bis zum 19. April 2006 wurden zur Durchführung des Monitorings auf der Internetseite der Bundesnetzagentur Fragebögen für die Marktteilnehmer zur Beantwortung veröffentlicht. Die Fragebögen waren nach den Themengebieten Elektrizität und Gas und den unterschiedlichen Gruppen von Marktteilnehmern differenziert. Die Abfrage richtete sich an die einzelnen Tätigkeitsbereiche der Unternehmen bzw. der jeweiligen Konzerngesellschaften. Eine zusammenfassende Beantwortung durch Obergesellschaften bei Konzernen war nicht vorgesehen. Insgesamt wurden 2.656 beantwortete Fragebögen aus den verschiedenen Marktbereichen ausgewertet.

Die Marktabdeckung der eingegangenen Antworten in den jeweiligen Marktbereichen im Verhältnis zu ausgewählten Gesamtmarktdaten wird in den einzelnen Kapiteln des Berichts eingehend dargestellt, sofern ein Vergleich zu bekannten Gesamtmarktdaten möglich war. Der vorliegende erste Bericht ist im Wesentlichen eine Faktensammlung und bildet eine fundierte Grundlage für weiterführende Untersuchungen in den Folgejahren. Mit diesem Monitoringbericht und den künftig jährlich durchzuführenden Marktdatenerhebungen wird die Bundesnetzagentur zur Erhöhung der Transparenz beitragen.

Das Regulierungskonzept des neuen Energiewirtschaftsgesetzes und der bislang vorliegenden Verordnungen stellt vor allem an die Betreiber von Strom- und Gasnetzen, aber auch an die Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder erhebliche, z. T. völlig neuartige Anforderungen. Aus Sicht der Bundesnetzagentur haben Unternehmen und Verbände durchweg große Kraftanstrengung unternommen, um der neuen Rechtslage Rechnung zu tragen; das gilt nicht zuletzt auch für kleinere Unternehmen. Auf diese Weise sind zwar deutliche Fortschritte erzielt worden, wobei auch die unterschiedliche Ausgangslage bei Strom und Gas in die Bewertung mit einzubeziehen ist. Andererseits bestehen aber doch noch deutliche Defizite, die es erforderlich machen, die Anstrengungen zur vollständigen Umsetzung des neuen Rechtsrahmens – im Interesse der Ziele des Energiewirtschaftsgesetzes – mit großer Intensität fortzusetzen.

Zunächst zum Strommarkt

Anschluss neuer Kraftwerke

Wir stellen fest, dass gegenwärtig über 30 neue thermische Kraftwerke mit einer Leistung von 26 GW projektiert bzw. im Bau sind.

Die Bedingungen für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeugungsanlagen sind für ein effizientes Funktionieren des Markts und folglich für eine preisgünstige Stromversorgung von zentraler Bedeutung. Nach § 17 Abs. 1 EnWG haben Betreiber von Energieversorgungsnetzen Elektrizitätserzeugungsanlagen zu technischen und

wirtschaftlichen Bedingungen an ihr Elektrizitätsnetz anzuschließen, die angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sind. Diese Netzanschlussbedingungen dürfen weiterhin nicht ungünstiger sein, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet werden.

Der Neu- und Zubau von Kraftwerken kann die Angebotssituation deutlich verbessern und vor allem bei den unabhängigen Kraftwerksprojekten zu einer Belebung des Wettbewerbs beitragen.

Ein Großteil der Kraftwerke soll im Rhein-Ruhr-Gebiet errichtet und dort an das Übertragungsnetz der RWE Transportnetz Strom GmbH angeschlossen werden. Zur Bündelung der Anfragen und zur koordinierten Bearbeitung der Anschlussbegehren hat RWE Transportnetz Strom GmbH ein Prozessmodell eingeführt, das sich derzeit in der Prüfung durch die Bundesnetzagentur befindet. Gegenstand der Prüfung ist u. a., ob die Kritik anschlussbegehrender Unternehmen zutrifft, durch das RWE-Prozessmodell behindert zu werden. Die anderen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) lehnen sich entweder an das RWE Transportnetz Strom GmbH-Prozessmodell an oder haben eigene Netzanschlusskonzepte.

Die Prüfung der Bundesnetzagentur befasst sich mit den Netzanschlusskonzepten der Übertragungsnetzbetreiber nicht nur in Bezug auf die Fragen der Transparenz und Diskriminierungsfreiheit, welche wesentliche Kriterien des Netzanschlusses gemäß § 17 EnWG darstellen. Darüber hinaus werden auch die sich in diesem Zusammenhang stellenden grundlegenden Fragen, wie der Zusammenhang von Netzanschluss und -zugang und die Frage der Kostentragung beim Netzausbau, untersucht. Hierbei spielt das Verhältnis von Bestandskraftwerken zu Neubauvorhaben eine wichtige Rolle.

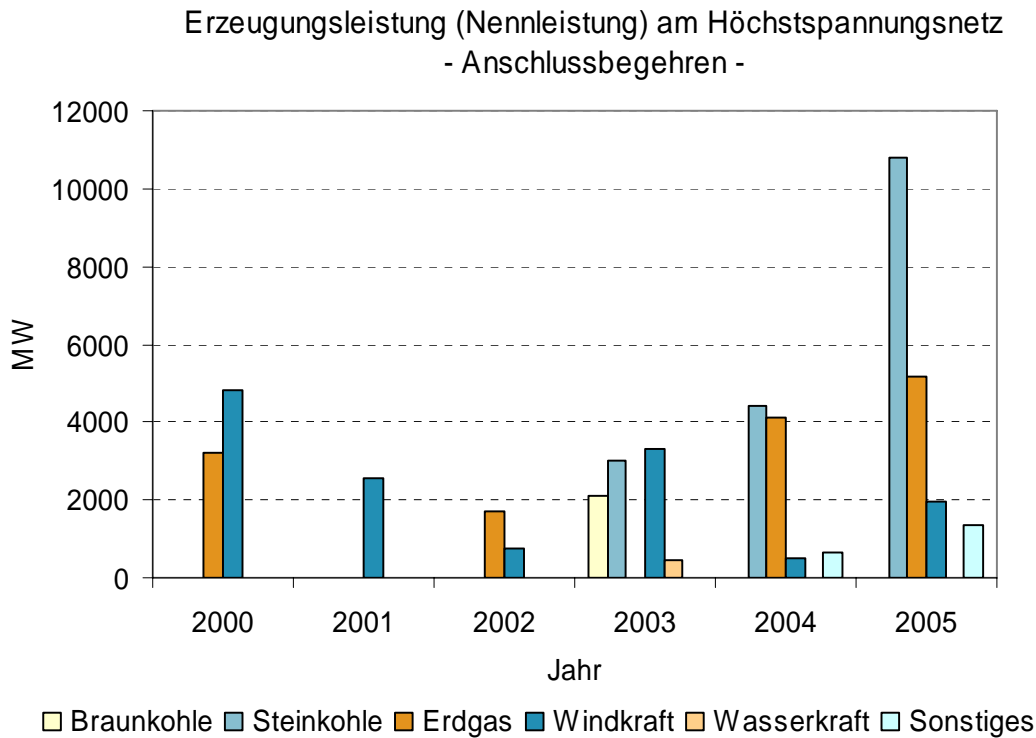


Abbildung 1:

Geplante und genehmigte Elektrizitätserzeugung am Höchstspannungsnetz
(Anschlussbegehren)

Schauen wir uns die Anschlussbegehren im Zeitraum 2000-2005 an, so stellen wir fest, dass die Anschlussbegehren für Erzeugungsleistung aus Steinkohle vergleichsweise stark zugenommen haben. Gleiches gilt für Erdgas. Dagegen weist der Anteil der Windkraftleistung eine heterogene Entwicklung auf. In der Regel stellt der Netzanschluss die Voraussetzung für die Errichtung oder Erweiterung von Erzeugungskapazitäten dar. Die tatsächliche Inbetriebnahme dieser Erzeugungsleistungen erfolgt später. Die Daten zeigen, dass ein Wandel in der deutschen Energiewirtschaft eingesetzt hat und die Modernisierung des deutschen Kraftwerkparks begonnen hat.

Angesichts des Zubaus von Erzeugungskapazität und der Anstrengungen zur Verbesserung des Angebots durch Handel auch im grenzüberschreitenden Bereich bildet die Frage des Engpassmanagements im Netz ein weiteres wichtiges Handlungsfeld der Bundesnetzagentur.

Engpassmanagement innerhalb Deutschlands

In 2005 und bis zum Zeitpunkt der Berichtserstellung hat es im Übertragungsnetz keine dauerhaften und damit auch keine strukturellen Engpässe innerhalb Deutschlands gegeben. Sporadisch auftretende Engpässe wurden und werden durch die ÜNB mit Hilfe gezielter netzbezogener Maßnahmen bzw. Redispatching-Maßnahmen im Rahmen der Vorgaben der §§ 12 bis 14 EnWG vermieden oder behoben. Aufgrund des zu erwartenden weiteren Ausbaus der Windenergieerzeugung wird jedoch mit einem zukünftig vermehrten Auftreten von intermittierenden Engpässen gerechnet. Um diesen entgegenzuwirken, werden von den ÜNB in den nächsten Jahren z. T. umfangreiche Netzausbaumaßnahmen realisiert.

Wir müssen auf europäischer Ebene in Zusammenarbeit mit unseren Nachbarn Engpässe an Grenzkuppelstellen beseitigen oder Engpasskapazitäten mit marktwirtschaftlichen Verfahren, wie Auktionen, vergeben. Durch zahlreiche Gespräche und Initiativen wurden im vergangenen Jahr gute und substanzielle Fortschritte erzielt.

Engpässe existieren derzeit an der gesamten deutschen Grenze, mit Ausnahme der deutsch-österreichischen Grenze. Mit Beginn des Jahres 2006 wird überall an der deutschen Grenze, wo ein Engpass deklariert ist, ein den Vorgaben der EG-Verordnung 1228/2003 entsprechendes Verfahren zum Engpassmanagement angewendet. Die Kapazitätsvergabe wird mittels expliziter Auktionen vorgenommen, wobei der Zuschlag der Marktteilnehmer von der Höhe des für die Kapazität gebotenen Preises abhängt. Explizite Auktionen wurden im Rahmen der von der Europäischen Kommission zur Untersuchung des Energiesektors durchgeführten Sector Inquiry hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die betroffenen Energiemärkte analysiert. Die Auktionen umfassen in der Regel Jahres-, Monats- und Tagesauktionen. Schwerpunkte im Bereich Engpassmanagement im Jahr 2005 waren die Einführung von Allokationsmechanismen an den deutschen Außengrenzen zu Frankreich und zur Schweiz sowie die Weiterentwicklung des Engpassmanagements nach Polen/in die Tschechische Republik.

Grenzüberschreitende Übertragungskapazität

Die Förderung des Wettbewerbs ist eines der Hauptziele der EG-Verordnung 1228/2003. Für die Förderung des Wettbewerbs spielt dabei insb. die Verfügbarkeit von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten eine wichtige Rolle. In Art. 6 Abs. 3 der EG-Verordnung ist daher festgelegt, dass den Händlern die maximale Übertragungskapazität der grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen unter Beachtung der Sicherheitsstandards für den sicheren Netzbetrieb zur Verfügung gestellt werden soll. Dem Verfahren zur Bestimmung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität kommt daher eine besondere Bedeutung zu.

Berechnung der Übertragungskapazitäten

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist es positiv zu bewerten, dass die Berechnung der Übertragungskapazität derzeit nach einem zwischen den ÜNB europaweit abgestimmten Verfahren erfolgt.

Bei der Weiterentwicklung der Verfahren zur Kapazitätsberechnung ist aus Sicht der Bundesnetzagentur insbesondere die Koordinierung zwischen den in der jeweiligen Region betroffenen ÜNB voranzutreiben. Aus Sicht der Bundesnetzagentur kann eine koordinierte, lastflussbasierte Berechnung der Kapazität dazu beitragen, dem Markt die maximale Kapazität unter Beachtung der Erfordernisse eines sicheren Netzbetriebs zur Verfügung zu stellen.

Mittlere verfügbare Übertragungskapazität 2004/2005

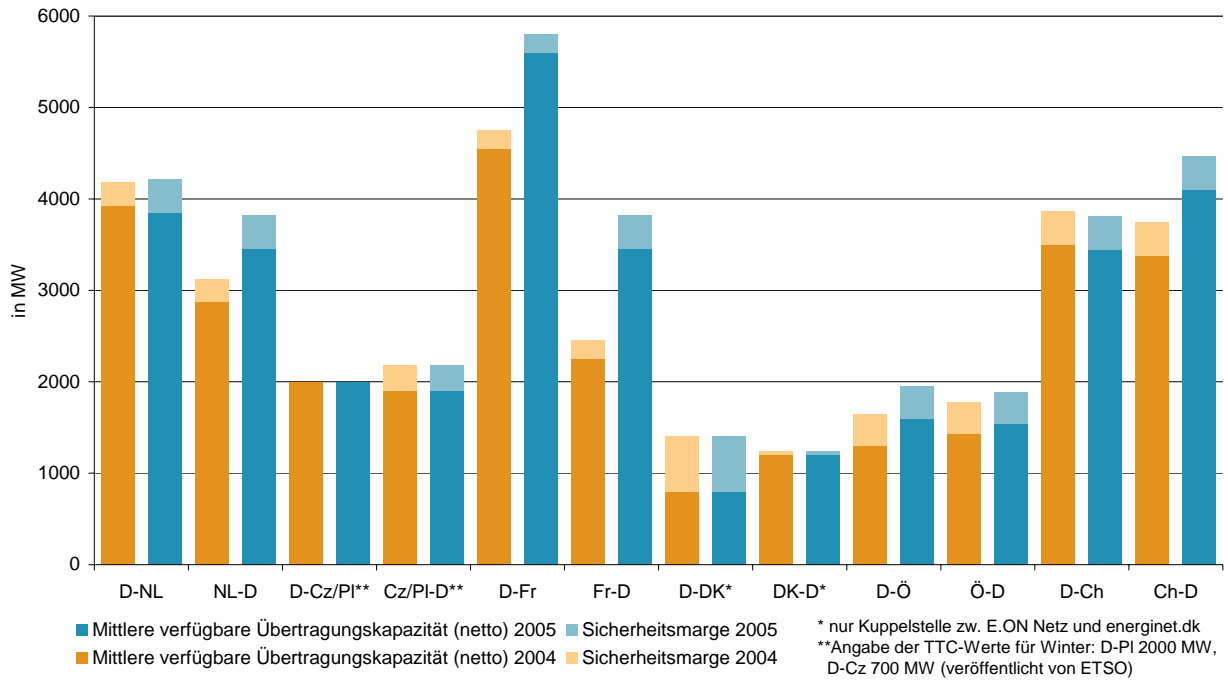


Abbildung 2:

Mittlere verfügbare Übertragungskapazitäten der Kuppelstellen zum Ausland

Durchschnittliche vergebene Kapazitäten in 2004 / 2005

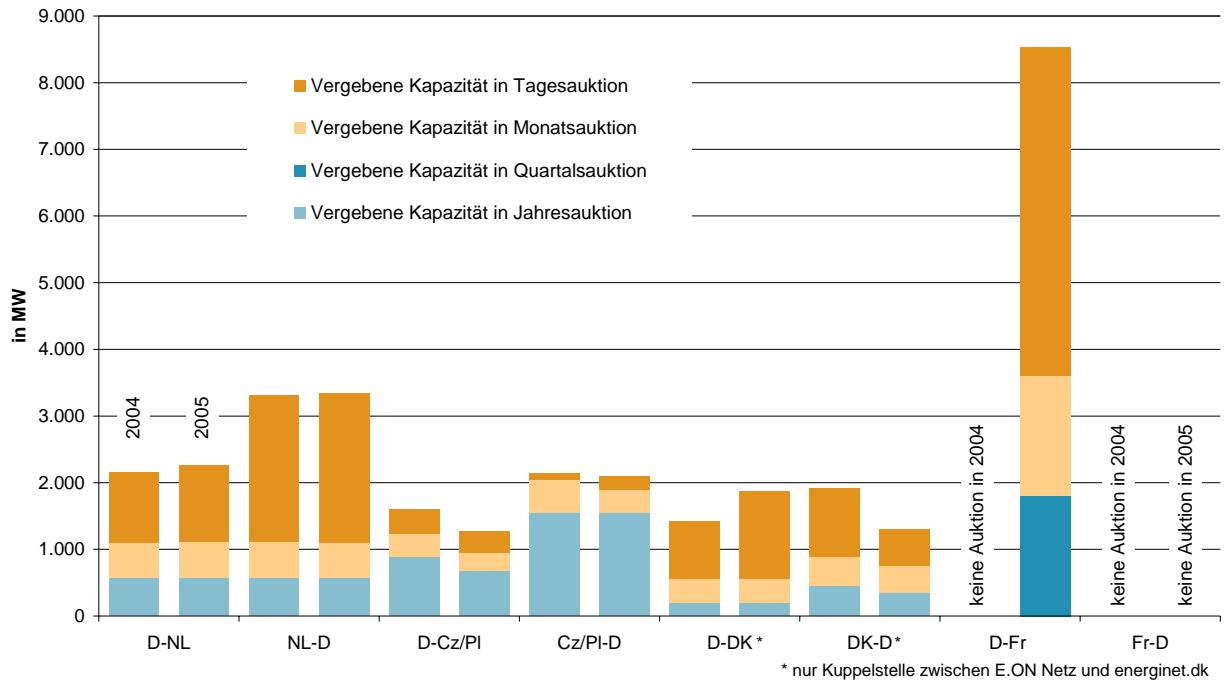


Abbildung 3:

Durchschnittliche vergebene Kapazitäten in 2004/2005

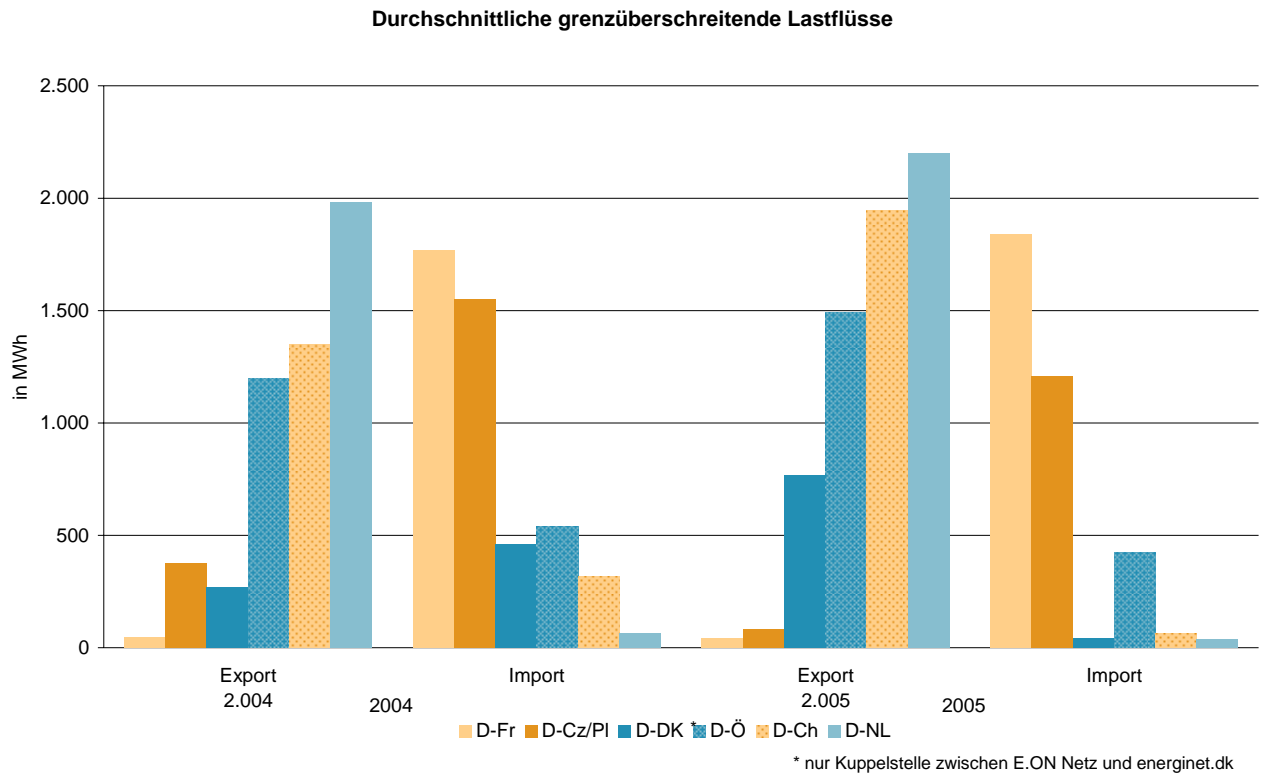


Abbildung 4 :

Durchschnittliche stündliche Lastflüsse auf grenzüberschreitenden Kuppelleitungen in 2004 und 2005

Veröffentlichung angemessener Informationen

Eine wichtige Aufgabe unsererseits ist es auch, Chancengleichheit bei der Informationsbeschaffung herzustellen und mehr Transparenz bei der Netznutzung und bei marktrelevanten Daten wie z. B. Ausfällen oder Revisionen zu schaffen.

Verbindungsleitungen

Durch § 17 Abs. 1 Nr. 6 der StromNZV wurden die ÜNB verpflichtet, zumindest auf ihrer Internetseite, Daten zu marktrelevanten Ausfällen und Planungen für Revisionen der Übertragungsnetze zu veröffentlichen. Nachdem im Jahr 2005 diese Vorgabe nur von einem der vier ÜNB umgesetzt wurde, stellen die ÜNB diese Informationen seit dem ersten Quartal 2006 durchgängig auf ihren Internetseiten zur Verfügung. Veröffentlicht werden jeweils die marktrelevanten Ausfälle und die für das laufende Jahr geplanten Revisionen.

Netznutzung

Im Bereich der Regel- und Ausgleichsenergie sind insb. die §§ 22 Abs. 2 und 23 EnWG sowie die §§ 6 und 9 der StromNZV für Veröffentlichungen von Bedeutung. Sie verpflichten die Betreiber von Übertragungsnetzen u. a., die jeweilige Regelenergieart im Rahmen einer gemeinsamen Ausschreibung über eine gemeinsame Internetplattform zu beschaffen und die Ausschreibungsergebnisse getrennt nach der jeweiligen Regelenergieart in anonymisierter Form im Internet zu veröffentlichen. Nach § 30 Abs. 2 StromNZV ist die gemeinsame Ausschreibung für Minutenreserve ab dem 1. Januar 2006, für Primär- und Sekundärregelung ab dem 1. Juli 2006 anzuwenden. Zwar wurde die zuvor genannte gemeinsame Internetplattform der deutschen ÜNB unter der Adresse www.regelleistung.net bereits eingerichtet, jedoch finden derzeit - unter Berufung auf die durchgeführten und noch durchzuführenden Konsultationen - noch keine gemeinsamen Ausschreibungen von Minutenreserve statt. Daher können bis zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts nur die jeweiligen Ausschreibungsergebnisse abgerufen werden.

Netzentgelte

Mit der Regulierung der Netzentgelte wird ein wesentlicher Beitrag zur Sicherstellung von Wettbewerb erbracht. Das Ziel der Regulierungsbehörden ist die Herstellung eines ausgewogenen Verhältnisses zwischen Versorgungssicherheit, Effizienz der

Netzbetreiber und Erwirtschaftung eines angemessenen Gewinns. Diese Zielsetzung wird von den Regulierungsbehörden bundeseinheitlich und für alle Netzbetreibergruppen in gleicher Weise verfolgt. Die Genehmigungsverfahren zu den aktuellen Entgeltkalkulationen sind zurzeit noch nicht abgeschlossen.

Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus Dc

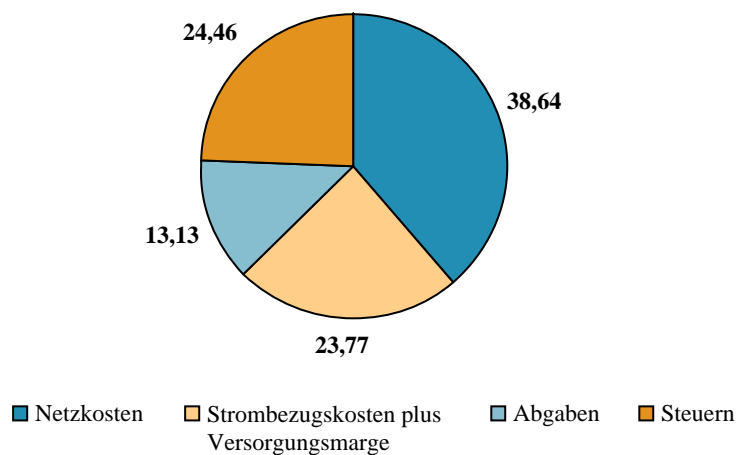


Abbildung 5:

Aufteilung des Einzelhandelspreises Kategorie Dc¹

Im Zuge des Monitoringberichts haben wir auch abgefragt, wie sich der Strompreis des Endkunden zusammensetzt. Für einen Haushaltskunden der Eurostat Kategorie Dc zeigt die Erhebung deutlich, dass den Netzkosten mit fast 39 Prozent des Einzelhandelspreises für Haushaltskunden eine überragende Bedeutung zukommt. Gerade angesichts der aktuellen Debatte um Anträge auf Strompreiserhöhung warne ich daher vor voreiligen und pauschalen Schlussfolgerungen. Die Strombezugskosten haben mit ca. 24 Prozent des Strompreises weniger Einfluss als die Netzkosten.

Daher sollte in jedem Einzelfall sorgfältig geprüft werden, ob die Anträge berechtigt sind, insbesondere wenn die genehmigten und geprüften Netzentgeltentscheidungen vorliegen.

In diesem Zusammenhang gebe ich auch zwei neue Entgeltentscheidungen bekannt.

¹ Mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, darunter 1.300 kWh Nachtstrom(Schwachstrom) Versorgung in Niederspannung (0,4 kV) (Standardwohnung 90m²)

Die Bundesnetzagentur hat dem Übertragungsnetzbetreiber E.ON Netz GmbH die beantragten Netzkosten um rund 16 Prozent gekürzt. Das Übertragungsnetz erstreckt sich über Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Hessen, Bayern und schließt Teile Nordrhein-Westfalens mit ein.

Die Kürzungen betrafen, wie in den bisher von der Bundesnetzagentur erteilten Genehmigungen, u. a. die Bereiche Anlagevermögen, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung und kalkulatorische Gewerbesteuer. Diese Schwerpunktthemen sind in der Entgeltkalkulation auch untereinander systematisch verknüpft.

Die Bilanzen der Netzbetreiber auf der Aktiv-Seite sind stark durch den Wertansatz der Netzanlagen geprägt. Somit bestimmt dieser auch den Umfang des Eigenkapitals, das sich nach Abzug u. a. von Rückstellungen und Verbindlichkeiten als Restgröße auf der Passiv-Seite ergibt. Wenn also bei den Prüfungen der Wertansatz des Anlagevermögens gekürzt wird, insbesondere weil sich die Netze in den früheren Tarifpreisrunden zum Teil bereits amortisiert haben, verkürzt sich gleichzeitig auch das kalkulatorische Eigenkapital. Die vom Energiewirtschaftsgesetz vorgesehene Eigenkapitalverzinsung in Höhe von 6,5 Prozent ist dann auf einer verringerten Basis zu berechnen. Dies hat wiederum Auswirkungen auf die kalkulatorische Gewerbesteuer, die als Kostenbestandteil vom Netzbetreiber geltend gemacht werden kann. Durch die Reduzierung der Eigenkapital-Verzinsung als Bemessungsgrundlage für die Gewerbesteuer verringert sich die kostenwirksame Gewerbesteuer ebenfalls.

Die Kostenkürzungen bei E.ON werden, abhängig von der Anzahl der Benutzungsstunden, zu unterschiedlich hohen Entgeltsenkungen in den Höchst- und Hochspannungsnetzen der E.ON Netz GmbH ab dem 1. September 2006 führen. Die Genehmigung für die E.ON Netz GmbH hat, wie beantragt, eine Laufzeit bis zum 31. Dezember 2007. Aus diesem Grund mussten gewisse Kostensteigerungen, die aus dem Jahr 2005 heraus nachweisbar waren, Kosten erhöhend berücksichtigt werden.

Mit dem Bescheid für die E.ON Netz GmbH hat die Bundesnetzagentur die Prüfung der Stromnetzentgeltanträge aller vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber abgeschlossen.

Die neuen Entgelte der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind ein wesentlicher Bestandteil der Kosten- und Preiskalkulation der nachgelagerten Verteilernetzbetreiber. Entlastungen aus dem Übertragungsnetz werden von den Verteilernetzbetreibern an die Endkunden weitergegeben.

In einem weiteren Bescheid hat die Bundesnetzagentur die beantragten Netzkosten der RWE Westfalen-Weser-Ems Verteilnetz GmbH um rund 10 Prozent gekürzt.

Die Kürzungen bei den Netzkosten des zweitgrößten Strom-Verteilernetzbetreibers in NRW betrafen die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, die kalkulatorische Gewerbesteuer sowie die Aufwendungen für die Überlassung von Netzinfrastruktur, also die Bewertung des gepachteten Sachanlagevermögens.

Abhängig von den Benutzungsstunden ergeben sich hier differenzierte Auswirkungen auf die Netzentgelte. So liegt die Entgeltsenkung beispielsweise für einen durchschnittlichen Haushaltskunden (nicht-leistungsgemessener Kunde) mit einer Benutzungsdauer von etwa 3.500 Stunden bei ca. 8 Prozent.

Die zuständige Beschlusskammer der Bundesnetzagentur arbeitet mit Hochdruck an der Bearbeitung der Bescheide für die in ihrer Zuständigkeit liegenden übrigen Verteilernetzbetreiber. In den nächsten vier Wochen werden mit Bescheiden für weitere 20 Stromnetzbetreiber rund 80 Prozent des in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur liegenden Marktvolumens abgedeckt sein.

Eine wichtige Rolle kommt auch der Netzsicherheit, dem Netzzustand, einer Schwachstellenanalyse und der Netzausbauplanung zu.

Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind nach § 13 Abs. 7 EnWG verpflichtet, zur Vermeidung schwerwiegender Versorgungsstörungen jährlich eine Schwachstellenanalyse zu erarbeiten und auf deren Grundlage notwendige Maßnahmen zu treffen. Die ÜNB müssen die Bundesnetzagentur jährlich bis zum 31. August über das Ergebnis der Schwachstellenanalyse und die notwendigen Maßnahmen unterrichten. In 2005 wurden der Bundesnetzagentur erstmals die Schwachstellenanalysen der ÜNB vorgelegt. Diese beinhalteten sowohl netz- und

marktbezogene Maßnahmen als auch Anpassungsmaßnahmen. Innerhalb der Schwachstellenanalyse wurde zwischen Maßnahmen bei Nichteinhaltung des Leistungsgleichgewichts und Frequenzabweichungen und Maßnahmen bei Verletzung bzw. zu besorgender Verletzung der Betriebsparameter Spannung und Strom unterschieden.

Investitionen

Erfreulicherweise investieren die ÜNB mehr in die Netzinfrastruktur. In 2005 haben die deutschen ÜNB insgesamt rd. 643 Mio. € in die Netzinfrastruktur investiert und damit mehr als in den vorangegangenen drei Jahren ausgegeben. Da die Investitionen der Stromversorger in Fortleitung und Verteilung etwa seit Mitte der 90er Jahre tendenziell rückläufig sind, scheint sich hier jetzt eine Trendwende anzudeuten. Einen Trend zu höheren Investitionen, v. a. im Bereich Ausbau und Erneuerung, lassen die Planwerte für 2006 erkennen. Bei den für das Jahr 2006 angegebenen rd. 800 Mio. € handelt es sich um Planwerte der ÜNB, die im Laufe des Jahres noch Änderungen unterliegen können. Für den Zeitraum von 2007 bis 2015 planen die deutschen ÜNB zum gegenwärtigen Zeitpunkt Ausgaben in Höhe von ca. 2.703 Mio. € für Ausbau und Erneuerung der Netzinfrastruktur. Davon sind rd. 1.584 Mio. € für Erneuerungsmaßnahmen und rd. 1.119 Mio. € für Ausbaumaßnahmen vorgesehen.

Einen wichtigen Indikator für Wettbewerb stellt auch die Zahl der Lieferantenwechsel dar. Im Jahr 2005 haben 826.409 Kunden ihren Lieferanten gewechselt.

Kategorie	Summe Lieferantenwechsel 2005 in TWh	Anteil an Entnahmemenge in Kategorie in Prozent
Haushalte und Kleingewerbe (50 MWh/Jahr und weniger)	3,41	2,22
Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (50 MWh/Jahr bis zu 2 GWh/Jahr)	7,87	10,90
Große und sehr große Industriekunden (mehr als 2 GWh/Jahr)	19,90	11,42
Gesamtsumme	31,18	7,79

Tabelle 1:

Lieferantenwechsel Letztverbraucher in 2005 nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB Strom

Damit liegen die Wechselquoten von 10,90 Prozent bzw. 11,42 Prozent in den beiden Kategorien „Mittelgroßer Industrie- und Gewerbesektor (50 MWh/Jahr bis zu 2 GWh/Jahr)“ sowie „Große und sehr große Industriekunden (mehr als 2 GWh/Jahr)“ jeweils deutlich über der Wechselquote von 2,22 Prozent in der Kategorie „Haushalte und Kleingewerbe (50 MWh/Jahr und weniger)“. Die Gesamtsumme der Lieferantenwechsel von 31,18 TWh bezogen auf die Gesamtabnahmemenge von 400,11 TWh führt zu einer durchschnittlichen Wechselquote von 7,79 Prozent.

Die Behauptung, die Wechselbereitschaft der Kunden sei niedrig, weil alle mit Ihren derzeitigen Lieferanten vollauf zufrieden seien, ist eine verkürzte Sicht der Dinge.

Wir haben festgestellt, dass die Kosten des Wechsels und der geringe Automatisierungsgrad beim Wechsel ein entscheidendes Hindernis sind.

Insgesamt wurden im Erhebungszeitraum ca. 826.000 Lieferantenwechsel durchgeführt. Die durchschnittlichen Kosten je Lieferantenwechsel wurden durch die 622 befragten Großhändler und Lieferanten (175 davon ohne Angaben) auf im Mittel 107,89 € geschätzt. Diese hohen Kosten können teilweise durch den noch zu geringen Automatisierungsgrad und die Hindernisse bei der Neukundenakquisition erklärt werden. Bezüglich des Automatisierungsgrads offenbart sich bei Netzbetreibern und Lieferanten/Händlern ein nahezu identisches Bild hinsichtlich eines niedrigen Automatisierungsgrads beim Lieferantenwechselprozess. (siehe Abbildung)

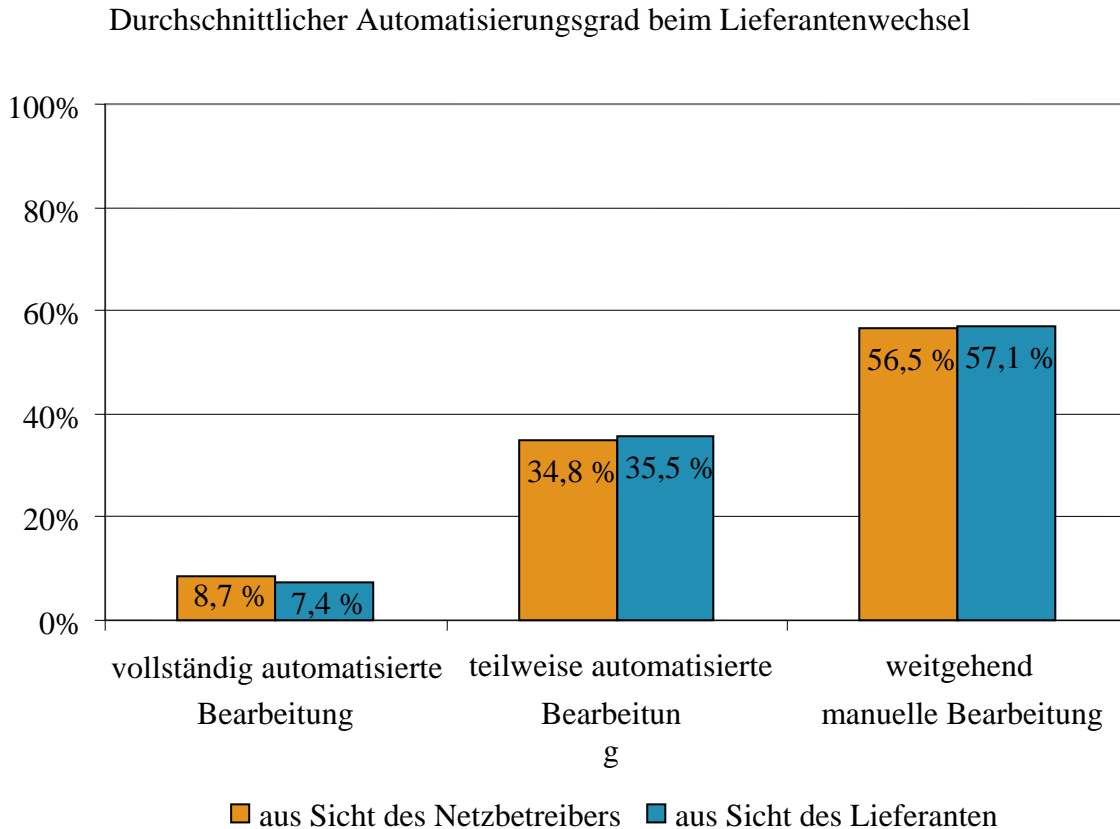


Abbildung 6:
Durchschnittlicher Automatisierungsgrad des Lieferantenwechsels

Beschluss vom 11. Juli 2006

Der Beschluss der Bundesnetzagentur vom 11. Juli 2006 zur Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate für die Belieferung von Kunden mit Elektrizität schafft verbindliche Marktregeln für Netzbetreiber und Lieferanten. Die mit diesem Beschluss verbundene Anlage enthält eine detaillierte, ca. 120-seitige Darstellung des automatisierten Ablaufs der einzelnen Geschäftsprozesse.

Mit dem Beschluss werden standardisierbare Geschäftsprozesse, die bei der Belieferung von Kunden mit Strom anfallen (vor allem Lieferantenwechsel und Ein- und Auszüge) und über deren Erforderlichkeit am Markt weitgehend Einigkeit besteht, rechtsverbindlich gemacht. Es wird ferner eine Entscheidung für ein zum elektronischen Datenaustausch erforderliches, bundeseinheitliches Datenformat und die dazugehörigen Nachrichtentypen getroffen. Die Netzbetreiber werden ferner verpflichtet, diese Festlegungen auch zum Bestandteil der Lieferantenrahmenverträge zu machen.

Genehmigung Netzentgelte Gas

Die Bundesnetzagentur hat am 29. August dieses Jahres die ersten beiden Entgeltgenehmigungen für Gasnetzentgelte nach § 23a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) erteilt. Sie betreffen die beiden Verteilernetzbetreiber E.ON Thüringer Energie AG und E.ON Mitte AG. Beide Unternehmen betreiben ein örtliches Verteilernetz, durch das vor allem Haushalts- und Gewerbekunden beliefert werden.

Grundlage der Genehmigung ist der anerkennungsfähige Netzkostenblock. Von den im Antrag der E.ON Thüringer Energie AG zu Grunde liegenden Kosten, die die Basis für die Kalkulation der Netzentgelte darstellen, hat die Bundesnetzagentur 9,5 Prozent nicht anerkannt.

Von den geltend gemachten Kosten der E.ON Mitte AG waren 11 Prozent nicht anerkennungsfähig.

Durch die Genehmigungen wurden die von E.ON Thüringer Energie AG und E.ON Mitte AG beantragten Netzentgelte deutlich gesenkt. Damit wird der Gaskunde bezüglich der Gastransportkosten entlastet. Es tritt somit in jedem Fall eine preisdämpfende und preisreduzierende Wirkung ein.

Der Monitoringbericht zeigt, dass der Anteil der Netz- und Transportkosten für private Endkunden bei Gas ca. 22 Prozent ausmacht und damit geringer ist als bei Strom. Die Gasbezugskosten machen dagegen 54 Prozent des Gasendkundenpreises aus. Insoweit muss in jedem Einzelfall eine gegenüber den Verbrauchern transparente Saldierung erfolgen, bei der die gesunkenen Netzkosten weitergegeben werden müssen.

Die E.ON Mitte AG versorgt ca. 95.000 Letztverbraucher in den Bundesländern Hessen, Niedersachsen, und Thüringen. Die Länge ihres Erdgasleitungsnetzes beträgt ca. 4.400 km. Als größter Energieversorger des Freistaats Thüringen beliefert die E.ON Thüringer Energie AG 42 Prozent der Haushalte dieses Bundeslands mit Gas und deckt damit 63,2 Prozent der Fläche ab. Dies entspricht ca. 110.000 Haushalts- und Gewerbekunden.

Die Bundesnetzagentur hat bereits bei allen Gasnetzbetreibern die Kostenprüfungen vorgenommen und den Unternehmen Gelegenheit zur Stellungnahme hinsichtlich der vorläufigen Prüfungsergebnisse gegeben. In den nächsten Tagen wird rund 40 Unternehmen der endgültig anzuerkennende Kostenblock mitgeteilt. Die Bescheide wird die Bundesnetzagentur den Unternehmen übermitteln, wenn diese die Entgelte, die sich aus dem genehmigungsfähigen Kostenblock ergeben, berechnet und vorgelegt haben. Insgesamt haben diese 40 Netzbetreiber einen Anteil von etwa 75 Prozent an dem Markt, der von den durch die Bundesnetzagentur zu prüfenden Unternehmen repräsentiert wird.

Die Gasnetze der Antragstellerinnen haben den Charakter eines natürlichen Monopols. Da die Gasnetzentgelte bisher keiner Kostenkontrolle unterlagen, konnten die Entgelte weitgehend frei festgelegt werden. Mit dem neuen Energiewirtschaftsgesetz erwartet der Gesetzgeber, dass die Bundesnetzagentur lediglich Kosten anerkennt, die sich auch im Wettbewerb einstellen würden.

Im Rahmen der ersten Entgeltprüfung konnte die Bundesnetzagentur nur einige, aber zentrale Prüfungsschwerpunkte bilden. Dabei ist sie auf nicht plausible Bewertungen und Kostenansätze gestoßen, die nach den Grundsätzen der gesetzlichen Vorgaben nicht anerkennungsfähig sind.

Kürzungen der Netzkosten bei den Netzbetreibern E.ON Thüringer Energie AG und E.ON Mitte AG ergaben sich insbesondere aus der Prüfung des Sachanlage- und Umlaufvermögens, der Eigenkapitalverzinsung sowie der kalkulatorischen Gewerbesteuer.

Wesentliche Kürzungen im Sachanlagevermögen ergaben sich bei beiden Unternehmen daraus, dass kalkulatorische Abschreibungen für Vermögensgegenstände geltend gemacht wurden, bei denen die kalkulatorisch angesetzte Nutzungsdauer bereits überschritten wurde. Zudem lagen die von den Antragstellerinnen für die Bestimmung der Tagesneuwerte herangezogenen Indexreihen oberhalb der Indexreihen, die von der Bundesnetzagentur für die jeweilige Anlagegruppe maximal anerkannt wurde. Kürzungen des betriebsnotwendigen

Eigenkapitals ergaben sich aus niedriger anzusetzenden Restwerten für das Sachanlagevermögen sowie aus Kürzungen des Umlaufvermögens.

Während bei der E.ON Thüringer Energie AG nur ein geringerer Bestand an liquiden Mitteln als betriebsnotwendig anerkannt werden konnte, wurde bei der E.ON Mitte AG außerdem der Bestand an Forderungen auf ein betriebsnotwendiges Maß gesenkt.

Die von der Bundesnetzagentur ermittelten geringeren Restwerte für das Sachanlagevermögen sowie die Kürzungen beim Umlaufvermögen führen zu einer geringeren kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung und damit zu einer niedrigeren kalkulatorischen Gewerbesteuerlast.

Die genehmigten Entgelte werden mit Zustellung der Beschlüsse wirksam und gelten bis zum 31. März 2008.

Fortsetzung Gasmarkt

Lieferantenwechsel

Eines der Hauptziele der Netzregulierung ist die Ermöglichung von Wettbewerb auf den dem Netzbetrieb vor- und nachgelagerten Märkten (§ 1 Abs. 2 EnWG), um letztlich den Verbrauchern langfristig günstige Gaslieferpreise und –konditionen zu bieten. Neben der Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs für Händler und Lieferanten kommt der Gewährleistung der Massengeschäftstauglichkeit der Lieferantenwechselprozesse hierbei eine entscheidende Bedeutung zu. Die grundsätzliche Möglichkeit zur freien Wahl des Gaslieferanten besteht in Deutschland schon seit der Energierechtsreform 1998, doch war die Wechselquote in den vergangenen Jahren sehr gering.

§ 37 Abs. 1 GasNZV verpflichtet die Netzbetreiber, zur Vereinfachung des Lieferantenwechsels einerseits einheitliche Verfahren zu entwickeln und andererseits den elektronischen Datenaustausch im Verhältnis zu den Transportkunden in einem einheitlichen Format zu ermöglichen.

Anders als im Strombereich existierten im Gasbereich lange Zeit keinerlei einheitliche Prozessdefinitionen für den Lieferantenwechsel. Dies war eine erhebliche Hürde für den Eintritt neuer Anbieter in den deutschen Gasmarkt. Seit Ende letzten Jahres erarbeiten die Branchenverbände Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) und Verband kommunaler Unternehmen (VKU) den Leitfaden „Geschäftsprozesse zum Lieferantenwechsel bei Erdgas“.

Bei der Bewertung der Daten aus dem diesjährigen Monitoring ist zu berücksichtigen, dass sich die Angaben auf das Jahr 2005 beziehen und in 2003 die Anwendung einheitlicher Verfahren und Formate gesetzlich noch nicht zwingend vorgeschrieben war.

Nahezu 80 Prozent der Netzbetreiber (örtliche Verteilernetzbetreiber und nicht örtliche Netzbetreiber) teilen mit, dass bei ihnen in 2005 grundsätzlich die Möglichkeit bestand, einen Lieferantenwechsel durchzuführen. 13,6 Prozent der Netzbetreiber gaben an, noch keinen Lieferantenwechsel durchführen zu können.

Nach den Angaben der befragten Unternehmen wurden 2005 insgesamt 302 Wechselverfahren abgewickelt. Bei den örtlichen Verteilernetzbetreibern waren dies 244 und bei nicht örtlichen Netzbetreibern 58.

Anteil durchgeführter Verfahren nach Verfahrensart an Gesamtverfahren

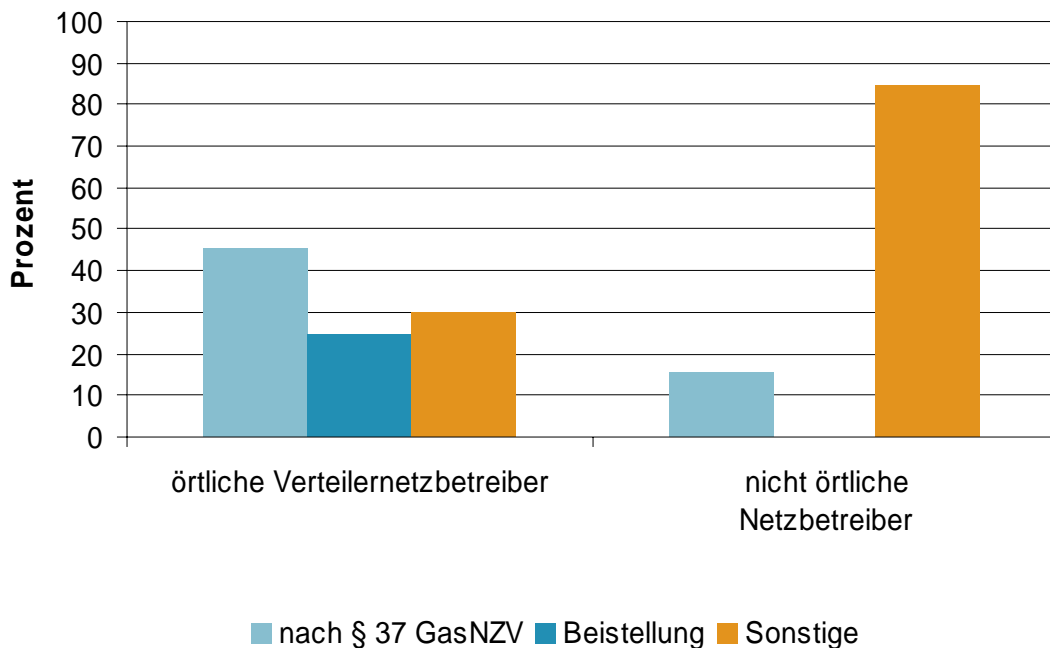


Abbildung 7:

Anteil Verfahrensart der abgewickelten Lieferantenwechsel (örtliche Verteilernetzbetreiber und nicht örtliche Netzbetreiber)

Auf die großen und sehr großen Industriekunden (Entnahme > 10.000 MWh/a) entfällt der überwiegende Anteil der Wechselmengen. Bei den örtlichen Verteilernetzbetreibern beträgt deren Anteil rund 94 Prozent, bei den Betreibern von Gasversorgungsnetzen, die nicht der örtlichen Verteilung dienen, rund 99 Prozent.

Große und sehr große Industriekunden bestimmten damit mengenmäßig 2005 auch auf der Ebene der örtlichen Verteilernetzbetreiber, bei denen auf diese Kundengruppe nur rund 32 Prozent der Liefermengen entfielen, eindeutig den Wettbewerb um die Belieferung der Endkunden. Mittlere Industrie- und Gewerbekunden (Entnahme 300 – 10.000 MWh/a) und insb. die Haushalte und das Kleingewerbe haben an den Wechselmengen nur einen geringen Anteil.

Obwohl bei mehr als zwei Dritteln der Netzbetreiber Lieferantenwechsel grundsätzlich möglich sind, lässt sich sowohl aus den sehr geringen absoluten Zahlen als auch aus

den entsprechend geringen Mengen schließen, dass noch kein funktionsfähiger Wettbewerb um die Belieferung von Endkunden existiert.

Speichersituation

Freie Speicherkapazitäten sind nach Auskunft der Untertagespeicherbetreiber jedoch kaum verfügbar. Zu den Stichtagen 1. April 2006, 1. Juli 2006, 1. Oktober 2006 und 1. Januar 2007 sind nur rund ein Prozent des Arbeitsgasvolumens der Untertagespeicher buchbar. Etwa die Hälfte der Untertagespeicher haben dabei nach Aussage der Speicherbetreiber überhaupt keine freien Kapazitäten verfügbar. Damit besteht eine Ausbuchung zu ca. 99 Prozent bis Anfang 2007. Zeitlich darüber hinausgehende Buchungen wurden nicht abgefragt. In Bezug auf Übertagespeicher geben ca. 20 Prozent der Betreiber an, dass ihre Speicheranlagen ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen zur Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind. Damit wird zu diesen Anlagen offenbar von vorneherein kein Drittzugang gewährt. Darüber hinaus geben weitere 20 Prozent (insgesamt also 40 Prozent) der Betreiber von Übertagespeichern an, grundsätzlich keinen Drittzugang zu ihren Anlagen zu gewähren. Viele Speicherbetreiber begründen diese Nutzungsbeschränkung damit, dass die Speicheranlage „nur zur Bezugsoptimierung durch den eigenen Vertrieb“ genutzt wird.

Insgesamt zeigt die Erhebung, dass die Speicherkapazitäten sowohl bei Untertagespeichern als auch bei Übertagespeichern kurzfristig fast vollständig ausgebucht sind und nur ein Prozent bzw. zwei Prozent freie Speicherkapazitäten bestehen.