

The background features a vibrant blue color scheme with a fine white dot grid. Overlaid on this are several large, overlapping circles in various shades of blue, purple, green, and yellow. The circles are semi-transparent, creating a layered effect. In the lower portion of the image, the word 'MARKT' is written in large, semi-transparent blue capital letters.

Markt bericht 2006



Einleitung	7
Executive Summary	8
Ausgangslage und Rahmenbedingungen	11
Gesamtwirtschaftliche Bedeutung von Strom und Erdgas	12
Einflussgrößen auf den Strom- und Erdgasverbrauch	14
Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen	15
Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006	15
Unbundling – Ausführungsgesetze und Umsetzung	17
Ökostromgesetznovelle 2006	18
Emissionshandelsrichtlinie	20
Endenergieeffizienzrichtlinie	22
Änderungen aufgrund Benchmark-Report und Sector Inquiry	24
Interkonnektoren Kapazitätsvergabe – Strom	25
Tarif- und Kapazitätsmodell für das Gasnetz	26
Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	28
Marktstruktur	29
Überblick über relevante Strommärkte	30
Großhandelsmarkt	31
Bilateraler Handel (OTC) vs. Strombörse	31
Produkte am Großhandelsmarkt	33
Geographische Märkte	34
Angebotsstruktur	36
Konzentrationsgrad	38
Markteintrittsbarrieren am Großhandelsmarkt	39
Ausgleichsenergiemarkt	40
Endkundenmärkte	41
Situationsvergleich Groß- und Kleinkundenmarkt	41
Anbieterstruktur am Groß- und Kleinkundenmarkt	42
Markteintrittsbarrieren am Endkundenmarkt	48
Integrationsgrad und Konzentration	54
Konzentration im österreichischen Strommarkt	55
Integration der Strommärkte	58
Überblick über die österreichische Erdgaswirtschaft	59
Darstellung der relevanten Erdgasmärkte	63
Gasgroßhandelsmarkt	65
Gasgroßhandel	65
Handel zwischen Gasproduzenten und Gasgroßhändlern	65
Belieferung großer Weiterverteiler	68
Kurzfristiger Gashandel an Gashubs	68

LNG als zusätzliche Angebotsquelle	72
Biogas als zusätzliche Angebotsquelle	73
Ausgleichsenergie- und Speichermarkt	75
Ausgleichsenergiemarkt in der Regelzone Ost	75
Speichermarkt	75
Belieferung lokaler Weiterverteiler	77
Endkundenmärkte	77
Großkundenmarkt	77
Kleinkundenmarkt	80
Markteintrittsbarrieren im Endkundenmarkt für Erdgas	81
Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	90
Marktverhalten	91
Strategisches Verhalten österreichischer Stromunternehmen	92
Österreichischer Erzeugungsmarkt	92
Kooperationen internationaler Stromunternehmen	94
Investitionen in neue Technologien	95
Großhandel	95
Strategisches Verhalten österreichischer Stromunternehmen am Endkundenmarkt	95
Kooperationen und Zusammenschlüsse am Endkundenmarkt	99
Vertriebsstrategien der Stromunternehmen	103
Haustürgeschäfte und alternative Vertriebswege	105
Ausländische Unternehmen in Österreich	106
Werbeaktivitäten österreichischer Stromunternehmen	106
Verhalten der Stromkunden	114
Preiselastizität und Nachfrageverhalten von Endkunden	114
Wechselverhalten und Motive der Endkunden	114
Strategisches Verhalten von Erdgasunternehmen am Großhandelsmarkt	116
Beteiligung österreichischer Unternehmen an der Gasproduktion	116
Beteiligung österreichischer Erdgasunternehmen an ausländischen Erdgasunternehmen	117
Strategisches Verhalten von Erdgasunternehmen am Endkundenmarkt	118
Kooperationen und Zusammenschlüsse am Endkundenmarkt	118
Angebotsverhalten nach Kundengruppen	119
Werbeaktivitäten österreichischer Erdgasunternehmen	119
Haustürgeschäfte und alternative Vertriebswege	120
Verhalten der Erdgaskunden	122
Preiselastizitäten in der Nachfrage von Endkunden	122
Wechselverhalten und Motive von Erdgaskunden	122
Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	124

Marktergebnis	125
Preis- und Volumenentwicklungen am Strommarkt	126
Großhandelsmarkt	126
Konvergenz von Strom- und Erdgasmarkt	133
Entwicklung am Ausgleichsenergiemarkt für Strom	136
Strompreisentwicklung – Industrie	137
Strompreisentwicklung – Haushaltskunden	140
Systemnutzungstarife	146
Entwicklungen auf der Kundenseite – Strom	149
Preis- und Volumenentwicklungen am Erdgasmarkt	150
Entwicklung der Netznutzungsentgelte Gas	150
Preise und Volumen am Großhandelsmarkt für Gas	152
Entwicklung am Ausgleichsenergiemarkt in der Regelzone Ost	154
Entwicklung der Speicherpreise	158
Preisentwicklungen am Endkundenmarkt	159
Entwicklung der Erdgaspreise auf der Kundenseite	160
Erdgaspreisentwicklung – Industrie	160
Erdgaspreisentwicklung – Haushalte	165
Entwicklung der Performance von Strom- und Erdgasunternehmen	170
Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	174
Abbildungsverzeichnis	175

→ Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger: Energie-Control GmbH, Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien,
Tel.: +43-1-247 24-0, Fax: +43-1-247 24-900, E-Mail: office@e-control.at

Für den Inhalt verantwortlich: DI Walter Boltz, Geschäftsführer Energie-Control GmbH
Konzept und Text: Energie-Control GmbH
Redaktionsschluss: 31. August 2006
Grafik und Layout: **[cdc]** communicationdesignconsulting, Viriotgasse 4, A-1090 Wien
Druck: Stiepan Druck GmbH
© Energie-Control GmbH 2006

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten.

The image features a complex abstract graphic design. It consists of several overlapping, semi-transparent circles and arcs in various shades of blue, teal, and purple. The background is a light blue color with a fine, repeating grid of small white dots. The overall composition is layered and dynamic. The text 'Einleitung 2006' is positioned on the right side of the graphic area.

Einleitung 2006



Der vorliegende Marktbericht ist der mittlerweile dritte umfassende Bericht der E-Control über die Entwicklungen in den Wettbewerbsbereichen im Strom- und Erdgasmarkt. Er stellt die Entwicklungen und Fortschritte insbesondere der Jahre 2004 bis Mitte 2006 in den beiden Märkten dar. Der Aufbau des Marktberichts orientiert sich wie auch bisher am industrieökonomischen Ansatz Marktstruktur-Marktverhalten-Marktergebnis (SCP-Ansatz).

Vor der Betrachtung der Marktstruktur werden die grundlegenden Bedingungen des Marktes dargestellt. Dazu zählen angebotsseitig vor allem rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen sowie technische Produktionsbedingungen. Diese Bedingungen bestimmen sowohl die Marktstruktur, das Marktverhalten als auch das Marktergebnis.

Im Jahr 2006 wurden das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG), das Energie-Regulierungsbehördengesetz (E-RBG) und das Gaswirtschaftsgesetz (GWG) novelliert. Unter anderem durch die Stärkung des Konsumentenschutzes und die Regulierung auch der Transitflüsse im Erdgasbereich sollte der durch die EU gestartete **Liberalisierungsprozess grundsätzlich abgeschlossen** sein. Für die Weiterentwicklung des europäischen Binnenmarkts für Strom und Erdgas sind das Vorhandensein **ausreichender Transportkapazitäten** sowie deren **effiziente Vergabe** und die Tarifierung der Netznutzung zentrale Faktoren. In Österreich waren die Gas-Transitleitungen bisher von der Regulierung ausgenommen. Mit der Novelle zum GWG wurde die Vorgabe der Erdgasbinnenmarktrichtlinie¹, den Netzzugang der Transitleitungen zu regeln, umgesetzt. Die Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments macht ähnliche Vorgaben für den Strombereich. Die Zuweisung verfügbarer Verbindungskapazitäten soll auf Basis einer fairen, kostenorientierten, harmonisierten und transparenten Vergabe (u.a. durch die Einführung eines Sekundärmarktes sowie die Auktionierung der Kapazitäten) erfolgen. Zentrale

Zielsetzungen der EU sind dabei, Rahmenbedingungen für **einen europäischen Strom- bzw. Erdgasbinnenmarkt** zu schaffen sowie die **Belebung des Wettbewerbs** einerseits am Großhandelsmarkt und andererseits in den nachgelagerten Märkten. Ob weitere rechtliche Adaptierungen notwendig sein werden, können erst die Erfahrungen mit den rechtlichen Rahmenbedingungen in den nächsten Jahren zeigen. Alleine die geplante Intensivierung der regionalen Kooperation bei Strom und Gas könnte aber Anpassungen erforderlich machen.

Die E-Control befürchtet, dass insbesondere im Bereich der Trennung von Wettbewerbsaktivitäten von den Monopolbereichen der Unternehmen (Netzbetrieb) die tatsächlich gelebte Praxis in den Unternehmen weder den Zielsetzungen des Gesetzgebers auf EU-Ebene, noch den Erfordernissen eines funktionierenden Wettbewerbs entsprechen wird. Besonders kritisch erweisen sich einerseits die vagen rechtlichen Vorgaben in Österreich sowie die beschränkte reale Durchsetzungsmöglichkeit der zuständigen Behörden.

Dies führt dazu, dass neben schlechterem **Informations- und Datenzugang** (erhöht u.a. auch den administrativen Aufwand) **intransparente Marktinformationen** für die Kunden die wesentlichen **Markteintrittsbarrieren** am Endkundenmarkt darstellen. Aufgrund der geringen Markttransparenz verbinden Endkunden mit der Einholung von Informationen über verschiedene Anbieter und der Erstellung von Preisvergleichen einen hohen Aufwand. Die ohnehin vorhandene Unsicherheit der Kunden (vor allem beim Thema Versorgungssicherheit) wird von den Unternehmen zusätzlich über Werbemaßnahmen verstärkt. Nach wie vor ordnen die Endkunden dem angestammten Lieferanten „fälschlicherweise“ Eigenschaften – wie z.B. eine sichere Versorgung – zu, die ausschließlich der Netzbetreiber gewährleisten kann. Die angeführten Markteintrittsbarrieren führen dazu, dass neue Lieferanten mit einem **hohen Markteintrittsrisiko** konfrontiert sind. **Notwendig** erscheint deshalb einerseits eine

¹ Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2003/55/EG

Offensive zur **Erhöhung des Informationsstands** bei Endkunden im liberalisierten Strom- und Erdgasmarkt sowie ein **verstärktes Unbundling**. Erst lebendiger Wettbewerb auf der Einzelhandelsebene ermöglicht, dass auch die Konsumenten von der Liberalisierung profitieren. Würde nur die Integration der Märkte auf Großhandelsebene erreicht, würde das effizienten Produzenten zusätzliche Profite einbringen, die Energieverbraucher würden davon jedoch nur in geringem Ausmaß profitieren.

Ab 1. Juli 2007 sind erstmals die **Strom- und Erdgasmärkte** in allen Mitgliedstaaten der **Europäischen Union vollständig liberalisiert**, d.h. jeder Strom- bzw. Erdgaskunde hat das Recht, den Lieferanten frei zu wählen. Trotz der 100 %igen Liberalisierung der beiden Märkte kann jedoch auch dann nach wie vor **nicht** von einem **einheitlichen Binnenmarkt** gesprochen werden. Dies ist neben fehlenden grenzüberschreitenden Transportkapazitäten auf die unterschiedlichen rechtlichen Rahmenbedingungen zurückzuführen. Betrachtet man die einzelnen relevanten Märkte kann von übernationalen Märkten nur im Bereich des Großhandelsmarkts gesprochen werden. Im Elektrizitätsbereich zeigt der Vergleich der Großhandelspreise ein Annähern von nationalen Märkten. Die E-Control erwartet durch diesen Integrationsprozess, dass erhöhte Liquidität an den Hauptbörsen der einzelnen Regionen entsteht. Dadurch sinkt die Möglichkeit einzelner Anbieter, Preise gezielt zu beeinflussen, wodurch einzelne Handelsgeschäfte einen geringeren Einfluss auf die aktuellen Preisbenchmarks haben. Insgesamt zeigen die Analysen der E-Control eine langsame, aber stetige Verbesserung der Integration des Stromgroßhandels in der Europäischen Union. Volkswirtschaftlich werden dadurch Kosten vermieden. Offen bleibt allerdings die Frage, ob der kleinräumige Wettbewerb um Endkunden ausreicht, damit diese Einsparungen auch den Kunden zugute kommen. Die enormen Preisunterschiede (auch exklusive Steuern und Abgaben) bei Endkunden in der Europäischen Union zeigen, dass Unternehmen zumindest national

(wenn nicht sogar in noch kleineren Gebieten) ihre Preise relativ unabhängig von ihren Konkurrenten festlegen können.

Die Transparenzmaßnahmen sollten weitere Verbesserungen und effizienten Handel ermöglichen. Zusätzliche Transparenz bei der Nutzung der Infrastruktur, aber auch im Stromgroßhandel ist notwendig, da die bestehenden gesetzlichen Regelungen nicht ausreichen, um ungerechtfertigte Vorteile großer Marktteilnehmer zu verhindern.

Die **Strom- und Gaspreise** für Groß-, aber auch Kleinkunden sind in den vergangenen Jahren gestiegen. Neben der Weitergabe der **gestiegenen Großhandelspreise** und der Mehrbelastung der Strompreise durch Förderungen (Ökostrombereich) und Abgaben (Einführung der Gebrauchsabgabe in Niederösterreich) tragen einerseits das Kundenverhalten (geringe Kundenreaktionen auf Preiserhöhungen und damit niedrige Wechselraten) und andererseits das Verhalten der Lieferanten (Verunsicherung der Kunden u.a. durch intransparente Informationspolitik oder Angebote werden nur im angestammten Netzbereich gelegt) zu **beschränkter Wettbewerbsintensität** bei. Dadurch haben sich weitgehend die Einzelhandelsmargen bei Kleinkunden in Österreich erhöht. Einerseits ist dies sicherlich darauf zurückzuführen, dass frühere Quersubventionen aus dem Netzbereich reduziert wurden, andererseits ist zu befürchten, dass im Zuge von ohnehin anstehenden Preiserhöhungen auch die Margensituation verbessert wurde. Genauere Analysen scheitern aber an der Datenlage der E-Control, die keine Informationen über individuelle Einstandskosten der Unternehmen hat. Die geringe Wertschöpfung der Energieunternehmen bei der Kundengruppe Großkunden im Strombereich sorgt dafür, dass Preisunterschiede sehr gering ausfallen. Alleine über unterschiedliche Risikostrategien (Forward-Einkäufe, Portfolioeffekte etc.) könnten größere Preisunterschiede dargestellt werden. Derzeit sind allerdings weitgehend einheitliche Preise am Markt zu erkennen.

Bei aller Kritik an der geringen Wettbewerbsintensität im österreichischen Markt muss aber auch darauf hingewiesen werden, dass die heimischen Strompreise bereits zu den niedrigsten marktbasieren Endverbraucherpreisen in der Europäischen Union zählen (siehe Abbildung 48, Seite 140). Insbesondere die heimischen Industriepreise gehören derzeit zu den niedrigsten der Industrieländer der Europäischen Union. Obwohl dies durch die herrschende (teilweise langfristige) Vertragsstruktur und durch eine transparentere Trennung zwischen Abgaben und Strom- bzw. Netzpreis mit verursacht sein kann, ist doch davon auszugehen, dass österreichische Stromkonsumenten im Vergleich zum umliegenden Ausland tatsächlich relativ niedrige Nettopreise (ohne Steuern und Abgaben) zu bezahlen haben.

Weitere Wettbewerbsmaßnahmen sollen diese Situation absichern oder sogar noch verbessern, da zu befürchten ist, dass die Preissteigerungen des Jahres 2006 in Österreich im Vergleich zu anderen Ländern wieder zu einer relativen Verschlechterung führen.

Der Indikator „Werbeausgaben“, den die E-Control unter anderem für die Beurteilung der Wettbewerbsintensität verwendet, befindet sich weiterhin auf einem sehr niedrigen, sogar rückläufigen Niveau. Die **zaghafte Informationspolitik der wenigen Unternehmen**, die Gas oder Strom österreichweit anbieten, ist nicht dazu geeignet, einen lebhaften Wettbewerb um Massenkunden in Gang zu setzen. Die E-Control erwartet daher trotz steigender Rohmargen im Einzelkundengeschäft auch in nächster Zeit nicht, dass es zu einer wesentlichen Verschärfung des Wettbewerbs um Massenkunden kommen wird – eher das Gegenteil ist zu erwarten.

Trotz der bereits ohnehin **hohen Marktkonzentration** in einem Großteil der relevanten Märkte planen die Strom- und Erdgasunternehmen weitere Zusammenschlüsse. Da die Landesgesellschaften, aber auch der Verbund mehrheit-

lich im öffentlichen Eigentum stehen, kann davon ausgegangen werden, dass die Eigentümervertreter (Landeshauptleute/-regierungen bzw. Bundesminister) dieser Entwicklung positiv gegenüberstehen. Eine **Reduktion der Marktteilnehmer** und eine **Verstärkung der Verflechtungen** der österreichischen Energieunternehmen sowie das **Ausbleiben ausländischer Lieferanten** am österreichischen Markt **führen ebenfalls zu einer Schwächung des Wettbewerbs**.

Neben dem Österreich-internen Wettbewerb könnte natürlich auch die Wettbewerbsintensität von ausländischen Unternehmen erhöht werden. Für die Attraktivität eines Marktes ausschlaggebend sind dessen Größe und Wachstum sowie die Einfachheit und Klarheit der regulatorischen Rahmenbedingungen. Um auch stärkeren Wettbewerb um Kunden zu erreichen, sind daher die kleinräumigen Märkte weiter zusammenzuführen. Dies erfordert grenzüberschreitende Aktionen der Regulierungsbehörden sowie der zuständigen politischen Institutionen. Die E-Control sieht die Integration auch der heimischen mit benachbarten Einzelkundenmärkten für Strom und Gas als vorrangiges Ziel an, um Wettbewerb und günstige Energiepreise in Österreich zu sichern.

Die österreichischen **Energieunternehmen** haben in den letzten beiden Jahren ihre **Aktivitäten im Ausland verstärkt**. Neben Übernahmen und Fusionen vor allem im mittel- und osteuropäischen Raum sind die Unternehmen auch direkt in anderen Märkten aufgetreten (u.a. Handel und Belieferung von Endkunden). Die Energieunternehmen konzentrieren ihre Aktivitäten nicht nur auf den Strom- und Erdgasbereich, sondern **auch auf andere Versorgungsdienstleistungen** wie z.B. Wasserversorgung, Müllent- und Abwasserversorgung. Dies ist grundsätzlich ein positiver Schritt in Richtung Marktintegration. Genauso selbstverständlich sollten auch Versuche ausländischer Unternehmen zur Kenntnis genommen werden, neue Unternehmenskonzepte und Marktstrategien nach Österreich zu bringen.

The background features a complex abstract design. It consists of several overlapping circles in various colors, including shades of blue, purple, green, yellow, and pink. These circles are set against a light blue background with a fine, repeating grid pattern. The overall aesthetic is modern and digital.

Ausgangslage und Rahmenbedingungen 2006



Im Jahr 2005 wurden in Österreich 65.748 GWh elektrische Energie und 9,1 Mrd. m³ Erdgas verbraucht. Elektrische Energie und Erdgas sind wesentliche Energieträger für Österreichs Haushalte und Unternehmen. Betrachtet man den gesamten energetischen Endverbrauch in Österreich, so stammten im Jahr 2004 knapp 18,9 % des energetischen Endverbrauchs aus Strom und rd. 18,3 % aus Erdgas². Erdgas und Strom deckten im Jahr 1970 gemeinsam nur 20 % des energetischen Endverbrauchs ab. Dieser Anteil hat sich inzwischen auf rd. 37,2 % erhöht. Die flüssigen fossilen Energieträger, die vorrangig im Straßenverkehr benötigt werden, hatten im Jahr 2002 einen Anteil von gut 45 %, im Jahr 1970 betrug dieser noch rd. 52 % (Abbildung 1).

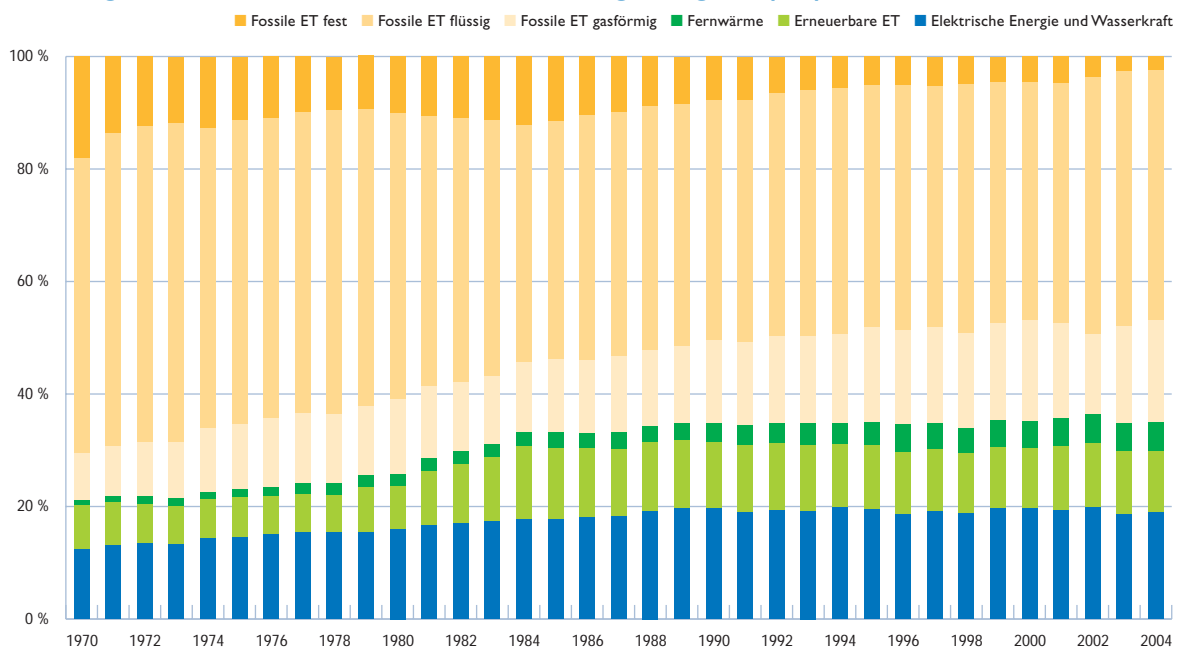
Gesamtwirtschaftlich betrachtet bildet die Energiewirtschaft (ohne Öl- und Erdgasproduktion) einen bedeutenden Wirtschaftssektor, dessen Wertschöpfung im Jahr 2005 rund

€ 4,66 Mrd. erreichte (Gesamtwertschöpfung € 219,44 Mrd.).³ Die Bedeutung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft für die Volkswirtschaft ist jedoch deutlich höher, da Strom und Erdgas unverzichtbare Vorleistungen und Input-Faktoren sowohl für Prozesse zur Erstellung von Produkten und Dienstleistungen als auch für deren Verbrauch sind. Die Preisentwicklungen auf dem Elektrizitäts- und Erdgasmarkt haben unmittelbaren Einfluss auf die wirtschaftliche Situation vor allem der energieintensiven Industriesektoren und beeinflussen nicht nur direkt als Endenergieträger, sondern auch indirekt als Input-Faktoren zur Herstellung von Verbrauchsgütern die Einkommenssituation der Haushalte.

Betrachtet man den Endverbrauch von elektrischer Energie nach österreichischen Wirtschaftssektoren, so zeigt sich, dass die größten Strommengen im Metall-, Papier- und Druck-, Fahrzeug- und Maschinenbausektor sowie von

Abbildung 1

→ Energieverbrauch in Österreich nach Energieträgern (ET) 1970–2004



Quelle: Statistik Austria

² Fossile Energieträger (ET) gasförmig ohne Gicht- und Kokereigas, Fossile Energieträger (ET) fest mit Gicht- und Kokereigas

³ vgl. Statistik Austria (2006), Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen, Hauptergebnisse 1976–2005

der Chemie und Petrochemie benötigt werden (Abbildung 2). Die genannten Wirtschaftssektoren verbrauchen bereits 70 % der elektrischen Energie im produzierenden Bereich. In Abbildung 2 spiegelt sich auch die Verschiebung des Schwerpunktes der österreichischen Wirtschaft hin zum Dienstleistungssektor wider. Während für öffentliche und private Dienstleistungen (inkl. der Verkehrsdienstleistung) 1970 rund 15 % des Stromes in Österreich verbraucht wurden, hat sich dieser Anteil bis 2004 auf rund 26,3 % deutlich erhöht. Der Anteil der Haushalte (inkl. Landwirtschaft) am österreichischen Stromverbrauch ist ebenfalls beachtlich gestiegen, von 19 % im Jahr 1970 auf rd. 29 % im Jahr 2004.

Der Anteil von Erdgas am energetischen Endverbrauch in den österreichischen Wirtschaftssektoren ist insgesamt geringer als jener von

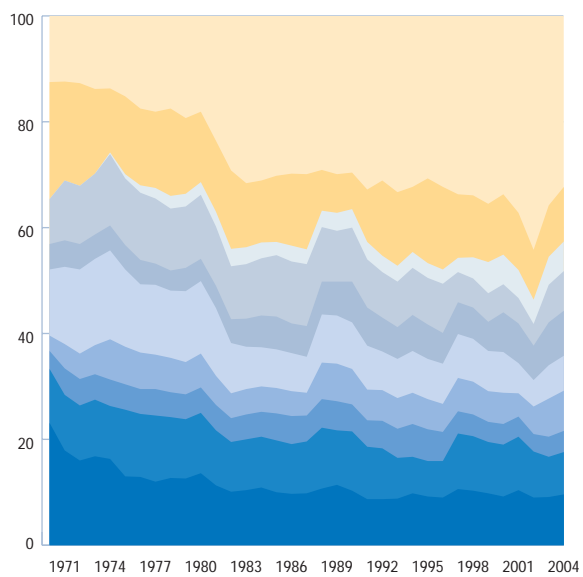
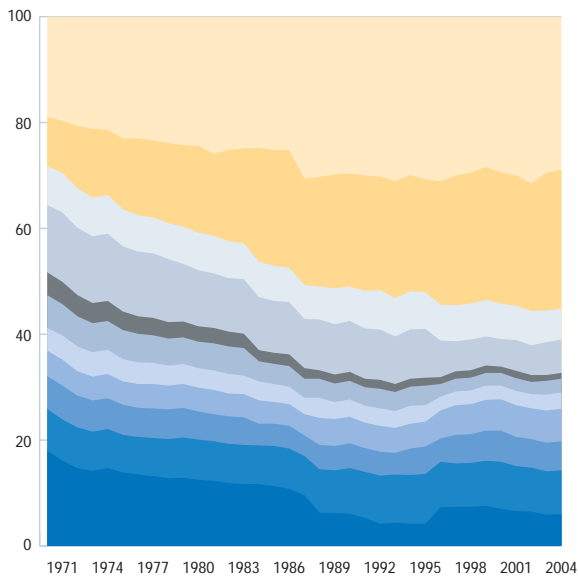
elektrischer Energie. Die größten Verbraucher von Erdgas sind die Metall-, Papier- und Druck-, Chemie- sowie die Nahrungs- und Genussmittelindustrie (Abbildung 3). Der Anteil dieser Wirtschaftssektoren am Erdgasverbrauch im produzierenden Bereich betrug in den letzten Jahren rund 34 %. Der Anteil der Haushalte (inkl. Landwirtschaft) am österreichischen Erdgasverbrauch ist von 1970 bis 2004 kräftiger gestiegen als jener an elektrischer Energie – von 12 % im Jahr 1970 auf knapp 32 % im Jahr 2004.

Die Strom- und Beheizungskosten privater Haushalte (Abbildung 4) haben sich seit Mitte der 70er Jahre deutlich erhöht, ihr Anteil an den gesamten Konsumausgaben der privaten Haushalte ist jedoch seit Mitte der 80er Jahre rückläufig. Ein deutlicher Anstieg um knapp 15 % ist von 2004 auf 2005 zu verzeichnen.

Abbildungen 2, 3

→ Elektrische Energie (links) und Erdgas (rechts) nach Wirtschaftssektoren 1970–2004

- Private Haushalte u. Landwirtschaft
- Öffentliche u. private Dienstleistungen
- Verkehr inkl. Eisenbahn
- Sonst. produzierender Bereich
- Textil u. Leder (nur links)
- Nahrungs- u. Genussmittel, Tabak
- Steine, Erden u. Glas
- Chemie u. Petrochemie
- Fahrzeug- u. Maschinenbau
- Papier u. Druck
- Eisen- u. Stahlerzeugung, Nicht-Eisen-Metalle (von oben nach unten)

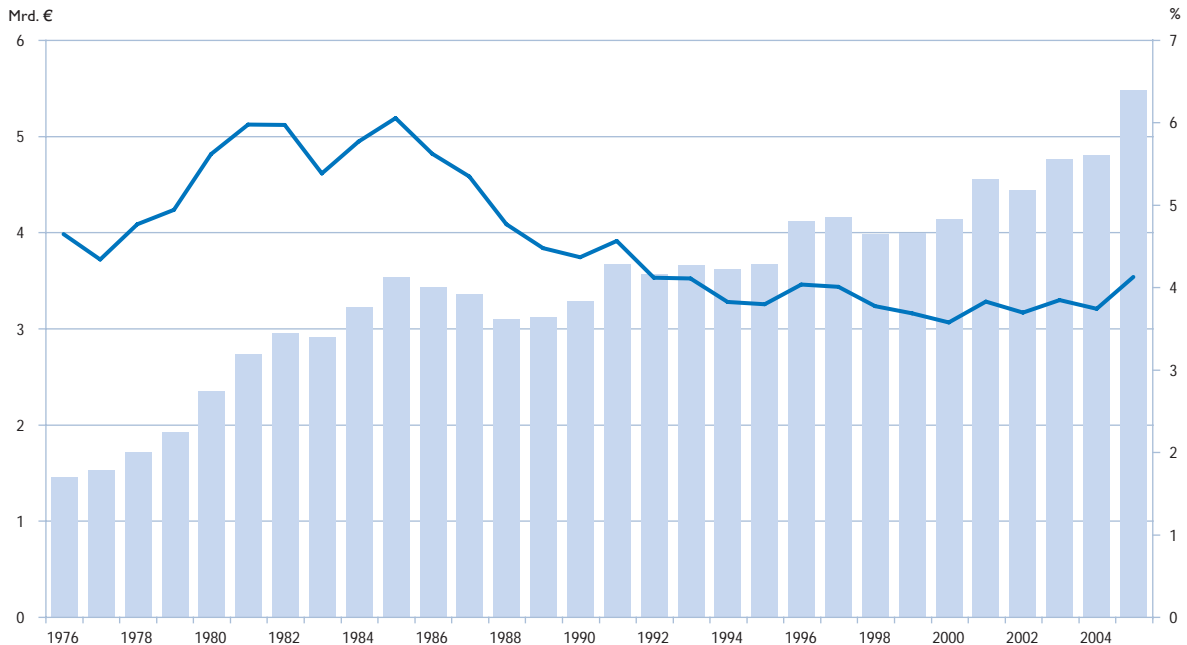


Quelle: Statistik Austria



→ Ausgaben der privaten Haushalte für Strom, Erdgas und andere Brennstoffe 1976–2005

Abbildung 4



Quelle: Statistik Austria

→ Einflussgrößen auf den Strom- und Erdgasverbrauch

Für jährliche Schwankungen im Verbrauch von Strom und Erdgas sind unterschiedliche Einflussgrößen maßgebend.

Der inländische Erdgasverbrauch korreliert stark mit den vorherrschenden Temperaturen, da ein wesentlicher Einsatzbereich des Erdgases in der Beheizung liegt. Abbildung 5 zeigt, dass der Erdgasverbrauch in den Sommermonaten stark abnimmt und auch im Vergleich zu den Vorjahreswerten variiert. In den Wintermonaten 2004 und 2005 erhöhte sich der Stromverbrauch lediglich um rd. ein Fünftel, während der Erdgasverbrauch im Winter – verglichen zu seinen Tiefstständen im Sommer – fast dreimal so hoch war. Nicht nur die Verbrauchsunterschiede zwischen Sommer und Winter sind im

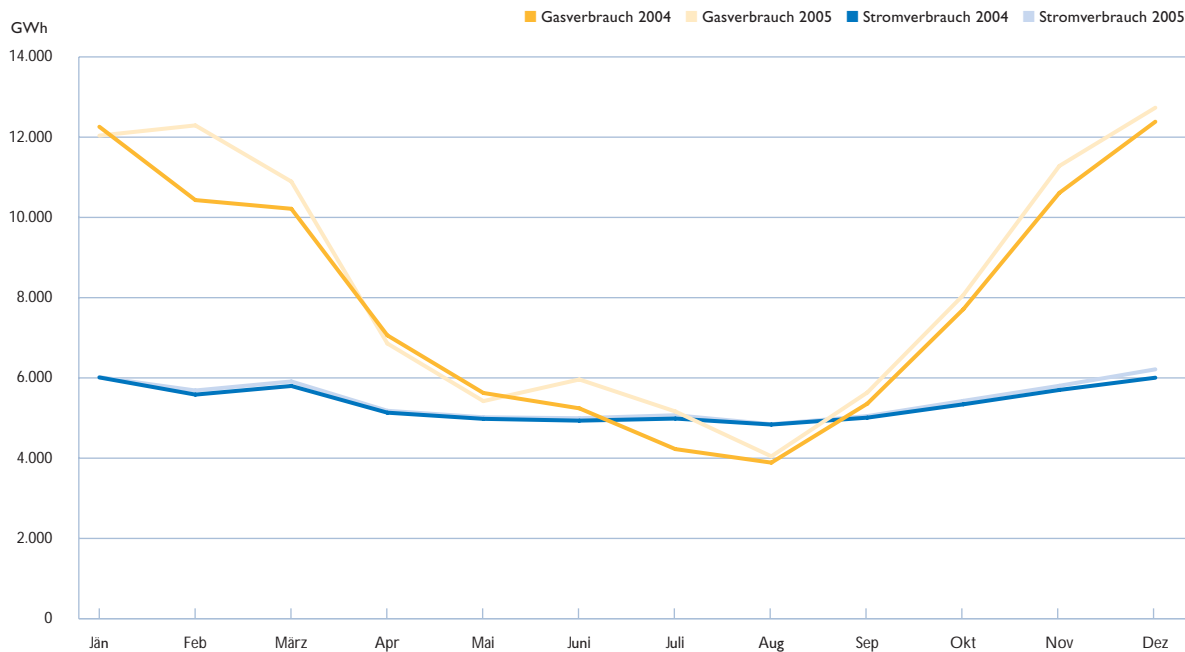
Erdgasbereich merklich größer als im Strombereich, sondern auch die Verbrauchsschwankungen zwischen den einzelnen Jahren sind im Erdgasbereich wesentlich stärker ausgeprägt.

Da in der Industrieproduktion der Inlandsstromverbrauch höher ist als der Erdgasverbrauch, weist der Inlandsstromverbrauch einen engeren Zusammenhang mit der konjunkturellen Entwicklung auf. Elektrische Energie wird – anders als Erdgas – in allen Prozessen der Sachgütererzeugung benötigt. Daher beeinflusst die Entwicklung der Auftragslage der Unternehmen die Stromnachfrage. Da aber auch klimatische Verhältnisse und verändertes Verbrauchsverhalten – beispielsweise durch die Verbreitung neuer Technologien – die Stromnachfrage beeinflussen, ist der konjunkturelle Zusammenhang weniger stark ausgeprägt als der Zusammenhang zwischen Erdgasverbrauch und Außentemperaturen.



→ Strom- und Erdgasverbrauch im saisonalen Jahresverlauf

Abbildung 5



Quelle: E-Control

→ Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen

Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006

Durch das Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006 (E-VG) wurden unter anderem das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG), das Energie-Regulierungsbehördengesetz (E-RBG) und das Gaswirtschaftsgesetz (GWG) novelliert. Die Gesetzesbestimmungen sind teilweise mit 28. Juni 2006 in Kraft getreten, teilweise treten diese erst mit 1. Jänner 2007 in Kraft. Etliche Änderungen wurden auf Grund der verfassungsrechtlichen Kompetenzverteilung als Grundsatzbestimmungen erlassen und bedürfen für ihre Wirksamkeit gegenüber den Marktteilnehmern noch entsprechender Ausführungsvorschriften der Länder. Die wichtigsten Änderungen werden im Folgenden dargestellt:

Stärkung des Konsumentenschutzes

Die Rechte der Strom- und Erdgaskunden wurden durch verschiedene gesetzliche Maßnahmen gestärkt:

- Für Haushaltskunden wurde ein so genannter Versorger letzter Instanz eingerichtet, der die Grundversorgung der Kunden mit elektrischem Strom übernimmt.
- Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit elektrischer Energie bzw. Erdgas sind vor ihrem Inkrafttreten bei der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Die Anwendung sitten- bzw. gesetzeswidriger Inhalte kann untersagt werden.
- Strom- bzw. Erdgasrechnungen sowie Informations- und Werbematerial sollen informativ und gleichzeitig leicht lesbar sein. Das EIWOG und das GWG enthalten entsprechende gesetzliche Vorgaben.

- Um Preisvergleiche zu erleichtern, muss der reine Energiepreis, der für die einzelne kWh Strom bzw. Erdgas zu bezahlen ist, auf den Rechnungen, in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen und Vertragsformblättern ausgewiesen werden.

Verbesserung der Versorgungssicherheit

Während die im GWG bereits enthaltene Langfristplanung der Regelzonenführer insbesondere auf eine verbesserte Datengrundlage gestellt wird, wird im EIWOG eine solche Planung eingeführt. Die Verbesserung der Planungsgrundlagen für den Leitungsbau ist ein wichtiger Beitrag zur Stärkung der Versorgungssicherheit. Das Engpassmanagement wurde im EIWOG auf eine neue rechtliche Grundlage gestellt. Das GWG hingegen sieht auch Maßnahmen zur Beseitigung von kurz- oder mittelfristigen Kapazitätsengpässen vor.

Grenzüberschreitende Stromlieferungen

Die Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (EU-Stromhandels-VO) hat seit 1. Juli 2004 Geltung und ist unmittelbar anwendbar. Da das Gemeinschaftsrecht nicht die Zuständigkeit nationaler Behörden festlegen kann, bedurfte es einer innerstaatlichen Zuständigkeitsregelung. Diese wurde nunmehr im EIWOG bzw. im E-RBG getroffen. Die E-Control GmbH ist für die Überwachung der Einhaltung der EU-Stromhandels-VO sowie der auf ihrer Grundlage erlassenen Leitlinien zuständig, die E-Control Kommission für Entscheidungen über Anträge betreffend Ausnahmen vom regulierten Netzzugang für neue Verbindungsleitungen. Die Landesregierungen haben geeignete Sanktionen für Verstöße gegen die EU-Stromhandels-VO samt Leitlinien gesetzlich festzulegen.

Grenzüberschreitende Transporte von Erdgas
Grenzüberschreitende Transporte von Erdgas (Transit) unterlagen bislang nicht der Regulierung

durch die E-Control bzw. E-Control Kommission. Die Erdgasbinnenmarkttrichtlinie 2003/55/EG sieht nun auch für diesen Bereich einen geregelten Netzzugang vor. Die Umsetzung dieser Bestimmungen erfolgte im GWG. So bedürfen die Allgemeinen Bedingungen für grenzüberschreitende Transporte wie auch die Methoden zur Berechnung der Netznutzungsentgelte der Genehmigung der E-Control Kommission.

Neue Regelungen der Krisenvorsorge im Gasbereich

Seit der vollständigen Marktöffnung im Erdgassektor per 1. Oktober 2002 sind historisch entstandene, privatrechtlich organisierte Vereinbarungen zur Bewältigung von Krisen (Notversorgungsplan)⁴, die unter Mitwirkung der relevanten Unternehmen der Gaswirtschaft auf freiwilliger Basis abgeschlossen waren, nicht mehr weitergeführt worden. Im Unterschied zur Stromwirtschaft waren keine spezifischen Regelungen im Energielenkungsgesetz (EnLG) enthalten, und es gab daher, abgesehen von den generellen Bestimmungen für gasförmige Energieträger, keine Basis für besondere Lenkungsmaßnahmen im Krisenfall.

Mit der Novellierung des Energielenkungsgesetzes im Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006 vom Juni 2006 wurden – angepasst an den liberalisierten Erdgasmarkt – Regelungen für den Erdgasbereich geschaffen. Das Energielenkungsgesetz 2006 verteilt die Aufgaben der Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Gasversorgung zwischen BMWA, E-Control und dem Regelzonenführer der Regelzone Ost (AGGM).

Ausnahmegenehmigung für neue Infrastrukturen

Im GWG wurde die Möglichkeit geschaffen, durch Bescheid der Regulierungsbehörde (E-Control Kommission) Ausnahmegenehmigungen für neue Erdgas-Infrastrukturen (grenzüberschreitende Fernleitungen und Speicheranlagen) zu erteilen. Genehmigungsvoraussetzungen sind u.a. die Stärkung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit im Inland durch die neue Infrastruktur.

⁴ Detail siehe Studie der E-Control „Erdgasversorgungssicherheit in Österreich – Rahmenbedingungen und Handlungsempfehlungen“, 2003, www.e-control.at

Im Elektrizitätsbereich enthält die EU-Stromhandels-VO eine vergleichbare Regelung. Auch hier ist die E-Control Kommission zuständig, was nunmehr im E-RBG ausdrücklich geregelt wird.

Umsetzung der Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Richtlinie

Mit der Novelle zum EIWOG wurde auch die KWK-Richtlinie 2004/8/EG umgesetzt. Diese sieht u.a. Herkunftsnachweise für Strom aus hocheffizienter KWK vor.

Unbundling – Ausführungsgesetze und Umsetzung

Die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2003/54/EG enthält Vorgaben zum gesellschaftsrechtlichen, funktionalen und buchhalterischen Unbundling. Der Wortlaut der Richtlinie lässt erkennen, dass es sich um eine Kompromisslösung handelt und lediglich Mindestkriterien festgelegt werden. Die Europäische Union hatte jedoch erwartet, dass die Mitgliedstaaten weitergehende Vorschriften erlassen werden. Bei der Umsetzung der Entflechtungsvorschriften in österreichisches Recht ist dies nur in sehr geringem Ausmaß geschehen. Die Umsetzung ist Gegenstand eines gesonderten Berichts⁵, der von der E-Control auf Ersuchen des Nationalrates erstellt und im Sommer 2006 veröffentlicht wurde. Im Folgenden wird daher nur ein kurzer Überblick über die Umsetzung gegeben:

Umsetzung in nationales Recht

Die Vorgaben der Richtlinie 2003/54/EG beschränken sich auf Mindestkriterien. Der Wortlaut der Entflechtungsvorschriften ist zum Teil auslegungsbedürftig. Die Europäische Kommission hat daher in den Interpreting Notes betont, dass insbesondere die Vorschriften betreffend die funktionale Entflechtung durch die Mitgliedstaaten weiter spezifiziert werden müssen, um eine vollständige Anwendung in der Praxis zu sichern. Es wurde ausdrücklich davon abgeraten, bloß den Wortlaut der Richtlinie wiederzugeben.

Die Vorschriften betreffend die gesellschaftsrechtliche Entflechtung von Übertragungsnetzbetreibern sowie die funktionale und buchhalterische Entflechtung von Verteilernetzbetreibern waren von den Mitgliedstaaten so rechtzeitig umzusetzen, dass die Unternehmen der Richtlinie spätestens am 1. Juli 2004 nachkommen konnten. Ausschließlich die Umsetzung des gesellschaftsrechtlichen Unbundling von Verteilernetzbetreibern kann bis 1. Juli 2007 zurückgestellt werden.

Mit einer Novelle zum Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG), BGBl. I Nr. 63/2004 wurde vom Bundesgesetzgeber der erste nationale Umsetzungsakt zur Richtlinie 2003/54/EG gesetzt. Die Novelle trat mit 22. Juni 2004 in Kraft. Die Vorgaben der Richtlinie wurden im Wesentlichen wortgleich wiedergegeben.

Der Grundsatzgesetzgeber hatte den Ländern, die gleichzeitig auch Eigentümervertreter der betroffenen Unternehmen sind, aufgetragen, die Ausführungsgesetze zu den im Bundesgesetz BGBl. I Nr. 63/2004 enthaltenen Grundsatzbestimmungen innerhalb von sechs Monaten vom Tag der Kundmachung des BGBl. I Nr. 63/2004 (21. Juni 2004) zu erlassen und in Kraft zu setzen. Diese Frist wurde jedoch von keinem Bundesland eingehalten. Die Erlassung der Ausführungsvorschriften war im Juli 2006 noch immer nicht abgeschlossen. Die Länder haben die Grundsatzbestimmungen der EIWOG-Novelle BGBl. I Nr. 63/2004 im Wesentlichen wortgleich ausgeführt. Der den Ländern zur näheren inhaltlichen Ausgestaltung verbleibende grundsatzgesetzfreie Raum wurde weitestgehend nicht ausgenützt.

Umsetzung in die Praxis

Die betroffenen Unternehmen haben die Entflechtungsmaßnahmen zum Teil ohne Vorliegen einer landesgesetzlichen Verpflichtung vorgenommen. Die Umsetzung der Entflechtungsregeln in die Praxis spiegelt in den meisten Fällen jedoch den minimalistischen Ansatz des Gesetzgebers wider.

⁵ E-Control (2006), Bericht über den Stand der Umsetzung des Unbundling der österreichischen Elektrizitätsnetzbetreiber

Ökostromgesetznovelle 2006

Am 27. Juni 2006 wurde das Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz, das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz und das

Energie-Regulierungsbehördengesetz geändert werden (Ökostromgesetznovelle 2006), im Bundesgesetzblatt (BGBl I Nr. 105/2006) veröffentlicht.

→ Zusätzliche Energie- und Leistungsmengen pro Jahr gemäß Ökostromgesetznovelle 2006 (Richtwerte)

Tabelle I

	Verfügbares Unterstützungsvolumen Mio.€/Jahr	Durchschnittlicher Einspeisetarif Cent/kWh	Ausgleichsenergieaufwand Cent/kWh	Marktpreisannahme Cent/kWh	Volllaststunden pro Jahr	Ökostromerzeugung GWh	Leistung in MW
Windkraft	5,1	7,4	1,2	5,5	2.300	164,5	71,5
Biomasse	5,1	13,0	0,1	5,5	6.000	67,1	11,2
Biogas	5,1	13,5	0,1	5,5	6.500	63,0	9,7
PV maximal	1,7	49,0	0,2	5,5	1.000	3,9	3,9
Summe	17,0					298,5	96,3

Quelle: E-Control

Die wesentlichen Unterschiede zwischen dem Ökostromgesetz 2002 (BGBl I Nr. 149/2002) und der Ökostromgesetznovelle 2006 werden in Tabelle 2 dargestellt.

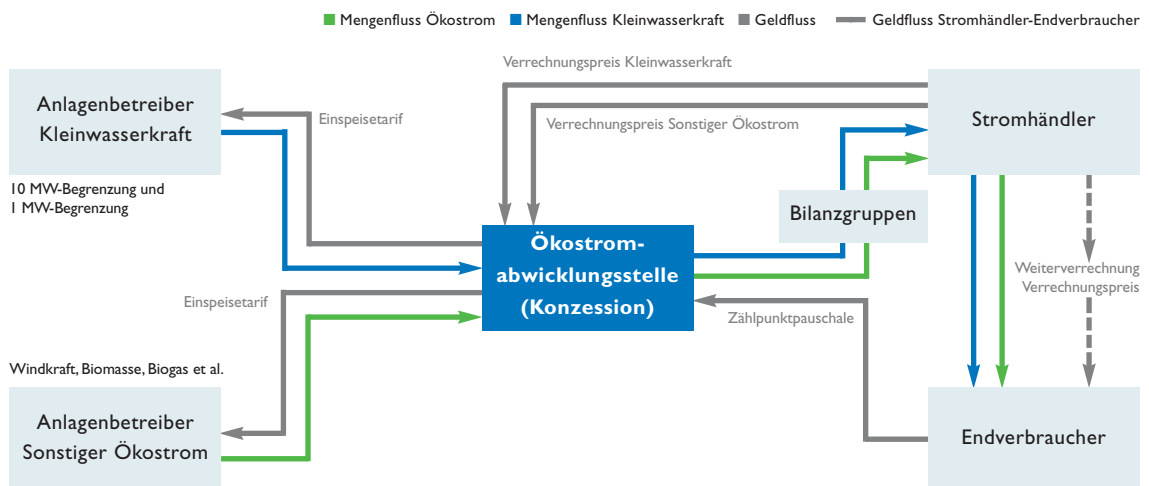
5,5 Cent/kWh sowie Ausgleichsenergiekosten zwischen 0,1–1,2 Cent/kWh ergeben sich die in Tabelle I dargestellten zusätzlichen Leistungen und Mengen für die Jahre 2006 (aliquot) bis 2011.

Basierend auf dem jährlich zusätzlich zur Verfügung stehenden Budget von € 17 Mio., den bisherigen durchschnittlichen Einspeisetarifen, einem durchschnittlichen Marktpreis von

Die Geld- und Energieflüsse, die sich aufgrund der Ökostromgesetznovelle 2006 ergeben, sind in Abbildung 6 dargestellt.

→ Geld- und Energieflüsse gemäß Ökostromgesetznovelle 2006

Abbildung 6



Quelle: E-Control

→ Vergleich Ökostromgesetz 2002 und Ökostromgesetznovelle 2006

Tabelle 2

	Ökostromgesetz 2002	Ökostromgesetznovelle 2006
Quantitative Ziele	4 % Sonstiger Ökostrom und 9 % Kleinwasserkraft (bezogen auf die Abgabe an Endverbraucher) im Jahr 2008.	Anhebung des 4 %-Zieles auf 10 % im Bereich Sonstiger Ökostrom.
Unterstützte Anlagen	Sonstige Ökostromanlagen und Kleinwasserkraftwerke (bis 10 MW installierte Leistung).	Zusätzlich: Unterstützung von neuen mittleren Wasserkraftanlagen mit Investitionszuschüssen, sofern für die Wirtschaftlichkeit erforderlich.
Unterstützungsbudget	Vorgegebenes Budget wurde überschritten, Höchstgrenzen für die Kostenbelastung von Endverbrauchern wegen Abnahmeverpflichtung für förderungswürdige Anlagen nicht umgesetzt.	Jährlich zusätzlich 17 Mio. € für Neuanlagen, die mit festen Prozentsätzen auf Windenergie, feste Biomasse und Biogas (jeweils 30 %) und alle anderen förderungswürdigen Anlagen wie Photovoltaik etc. (10 %) aufgeteilt werden.
Fördervorgaben	Der Einsatz förderungswürdiger Primärenergieträger sowie die Einhaltung der Leistungsbegrenzung im Bereich Kleinwasserkraft.	Zusätzlich muss im Bereich Biomasse ein Brennstoffnutzungsgrad von 60 % erreicht werden.
Förderzeitraum	Im Gesetz mit mindestens 10 Jahren vorgegeben, durch die Verordnung BGBl II Nr. 508/2002 mit 13 bzw 15 Jahren näher bestimmt. Für bestehende Kleinwasserkraftwerke erfolgt die Vergütung bis Ende 2008.	Der Förderzeitraum ist mit 12 Jahren im Gesetz festgelegt, wobei im 11. Jahr 75 % und im 12. Jahr 50 % des Einspeisetarifs ausbezahlt werden. Nach diesem Vergütungszeitraum gibt es zusätzlich eine Abnahmeverpflichtung für den Zeitraum von 12 Jahren, in welchem der Markpreis abzüglich Ausgleichsenergiekosten bezahlt wird.
Abwicklung	Über die drei Regelzonenführer in ihrer Funktion als Ökobilanzgruppenverantwortliche.	Über (eine) Ökostromabwicklungsstelle.
Finanzierungsmechanismus	Über den im Gesetz festgelegten Verrechnungspreis von 4,5 Cent/kWh sowie zu verordnende Förderbeiträge für Kleinwasserkraft und Sonstigen Ökostrom.	Die Finanzierung erfolgt einerseits über im Gesetz festgelegte Zählpunktpauschalen und andererseits über von der Energie-Control Kommission festzulegende Verrechnungspreise (getrennt für Kleinwasserkraft und Sonstigen Ökostrom).

Quelle: E-Control

Emissionshandelsrichtlinie

Im Rahmen des Kyoto-Protokolls hat sich die Europäische Union 1997 zu einer Reduktion von Treibhausgasen von im Durchschnitt 8 % im Zeitraum 2008 bis 2012 im Vergleich zur Basisperiode 1990 verpflichtet. Das Kyoto-Protokoll ist am 16. Februar 2005 in Kraft getreten, nachdem es von mindestens 55 Vertragsparteien, auf die mindestens 55 % der gesamten Kohlendioxidemissionen der Industrieländer des Jahres 1990 entfallen, ratifiziert wurde.

Die Europäische Union hat bereits vor Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls die Richtlinie 2003/87/EG für den Handel mit Treibhausgasen erlassen, die im Rahmen eines Burden-Sharings rechtlich verbindliche Ziele für alle EU-Mitgliedstaaten festlegt. Jede unter die Richtlinie fallende Anlage benötigt eine Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen und erhält eine Zuteilung von Emissionszertifikaten. Die Zuteilung erfolgt in der ersten Periode 2005 bis 2007 zu mindestens 95 % gratis, maximal 5 % der Zertifikate könnten durch Versteigerung vergeben werden. Im ersten Zuteilungsplan (Nationaler Allokationsplan, NAP) hat Österreich davon keinen Gebrauch gemacht, sondern 100 % der Zertifikate gratis verteilt. Die einzige Ausnahme

bilden die Zertifikate aus der Reserve, die versteigert werden können. Übersteigen die tatsächlichen Emissionen die vorgelegten Zertifikate, so ist eine Pönalzahlung zu leisten.

Österreich hat die Richtlinie mit dem Bundesgesetz über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten (Emissionszertifikategesetz; EZG, BGBl I Nr. 46/2004 vom 30.04.2004) in österreichisches Recht umgesetzt. Mit den Novellen im Dezember 2004 (BGBl I Nr. 135/2004) und im März 2006 (BGBl I Nr. 34/2006) wurden einerseits Details bezüglich der Genehmigung und Überwachung der Emissionen und andererseits die Linking Directive umgesetzt.

Gemäß den Bestimmungen der Europäischen Kommission hatten die Mitgliedstaaten bis 31. März 2004 den Nationalen Allokationsplan (NAP) für die erste Handelsperiode an die Europäische Kommission zu übermitteln.⁶

Im Juli 2006 hat Österreich den Gesamtwert der zuteilten Zertifikate für die zweite Handelsperiode 2008 bis 2012 der EU-Kommission bekannt gegeben. Einen Überblick über die zuteilten Zertifikate gibt Tabelle 3.

→ **Zugeteilte Emissionszertifikate je Sektor**

Tabelle 3

Sektor	Erste Handelsperiode		Zweite Handelsperiode	
	Zuteilung 2005 bis 2007	Zuteilung pro Jahr	Zuteilung 2008 bis 2012	Zuteilung pro Jahr
Elektrizitätswirtschaft	27,63	9,21	41,50	8,3*
Fernwärme	1,25	0,42		
Mineralölverarbeitung	8,30	2,77	122,50	24,5**
Industrie	61,40	20,47		
Summe	98,58	32,86	164,00	32,80

Quelle: BMLFUW

* davon 8,2 Mio. Zertifikate gratis

** davon 24,2 Mio. Zertifikate gratis

⁶ Der ursprünglich im März 2004 übermittelte NAP für die erste Handelsperiode 2005 bis 2007 wurde im Jänner 2005 noch geringfügig angepasst.

In der zweiten Handelsperiode werden von den 32,8 Mio. Zertifikaten pro Jahr 32,4 Mio. gratis zugeteilt. 400.000 Zertifikate werden versteigert. Für neue Anlagen ist gemäß EZG in der zweiten Handelsperiode eine Reserve von 1 % der Gesamtmenge der zugeteilten Zertifikate vorgesehen.

Mit Mai 2006 hat die Europäische Kommission die tatsächlichen Emissionswerte für das Jahr 2005 veröffentlicht und diese den durchschnittlichen jährlichen Zuteilungen je Mitgliedstaat sowie den zusätzlich vorhandenen und am Beginn nicht zugeteilten Zertifikaten (für Reserve etc.) gegenübergestellt.

→ **Zugeteilte Emissionszertifikate im Vergleich zu tatsächlichen Emissionen 2005** Tab. 4

Mitgliedstaat	Anlagen	Zugeteilte Zertifikate in t CO ₂ e	Gemeldete Emissionen 2005 in t CO ₂ e	Nicht verwendete Zertifikate in t CO ₂ e (im Durchschnitt)	Nicht verwendete Zertifikate in %	Zusätzlich jährlich im Durchschnitt: Am Anfang nicht allokierte Zertifikate (Reserve etc.) in t CO ₂ e
Belgien	309	59.853.575	55.354.096	4.499.479	7,52 %	2.545.876
Dänemark	380	31.039.618	26.090.910	4.948.708	15,94 %	2.460.382
Deutschland	1.842	495.073.574	473.715.872	21.357.702	4,31 %	3.926.426
Estland	43	18.763.471	12.621.824	6.141.647	32,73 %	189.529
Finnland	578	44.587.032	33.072.638	11.514.394	25,82 %	862.952
Frankreich	1.075	150.500.685	131.147.905	19.352.780	12,86 %	4.871.317
Griechenland	141	71.135.034	71.033.294	101.740	0,14 %	3.286.839
Irland	109	19.238.190	22.397.678	-3.159.488	-16,42 %	3.081.180
Italien	943	207.518.860	215.415.641	-7.896.781	-3,81 %	15.551.575
Lettland	92	4.054.431	2.854.424	1.200.007	29,60 %	505.760
Litauen	93	11.468.181	6.603.869	4.864.312	42,42 %	797.213
Niederlande	209	86.439.031	80.351.292	6.087.739	7,04 %	2.503.305
Österreich	199	32.674.905	33.372.841	-697.936	-2,14 %	330.050
Portugal	243	36.898.516	36.413.004	485.512	1,32 %	1.262.898
Schweden	705	22.530.831	19.306.761	3.224.070	14,31 %	678.149
Slowakei	175	30.364.848	25.237.739	5.127.109	16,89 %	7.180
Slowenien	98	8.691.990	8.720.550	-28.560	-0,33 %	66.667
Spanien	800	162.111.391	181.063.141	-18.951.750	-11,69 %	13.162.130
Tschechische Rep.	389	96.907.832	82.453.727	14.454.105	14,92 %	348.020
UK	768	209.387.854	242.396.039	-33.008.185	-15,76 %	15.527.484
Ungarn	229	30.236.166	25.714.574	4.521.592	14,95 %	1.424.738
Summe	9.420	1.829.476.015	1.785.337.819	44.138.196	2,41 %	73.389.670

Quelle: Europäische Kommission

Diese Gegenüberstellung führte zu dem Ergebnis, dass, bezogen auf die gesamte Europäische Union, im Durchschnitt um 2,4 % zu viele Zertifikate vorhanden sind. Signifikante Überschüsse finden sich in den Baltischen Ländern (rund 29–40 %), Finnland (25,28 %), Slowakei (16,89 %), Dänemark (15,94 %) und Schweden bzw. Ungarn (jeweils rund 14 %). Die Reaktion des Marktes auf diese Mitteilung war ein massiver Preisverfall im Mai 2006, wie aus Abbildung 7 hervorgeht.

Der Überschuss an Zertifikaten im ersten Handelsjahr ist nicht gleichzusetzen mit einem Überschuss in der gesamten ersten Handelsperiode. Die Effektivität des Systems ist aber wesentlich von einer Zuteilung abhängig, die nicht verzerrend wirkt.

Endenergieeffizienzrichtlinie

Am 22. Juni 2005 hat die Europäische Kommission das Grünbuch über Energieeffizienz – „Weniger kann mehr sein“ veröffentlicht und mit den enthaltenen 25 Fragen zum Thema Energieeffizienz eine öffentliche Konsultation eingeleitet.⁷ Ziel war es, unterschiedliche Meinungen einzuholen und Anhaltspunkte für den Aktionsplan Energieeffizienz zu sammeln.

Der Aktionsplan Energieeffizienz ist Teil der am 5. April 2006 verabschiedeten Richtlinie 2006/32/EG über Energieeffizienz und Energiedienstleistungen sowie zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates.

→ **Zertifikatspreise**

Abbildung 7



⁷ Für nähere Details siehe: http://ec.europa.eu/energy/efficiency/doc/2005_06_green_paper_book_de.pdf

Der Zweck der Richtlinie ist es, die Endenergieeffizienz in den Mitgliedstaaten zu steigern. Zur Zielerreichung werden folgende Maßnahmen genannt:

- Festlegung der erforderlichen Richtziele sowie der erforderlichen Mechanismen, Anreize und institutionellen, finanziellen und rechtlichen Rahmenbedingungen zur Beseitigung vorhandener Markt Hindernisse und -mängel, die der effizienten Endenergienutzung entgegenstehen;
- Schaffung der Voraussetzungen für die Entwicklung und Förderung eines Marktes für Energiedienstleistungen und für die Erbringung von anderen Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz für die Endverbraucher.

Die Richtlinie legt ein allgemeines Einsparziel von 9 % im neunten Jahr der Geltung fest. Die Berechnung des Ziels basiert auf einer Durchschnittsberechnung des Energieverbrauchs der letzten 5 Jahre. Von diesem Durchschnittswert werden 9 % berechnet und dieser Absolutwert ist u.a. mittels der im Anhang 3 der Richtlinie aufgelisteten Energieeffizienzmaßnahmen zu erfüllen bzw. zu belegen.

Die Mitgliedstaaten müssen für das 3. Jahr der Geltung ein Zwischenziel für den nationalen Energiesparwert festlegen. Dies geschieht im Rahmen eines vorzulegenden Energieeffizienz-Aktionsplans, der auch eine Übersicht über die Strategie zur Erreichung der Ziele beinhaltet.

Die Richtlinie 2006/32/EG ermöglicht den Mitgliedstaaten einen relativ breiten Handlungsspielraum für die konkrete Umsetzung und Prioritätensetzung der beschriebenen Maßnahmen. In zwei Artikeln werden jedoch schon sehr konkrete Rahmenbedingungen vorgegeben:

- Energienetze und sonstige Regelungen für netzgebundene Energie (Artikel 10),
- Erfassung und informative Abrechnung des Energieverbrauchs – Information des Endverbrauchers (Artikel 13),
- Erfassung und informative Abrechnung des Energieverbrauchs – Verbrauchsnahe Messung (Artikel 13).

Energienetze und sonstige Regelungen für netzgebundene Energie

Gemäß Artikel 10 der Richtlinie haben Mitgliedstaaten sicherzustellen, dass in Übertragungs- und Verteilungstarifen enthaltene Anreize, die das Volumen verteilter oder übertragener Energie unnötig erhöhen, beseitigt werden. In diesem Zusammenhang können die Mitgliedstaaten nach Artikel 3 Absatz 2 der Richtlinie 2003/54/EG und Artikel 3 Absatz 2 der Richtlinie 2003/55/EG Elektrizitäts- bzw. Erdgasunternehmen gemeinschaftliche Verpflichtungen in Bezug auf die Energieeffizienz auferlegen.

Erfassung und informative Abrechnung des Energieverbrauchs – Information des Endverbrauchers

Artikel 13 der Richtlinie legt fest, dass die von den Energieverteilern, Verteilernetzbetreibern und Energieeinzelhandelsunternehmen vorgenommene Abrechnung den tatsächlichen Energieverbrauch auf klare und verständliche Weise wiedergibt. Mit der Abrechnung werden geeignete Angaben zur Verfügung gestellt, die dem Endkunden ein umfassendes Bild der gegenwärtigen Energiekosten vermitteln. Die Abrechnung auf der Grundlage des tatsächlichen Verbrauchs wird so häufig durchgeführt, dass die Kunden in der Lage sind, ihren eigenen Energieverbrauch zu steuern.

Den Endverbrauchern sollen jedenfalls folgende Informationen in klarer und verständlicher Weise gegeben werden:

- geltende tatsächliche Preise und tatsächlicher Energieverbrauch,
- Vergleich des gegenwärtigen Energieverbrauchs des Endkunden mit dem Energieverbrauch im selben Zeitraum des Vorjahres, vorzugsweise in grafischer Form,
- soweit dies möglich und von Nutzen ist, Vergleich mit einem normierten oder durch Vergleichstests ermittelten Durchschnittsenergieverbrauch derselben Verbraucherkategorie,
- Kontaktinformationen für Verbraucherorganisationen, Energieagenturen oder ähnliche Einrichtungen, einschließlich Internetadressen, von denen Angaben über angebotene Energieeffizienzmaßnahmen, Endverbraucher-Vergleichsprofile und/oder objektive technische Spezifikationen von energiebetriebenen Geräten erhalten werden können.

Erfassung und informative Abrechnung des Energieverbrauchs – Verbrauchsnahe Messung
 Artikel 13 Abs. 1 der Richtlinie schreibt vor, dass, soweit es technisch machbar und finanziell vertretbar ist, alle Endkunden in den Bereichen Strom, Erdgas, Fernheizung und/oder -kühlung und Warmbrauchwasser individuelle Zähler zu wettbewerbsorientierten Preisen erhalten. Sollten bestehende Zähler ersetzt werden, so sind individuelle Zähler auch zu berücksichtigen. Bei neuen Gebäuden sieht die Richtlinie einen verpflichtenden Gebrauch individueller Zähler vor.

Änderungen aufgrund Benchmark-Report und Sector Inquiry

Der Review Report 2005⁸ hat ähnlich der Sector Inquiry⁹ vielfache Mängel im europäischen Liberalisierungsmodell festgestellt. Vor allem sind dies:

- unzureichende Umsetzung der EU-Richtlinien,
- mangelhaftes Unbundling,
- unzureichende Kompetenzen der Regulierungsbehörden,
- hohe Konzentration in der Strom- und Erdgaswirtschaft,
- unzureichende Marktintegration,
- Marktabschottung durch vertikale Integration,
- unzureichende Transparenz,
- Preisbildung.

Für die Rahmenbedingungen, unter denen die Marktteilnehmer in Zukunft tätig sein werden, haben diese Berichte mehrere absehbare Konsequenzen.

Bereits angekündigt wurde, dass im Jahr 2006 eine vertiefte Prüfung der nationalen Umsetzung der EU-Binnenmarkttrichtlinien stattfinden wird. Diese Prüfungen werden sowohl Eingang in allfällige Vertragsverletzungsverfahren finden als auch im Zuge der Diskussion zu einem dritten Liberalisierungspaket verwendet werden.

Besonders intensiv diskutiert werden in diesem Zusammenhang zwei Problembereiche:

1. Die Trennung von Übertragungs- und Verteilnetzen von im Wettbewerb stehenden Unternehmen ist Ziel der Unbundlingbestimmungen. Derzeit geben die Richtlinien nur grob die Zielsetzung dieser Bestimmungen vor, die Mitgliedstaaten haben durch ihre Ausführungsgesetze diese Ziele zu erreichen. Die Europäische Kommission hat weiters eine (unverbindliche) Interpretationshilfe veröffentlicht, in der Kriterien und Vorschläge dargelegt werden, wie die Ziele der Richtlinie in diesem Bereich erreicht werden können. Es ist absehbar, dass eine homogenere Umsetzung der Richtlinie erforderlich ist und dass die Kommission eine weitere (verbindliche) detaillierte Vorgabe machen wird.

2. Ausreichende Informationen und nicht diskriminierender Zugang für alle Marktteilnehmer zu allen notwendigen Einrichtungen ist ein weiteres Problemfeld, zu dem, wie zu erwarten ist, Vorgaben erfolgen werden. ERGEG¹⁰ hat deshalb bereits (als Vorarbeit) Transparenzrichtlinien in die öffentliche Begutachtung gegeben. Unbundling- und Transparenzbestimmungen

⁸ Bericht über die Fortschritte bei der Schaffung des Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarktes, KOM(2005) 568 endg.

⁹ EU-Kommission: Energy Sector Inquiry, Preliminary Report

¹⁰ ERGEG: European Regulators Group for Electricity and Gas

sind um Vorgaben für das Datenmanagement zu ergänzen, da sie definieren, was zu veröffentlicht ist und wie Daten insgesamt zu behandeln sind.

Konsequenzen eines Daten-Management-Standards können weitreichend sein, da sie bis in die Datenflüsse in den nationalen Marktmodellen hinein Veränderungen bringen könnten.

Im Zusammenhang mit der unzureichenden Marktintegration und den unzureichenden Kompetenzen der Regulierungsbehörden wurde kürzlich auch ein Grünbuch¹¹ veröffentlicht, das dieses Thema aufgreift und Vorschläge zu einer besseren Koordinierung der Netzbetreiber in Europa sowie zu einem europäischen Regulator macht. Die Hauptaufgabe dieses Regulators soll es sein, grenzüberschreitende Probleme (u.a. Netzzugang, Kapazitätsvergabe, Netzplanung, Projektevaluierung) zu regeln. Noch nicht absehbar ist, ob diese Einrichtung auf den bestehenden Strukturen nationaler Regulatoren aufbaut oder eigene zentrale Entscheidungsstrukturen schafft.

Für den regulatorischen Rahmen bedeutet dies, dass die für den innergemeinschaftlichen Wettbewerb notwendige Infrastruktur, samt der dazu gehörenden Regulierung, auf europäische Ebene gehoben wird. Die unzulängliche Situation kooperativer Lösungen zwischen den Mitgliedstaaten gibt dieser Tendenz weiteren Auftrieb. Obwohl einige Mitgliedstaaten dieser Idee grundsätzlich entgegengetreten sind, dürfte wohl die nähere Zukunft darüber entscheiden, ob die in den aktuellen Regionalen Initiativen gemachten Ansätze – kooperativ den Markt zu integrieren – erfolgreich sind. Sollte dies nicht der Fall sein, ist davon auszugehen, dass für die Transportinfrastruktur europäische Systembetreiber und Regulierungseinrichtungen zu schaffen sind.

Interkonnektoren Kapazitätsvergabe – Strom

Die Engpasssituationen zu den benachbarten Märkten haben sich für Österreich im Jahr 2005 an den meisten Grenzen nicht wesentlich verändert. Die bestehenden Engpässe zu Tschechien, Ungarn, Slowenien und Italien werden nach wie vor mittels expliziter Auktionen bewirtschaftet. Für Italien und Slowenien werden seit März 2006 zusätzlich zu den bereits bestehenden jährlichen und monatlichen auch tägliche Versteigerungen durchgeführt. Für die Interkonnektoren zwischen Österreich und Italien bzw. Slowenien erfolgt bislang keine gemeinsame Vergabe. Die Kapazität wird jeweils zur Hälfte von den Regelzonenführern der jeweiligen Länder vergeben. Die verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazitäten an allen Grenzen sind in den letzten beiden Jahren weitgehend unverändert geblieben.

Zusätzlich zu den oben beschriebenen Engpässen bestehen seit Ende 2005 Beschränkungen im grenzüberschreitenden Netzzugang zwischen Österreich und der Schweiz. Davor konnte an dieser Grenze ungehindert gehandelt werden. Die Maßnahmen wurden von schweizerischen und deutschen Netzbetreibern im ersten Schritt initiiert und von österreichischen Regelzonenführern nachvollzogen. Die Vergabe erfolgt nunmehr über monatliche und tägliche explizite Auktionen. Die Ermittlung der verfügbaren Kapazitäten erfolgt auf schweizerischer Seite, aus österreichischer Sicht bestehen keine Engpässe.

Trotz der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofes vom 7. Juni 2005 betreffend Langfristreservierungen an den niederländischen Grenzen und deren mittlerweile weitgehend anerkannte generelle Wirkung werden von österreichischen Regelzonenführern nach wie vor vorrangige Langfristreservierungen an den engpassbehafteten Grenzen zu Tschechien und Italien eingeräumt. An der Grenze zwischen Tschechien und Österreich, an der ein Versteigerungsverfahren stattfindet, war nach einer

¹¹ Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie, KOM (2006) 1005 endg.

Beschwerde eines Marktteilnehmers ein Netzzugangsverweigerungsverfahren zu dieser Frage bei der österreichischen Regulierungsbehörde anhängig. In der Ende Juni 2006 ergangenen Entscheidung wurde von der E-Control Kommission festgestellt, dass das Recht auf Netzzugang des Beschwerdeführers dadurch verletzt wurde, dass die vorrangig reservierte Kapazität nicht der Auktion zugeführt wurde. In einem Parallelverfahren entschied die tschechische Regulierungsbehörde Ende Juli, dass die vorrangig reservierte Kapazität ab 2007 versteigert werden muss. Die Reservierung zwischen Österreich und Slowenien wurde mittlerweile auf Basis einer ähnlichen Entscheidung der Regulierungsbehörde und nach deren Bestätigung durch ordentliche Gerichte völlig aufgehoben.

Für das grenzüberschreitende Engpassmanagement wurde durch die EU-Kommission in der ersten Jahreshälfte 2006 ein Kommitologieverfahren für Leitlinien zum grenzüberschreitenden Engpassmanagement durchgeführt. Die Leitlinien wurden von den Mitgliedstaaten nach eingehenden Diskussionen beschlossen. Zum Zeitpunkt der Berichtserstellung erfolgt im Rahmen des Kommitologieverfahrens die Einbindung des Europäischen Parlaments. Mit Inkrafttreten ist noch im Laufe des Jahres 2006 zu rechnen. In der von den Mitgliedstaaten beschlossenen Fassung wird eine koordinierte, marktbasierende Kapazitätsvergabe für sieben Regionen ab 2007 gefordert. Darüber hinaus werden Anforderungen an Kapazitätsermittlung, Behandlung von Ringflüssen und Transparenz gestellt. Regulierungsbehörden, Übertragungsnetzbetreiber und Marktteilnehmer bereiten derzeit die Umsetzung von Engpassmanagementsystemen vor, die diesen Anforderungen entsprechen.

ERGEG hat im Februar 2006 als umfassenden Prozess die ERGEG Electricity Regional Initiatives gestartet. Dabei sollen in den sieben, in den Leitlinien definierten Regionen praktische Maßnahmen zur Marktintegration konzipiert und umgesetzt werden. Einen entscheidenden

Schwerpunkt bilden dabei die Engpassmanagementmethoden. Insbesondere die Effizienz der Vergabesysteme und die Ermittlung der verfügbaren Kapazitäten werden dabei überprüft und weiterentwickelt. Neben grenzüberschreitendem Engpassmanagement sind u.a. auch Markttransparenz, Intra-day- und Ausgleichsenergiemärkte und Marktdesign prioritäre Themengebiete. Österreich ist in der Initiative in den Regionen Central Eastern Europe (CEE, gemeinsam mit Polen, Deutschland, Tschechische Republik, Slowakei, Ungarn und Slowenien) und Central Southern Europe (CSE, gemeinsam mit Frankreich, Deutschland, Slowenien, Griechenland und teilweise der Schweiz) vertreten. Erste Ergebnisse werden in diesem Prozess für die zweite Jahreshälfte 2006 bzw. für 2007 angestrebt.

Tarif- und Kapazitätsmodell für das Gasnetz

Im aktuellen österreichischen Kapazitätssystem erfolgt der Netzzugang der Gaskunden auf Basis des Rucksack-Prinzips, gemäß dem die dem Kunden vom Regelzonenführer zugeordnete Kapazität auch im Fall eines Lieferantenwechsels nicht verloren geht. Die praktischen Erfahrungen mit dem 2002 eingeführten Tarif- und Kapazitätsmodell wurden 2004/2005 in einem Diskussionsprozess mit den Marktteilnehmern zusammengetragen und haben deutlich gemacht, dass Verbesserungspotenzial besteht. Um Vorschläge zu erarbeiten und Akzeptanz für Veränderungen zu schaffen, wurde ein unabhängiger Gutachter beauftragt.

Zu folgenden Themenbereichen wurden Verbesserungsvorschläge der Gutachter Dr. Christoph/Univ. Prof. Dr. Bogner gemacht:

- Erfassung sämtlicher Kapazitäten an allen Ein- und Ausspeisepunkten der Regelzone,
- Berücksichtigung von Sonstigen Transporten¹²,
- Anwendung der Prioritätsregel, d.h. bei Kapazitätsanmeldungen haben Transporte zum Zwecke der Endkundenversorgung Vorrang gegenüber Sonstigen Transporten,
- Verpflichtung von Mindestlieferungen der

¹² das sind gemäß § 6 Z 46a GWG Transporte von Einspeisepunkten der Regelzone zu Speicheranlagen sowie Transporte von Produktions- oder Speicheranlagen zu Ausspeisepunkten der Regelzone

- Bilanzgruppenverantwortlichen nach Anforderung durch den Regelzonenführer zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität,
- Implementierung eines dynamischen Planungsprozesses in der Kapazitätsverwaltung u.a. durch Schaffung einer jährlichen Renominierungsmöglichkeit des Versorgers/ Lieferanten,
 - Möglichkeit eines Antrages auf Kapazitätserweiterung, wenn ein Netzzugangsantrag mangels Netzkapazitäten oder mangels Netzverbund verweigert wird.
 - Absicherung des Netzausbaus durch Genehmigung der Ausbauprojekte gemäß Langfristplanung durch die E-Control Kommission, womit in weiterer Folge eine Berücksichtigung der Ausbaukosten im Tarif verbunden ist.

Die rechtlichen Grundlagen zur Verbesserung des aktuellen Kapazitätsmodells wurden in einer Novelle des Gaswirtschaftsgesetzes verankert, die mit 28. Juni 2006 in Kraft getreten ist. Korrespondierend dazu ist die Überarbeitung sämtlicher in Zusammenhang stehender Marktregeldokumente erforderlich.

In einigen Netzbereichen bestehen bereits jetzt Engpässe an Leitungskapazitäten. Die aufgrund geplanter Gaskraftwerksprojekte erforderlichen Leitungskapazitäten könnten keinesfalls mit der bestehenden Leitungsinfrastruktur abgedeckt werden. Da mit dem dafür erforderlichen Netzausbau enorme Investitionssummen verbunden sind, die aufgrund der Wälzungssystematik der Ebene 1-Kosten auf die Netzebenen 2 und 3 von allen Netzkunden getragen werden müssen, wurde das aktuelle Marktmodell u.a. aus diesem Grund einer Analyse unterzogen, um diesbezüglich sowohl dem Netzbetreiber die erforderliche Investitionssicherheit als auch dem abnehmenden Kunden Sicherheit bezüglich freier Kapazitäten in der Lieferantenwahl zu geben.

Prognosen der Langfristplanung 2006 zufolge werden bis 2010 in der Ebene 1 die Stundenleistung um rd. 28 % und der Verbrauch aufgrund des bandförmigen Absatzes der bis dahin

projektierten Kraftwerke und industriellen KWK um 32 % zunehmen. Konkret handelt es sich um das voraussichtlich bis 2010 realisierte Kraftwerksprojekt Mellach sowie um zwei weitere Kraftwerke in Kärnten bis 2009, mit einer Leistung von insgesamt 115.000 Nm³/h.

Nach dem neuen Marktmodell haben Kunden die Möglichkeit, einen Antrag auf Kapazitätserweiterung zu stellen und nach Prüfung durch den Regelzonenführer und Genehmigung durch die E-Control Kommission die Sicherheit zugeordneter Kapazitäten zum vereinbarten Zeitpunkt für den vereinbarten Zeitraum, auch wenn sich das Erfordernis der Kapazitätsbereitstellung über einen längeren Zeitraum erstreckt. Durch die Beibehaltung des Rucksack-Prinzips einerseits und eine Dynamisierung der Kapazitätsverwaltung durch die Anmeldung Sonstiger Transporte zur Optimierung andererseits wurde somit eine Systemverbesserung sowohl zu Gunsten der Endkunden als auch der Lieferanten und des Regelzonenführers erreicht.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die geplanten Änderungen im Kapazitätsmanagementsystem zum Ziel haben, den Wettbewerb zu fördern und eine sichere Versorgung zu gewährleisten. Die Nichtdurchführung notwendiger Investitionen kann nachhaltig die Stabilität des Gasnetzes gefährden, insbesondere wenn sich eine langfristige Verschiebung von Gasflüssen abzeichnet bzw. wenn dadurch gravierende Einflüsse auf den Wettbewerb entstehen. Verbindliche Entscheidungen über den Ausbau zusätzlicher Kapazitäten erfordern die Einführung eines formalisierten Verfahrens, einhergehend mit der Aufwertung der langfristigen Planung durch eine wirtschaftliche Beurteilung der Ausbauprojekte. Sollten erforderliche Kapazitätserweiterungen durch den/die Netzbetreiber nicht durchgeführt werden, ist darüber hinaus eine Ermächtigung vorzusehen, dass derartige Investitionsvorhaben auszuschreiben sind. Dies kann auch Einfluss auf die Eigentumsverhältnisse an den durch Kapazitätserweiterungen betroffenen Leitungssystemen nehmen.



Ausgangslage und Rahmenbedingungen

→ Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

→ Zusammenfassung

- Die Umsetzung der Beschleunigungsrichtlinien Strom und Gas durch die EIWOG-Novelle 2004 sowie das Versorgungssicherheitsgesetz 2006 ist abgeschlossen.
- Es wurden lediglich die Mindestvoraussetzungen der Unbundling-Vorgaben durch den Bund bzw. die Länder (Ausführungsgesetze) erfüllt.
- Die Konsumentenrechte wurden mit der Novellierung der nationalen Energiegesetze u.a. aufgrund der Ergebnisse der nationalen und europäischen Branchenuntersuchungen erweitert.
- Weiterentwicklung des Kapazitätsmanagements bei Gas-Fernleitungen
- Das Öko-Fördersystem wurde ausgeweitet und verlängert mit der Zielsetzung, den Anteil an Sonstigem Ökostrom (u.a. Wind, Photovoltaik, feste und flüssige Biomasse) bis 2010 auf 10 % zu erhöhen.

→ Schlussfolgerungen

- Trotz der formalen Umsetzung der Binnenmarktrichtlinien bei Strom und Gas könnte es in nächster Zukunft durch regionale Integration oder auch durch die Erfahrungen mit dem aktuellen gesetzlichen Ordnungsrahmen zu neuen Anpassungserfordernissen kommen.
- Die Rahmenbedingungen sind zu harmonisieren, um übernationale Märkte zu schaffen (u.a. Methode der Kapazitätsvergabe von Transportleitungen, Unbundling-Vorgaben, harmonisierte Kompetenzen der Regulatoren).
- Zusätzliche Transparenzvorgaben für Stromproduzenten und Übertragungsnetzbetreiber in der Europäischen Union sind notwendig, um effizienteren Handel zu ermöglichen und um das Vertrauen der Marktteilnehmer in die Preisindikatoren (Börsenpreise, OTC-Preise) zu stärken.



Markt
struktur 2006



Marktstruktur

→ Überblick über relevante Strommärkte

Im Rahmen der Branchenuntersuchung der Bundeswettbewerbsbehörde und der E-Control wurden die sachlich relevanten Märkte (Produktmärkte) für den österreichischen Markt identifiziert und räumlich abgegrenzt. Erst nach der sachlichen und geographischen Abgrenzung kann eine Beurteilung der Wettbewerbssituation und -entwicklung durchgeführt werden. Bevor eine nähere Analyse der Marktstruktur in den einzelnen relevanten Märkten durchgeführt wird, werden die Ergebnisse der Markt- abgrenzung der Branchenuntersuchung kurz skizziert.

Bei der Bestimmung des Produktmarktes und der geographischen Abgrenzung steht die Frage nach möglichen Substitutionsgütern unter der Berücksichtigung einer dauerhaften Preiserhöhung von 5–10 % eines hypothetischen Monopolisten (SSNIP-Test) im Mittelpunkt. Bei der Definition der räumlichen Abgrenzung werden weiters die Homogenität der Wettbewerbsbedingungen innerhalb des räumlichen Referenzmarktes (Ausgangsannahmen) untersucht.

Bei der Beurteilung der Markt- abgrenzung wurden neben dem Kundenverhalten auch die Entwicklung der Energiepreise sowie der Rohmargen der Unternehmen berücksichtigt. Trotz Preisdifferenzen zwischen dem günstigsten Anbieter und den ehemaligen Monopolunternehmen von rd. 30 % dürften die Energiepreiserhöhungen für die Local Player im Kleinkundenmarkt profitabel gewesen sein. Die geringen Wechselaktivitäten der Endkunden und die daraus resultierten Einnahmeneinbußen dürften durch die Mehreinnahmen aufgrund der Preiserhöhung weit mehr als ausgeglichen worden sein. Bei der geographischen Abgrenzung wurden u.a. die Handelsströme überprüft. Die Ergebnisse der Markt- abgrenzung in der Branchenuntersuchung der Bundeswettbewerbsbehörde (BWB)¹³ sind in Tabelle 5 zusammengefasst.¹⁴

Im Rahmen des Zusammenschlussverfahrens zur Energie Austria¹⁵ hat die EU-Kommission weiters die Märkte kleine Weiterverteiler (geographische Grenze national) sowie große Weiterverteiler (geographische Grenze national oder weiter) unterschieden. Im Rahmen der Branchenuntersuchung wurde auf diese Märkte nicht näher eingegangen.

→ Überblick über sachlich und räumlich relevante Märkte im Strombereich in Österreich

Tabelle 5

sachlich relevanter Markt	Produkt/Definition	geographischer Markt
Großhandelsmarkt	Verkauf/Kauf von Strom auf eigenes Risiko und eigene Rechnung	weiter als national
Übertragung	Transport von Strom auf der Mittel- und Niederspannungsebene	nicht definiert (Monopolbereich)
Verteilung	Transport von Strom auf der Hoch- und Höchstspannungsebene	nicht definiert (Monopolbereich)
Ausgleichsenergie	kurzfristiges zur Verfügungstellen von Leistung durch schnell regelbare Kraftwerke mit einer Mindestleistung von 10 MW	Regelzone
Kleinkunden	Belieferung von Endkunden (Haushalts- und Gewerbekunden) bis zu 1 GWh Jahresverbrauch	enger als national
Großkunden	Belieferung von Endkunden über 1 GWh Jahresverbrauch	national

Quelle: BWB

¹³ BWB (2005), Allgemeine Untersuchung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft

¹⁴ Näheres dazu siehe Branchenuntersuchung (1. und 2. Zwischenbericht) der Bundeswettbewerbsbehörde und der E-Control.

¹⁵ EU-Kommission (2003), COMP/M2947



Der Großhandel für Strom findet grundsätzlich auf zwei Arten statt, einerseits bilateral über so genannte Over The Counter (OTC) Geschäfte und andererseits anonym über den Handel an der Börse. Neben dem traditionell stattfindenden OTC-Handel zeichnet sich vermehrt ein Trend hin zu den Börsengeschäften ab. Dabei sind auf der Angebotsseite vor allem Erzeuger und auf der Nachfrageseite vorwiegend Stromlieferanten, vereinzelt aber auch große Industriebetriebe, tätig. Neben diesen klassischen Playern haben sich in den letzten Jahren aber auch vermehrt Investmentfirmen und Banken, die als reine Händler bezeichnet werden können, am Markt etabliert. Diese Entwicklung verläuft parallel zur größeren Bedeutung des Börsenhandels. Als reine Händler werden Marktteilnehmer bezeichnet, die weder an der Erzeugung von Strom noch an der Belieferung von Endkunden oder der Eigennutzung von Strom beteiligt sind (siehe Tabelle 9, Seite 37).

Bilateraler Handel (OTC) vs. Strombörse

Bei bilateralen Geschäften treten Käufer und Verkäufer in der Regel telefonisch, per Fax oder per E-Mail in Kontakt. Die Vertragsinhalte, wie Art des Stromproduktes (u.a. Band-, Fahrplan-, Ausfallslieferung), Zeitpunkt bzw. -spanne der Lieferung (sofort, Day-Ahead oder zu einem späteren Zeitpunkt), Preis, Umfang und etwaige sonstige Zusatzvereinbarungen werden individuell gestaltet. In der Regel ziehen Händler den Rahmenvertrag der European Federation of Energy Traders (EFET)¹⁶ heran, welcher empfohlene Standardinhalte vorgibt, von denen jedoch individuell abgewichen werden kann.

Der Vertragspreis ist hier derjenige Preis, auf den sich Handelspartner bilateral verständigen. Legt ein Erzeuger ein Gebot von zum Beispiel 35 €/MWh vor und der Käufer akzeptiert, kommt der Vertrag zu diesem Preis zustande. Der Vertragspreis ist auch dann 35 €/MWh, wenn andere Parteien im gleichen Moment das

gleiche Produkt zu einem höheren Preis kontrahieren (würden). Dies wird auch als diskriminierende Preisbildung bezeichnet, da sich die Preise für sachlich gleiche Produkte – selbst bei Vertragsabschluss im gleichen Zeitabschnitt und zum gleichen Zeitpunkt – unterscheiden können.

Demgemäß ist es schwierig, Aussagen über den OTC-Preis eines bestimmten Produktes zu machen. Preise von bilateralen Geschäften unterliegen nicht nur dem Geschäftsgeheimnis, sondern sind auch bei freiwilliger Bekanntgabe für ein identisches Produkt durchwegs unterschiedlich. Bringt man einen OTC-Preis in Erfahrung, so ist noch nicht bekannt, wie oft bzw. wie viel Volumen zu diesem Preis kontrahiert wurde. Da aber alle Marktteilnehmer Preisinformationen über den OTC-Markt als Orientierung sehr schätzen, stellen inzwischen eine Reihe von Anbietern (u.a. Platts, Argus) derartige Informationen zur Verfügung.

Die Qualität von Preiskennzahlen aus dem OTC-Markt hängt wesentlich von der Sorgfalt der Erhebung der Informationsanbieter ab. Dabei spielen vor allem die angewendeten Erhebungs- und Berechnungsmethoden, die Größe der Stichprobe sowie die Qualität der freiwilligen Preisangaben von Marktteilnehmern eine wesentliche Rolle.

Strombörsen sind hingegen wie alle Börsen organisierte Marktplätze. Die Marktteilnehmer agieren anonym, da die Börse selbst als offizieller und zentraler Geschäftspartner auftritt. Die Börse und nicht der jeweilige Kontrahent übernimmt damit das Risiko der Zahlungs- bzw. Lieferunfähigkeit eines Börsenteilnehmers. Für die Teilnahme am Börsenhandel sind festgelegte Tarife zu entrichten, die gewinnorientierte Aufschläge für den Börsenbetreiber, aber auch eine Abgeltung für das übernommene Risiko enthalten. Die Verschiebung des Erfüllungsrisikos an die Börse unterscheidet die Eigenschaft der dort gehandelten Produkte sichtlich von jenen am OTC-Markt. Alleine aus

¹⁶ www.efet.org

diesem Grund sind OTC- und Börsenpreise nicht absolut vergleichbar, da die OTC-Preise ein Erfüllungsrisiko aufweisen, während die Börsenpreise die Bezahlung bzw. die Garantie für Bezahlung und Lieferung enthalten.

Verglichen mit dem bilateralen Handel bieten Strombörsen ein verhältnismäßig hohes Maß an Transparenz, da die gehandelten Produkte bezüglich ihres Volumens, ihrer Qualität, dem Lieferort und Lieferzeitraum standardisiert sind und eine individuelle Anpassung der Vertragsbedingungen nicht möglich ist. Aktuelle Informationen über Börsenpreise sind leicht zu erhalten, da in den Börsenordnungen zumeist eine

verpflichtende Veröffentlichung der Preise und Umsätze auf elektronischem Wege festgelegt ist.

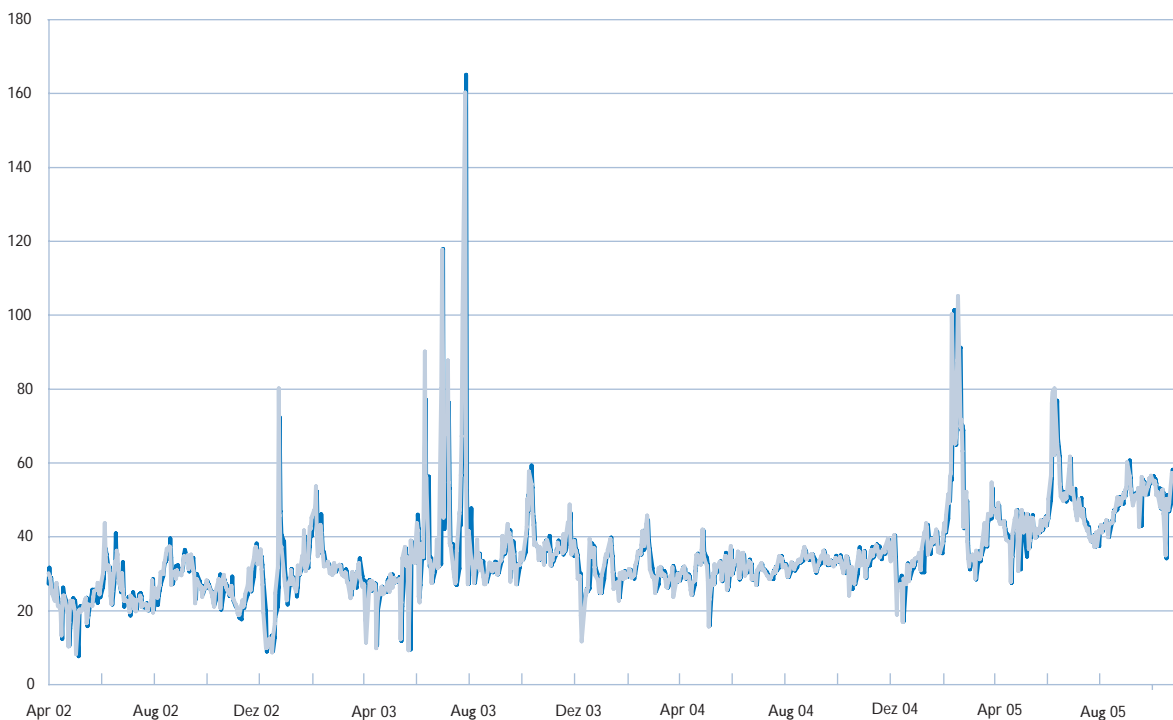
Sind OTC- und Börsenpreise für ein bestimmtes Produkt gleich hoch, so kann davon ausgegangen werden, dass beide Handelsformen einem gemeinsamen Großhandelsmarkt angehören. Aus diesem Grund ist es interessant zu betrachten, inwieweit die Preisangaben aus dem OTC-Markt mit den Börsenpreisen übereinstimmen. In Abbildung 8 werden die EXAA-Börsenpreise für Grundlast (arithmetisches Mittel der Stundenpreise für EXAA Base) den Grundlastpreisen von Platts Assessment Österreich (OTC-Markt) gegenübergestellt.

→ Vergleich OTC- und Börsenpreise in Österreich

€/MWh

Abbildung 8

■ EXAA ■ OTC



Quelle: EXAA, Platts

Die beiden Zeitreihen der Grundlastpreise weisen, trotz der bereits erwähnten Unterschiede zwischen der Preisbildung von OTC- bzw. Börsenhandel, eine hohe Übereinstimmung auf. Nur für wenige Zeitpunkte gibt es erhebliche Unterschiede, und diese können großteils mit der unterschiedlichen Durchschnittsbildung der Preise begründet werden. Während Platts versucht, einen Durchschnitt der über den gesamten Tag gesammelten Preise mit Gewichtung entsprechend den Schwerpunkten der Handelsaktivitäten zu bilden¹⁷, ist der Börsenpreis als reines arithmetisches Mittel von Stundenpreisen unabhängig vom Stromvolumen, das zu diesem Preis gehandelt wurde.

Die unterschiedlichen Zeiträume, in denen sich die Preise bilden, können für einen weiteren Teil der Unterschiede verantwortlich sein. Der Preis der EXAA wird durch eine von 10.12 Uhr bis 10.30 Uhr stattfindende Auktion ermittelt, d.h. Gebote müssen bis zum Startzeitpunkt eingebracht werden. Die Assessments berücksichtigen hingegen Preise, die während des gesamten Handelstages zustande kommen, also auch nach 10.12 Uhr. Da unterschiedliche Zeitpunkte mit unterschiedlicher Information einhergehen, sollten die OTC- und Börsenpreise sogar unterschiedlich sein.

Der Vergleich von OTC- und Börsenpreisen zeigt, dass, obwohl der Großteil des Großhandels in Österreich und Deutschland am OTC-Markt stattfindet, Börsenpreise durchwegs als Referenzwert für die Höhe und Entwicklung der Preise am OTC-Markt herangezogen werden können. Das Resultat ist nicht überraschend, da beide Preise von den gleichen Faktoren (Primärenergiepreise, CO₂-Preise, Temperatur, etc.) abhängig sind und die kontinuierliche Ausnutzung von Preisunterschieden nahezu identischer Produkte (Arbitrage) durch die Händler dazu führt, dass die Preise der beiden Marktbereiche nahezu deckungsgleich sind. Um Aussagen über den gesamten Großhandelsmarkt

machen zu können, genügt es zumeist, einen der Teilmärkte zu betrachten. Die in der Regel leichtere Verfügbarkeit und höhere Transparenz des Zustandekommens legt die Nutzung der Börsenpreise nahe.

→ Ausgewählte Merkmale von Tabelle 6 Börse- u. bilateralen Geschäften (OTC)

	Börse	OTC
Anonymität	Ja	Nein
Geschäftspartner	zentraler Kontrahent	viele Kontrahenten
Kontrahentenrisiko	Nein	Ja
Handelsform (Spot)	i.R. Auktionsverfahren	fließender Handel
Preis- u. Volumen-transparenz	hoch	gering

Quelle: E-Control

Produkte am Großhandelsmarkt

Je nachdem, ob die Lieferung sofort oder zu einem späteren Zeitpunkt stattfindet, wird zwischen Spot- und Terminmarktprodukten unterschieden. Am Spotmarkt werden die Lieferungen für bestimmte Stunden und Stundenblöcke des nächsten Tages (Day-Ahead) gehandelt. Blöcke bestehen aus verschiedenen Einzelstunden und sind mit Ausnahme der niederländischen Börse (APX) standardisiert. Die Blockpreise bilden sich aus den Preisen der Einzelstunden. Je nach Börse sind die angebotenen Blockarten unterschiedlich. Neben Grundlastlieferungen (Base) und Spitzenlastlieferungen (Peak) werden Kombinationen von Einzelstunden wie zum Beispiel: High Noon, Weekend, off-peak, peak angeboten¹⁸. An manchen Börsen gibt es neben den Day-Ahead Produkten auch Intraday-Handel, bei denen für den laufenden Tag, beispielsweise für die nächsten Stunden, gehandelt werden kann (für einen Überblick siehe Tabelle 7). Auch die EEX plant mit September 2006 die Einführung einer Intraday-Handelsplattform für den deutschen Großhandelsmarkt.

¹⁷ Assessments sind zudem auch um Ausreißer bereinigt, während der EXAA-Base-Preis sich aus dem arithmetischen Stundenmittel zusammensetzt und Preis-Spikes beinhalten kann.

¹⁸ Börsen versuchen permanent, ihren Handelsplatz durch Ausweitung der Produktpalette lukrativer zu gestalten. Seit kurzem werden auf vielen Börsen u.a. CO₂-Zertifikate, Swaps und Virtual-Powerplant-Kapazitäten angeboten.

Die besonderen physikalischen Eigenschaften von Strom (Nichtspeicherbarkeit und Leitungsgebundenheit) können zu unvorhergesehenen, extremen Änderungen von Stromangebot und -nachfrage und damit zu enormen Preisschwankungen führen. Sowohl Stromkäufer als auch -verkäufer versuchen das damit auftretende Risiko zu minimieren. Neben den physischen Spotkontrakten für den jeweils nächsten Tag spielen daher im Großhandel Terminprodukte eine wichtige Rolle. Sie können konservativ als eine Art Versicherung gesehen werden. Sowohl Erzeuger als auch Lieferanten sichern sich vorab bestimmte Mengen zu einem Preis und sind daher für diesen Teil vom Spotmarkt unabhängig.

Am OTC-Markt werden die Terminmarktprodukte Forwards genannt, während ihre standardisierte Form an der Börse als Futures bezeichnet wird. Je nach Ausgestaltung der Futures-Kontrakte an einzelnen Börsen ist mit ihnen eine physische Lieferung oder ein Barausgleich verbunden. Beim Barausgleich wird die Differenz zwischen dem im Terminkontrakt festgelegten Preis und dem zum Lieferzeitpunkt tatsächlich vorherrschenden Spotpreis ausbezahlt¹⁹. Am Terminmarkt können keine Stunden, sondern nur Base- und Peak-Lieferungen für

bestimmte zukünftige Wochen, Monate, Quartale und Jahre gehandelt werden.

Die Stärkung der Liquidität der Strombörsen ist eine notwendige Voraussetzung für einen den tatsächlichen Wert des Produktes widerspiegelnden Preis. Bei illiquiden Märkten kann durch den Einsatz von relativ wenig Kapital der Preis beeinflusst werden.

Geographische Märkte²⁰

Der europäische Großhandelsmarkt für Strom ist durch seine Heterogenität geprägt. Obwohl bereits in fast allen europäischen Ländern der Strommarkt liberalisiert wurde, können nach wie vor unterschiedliche Preisniveaus beobachtet werden. Es zeichnen sich dabei unterschiedliche übernationale Preisregionen ab. Neben einer iberischen, nordischen und südeuropäischen scheint sich auch eine kontinental-europäische Preisregion zu entwickeln. Obwohl es die Tendenz zu diesen subeuropäischen Großhandelsmärkten gibt, muss darauf hingewiesen werden, dass diese derzeit noch nicht als einheitliche Märkte bezeichnet werden können, da nach wie vor innerhalb der Zonen voneinander abweichende nationale Strompreise beobachtet werden. Die für Österreich

34

→ Wichtige Strombörsen und deren Produkte im Überblick

Tabelle 7

	Produkte	APX	EEX	EXAA	Nord Pool	OMEL	Powernext
Gründung		1999	2002(00)	2001	1993	1998	2001
Länder		NL	D	A	SE, NO, FI, DK	ES	F
Marktteilnehmer am Spotmarkt		40	126	30	285	375	48
Auktionssystem		D-B-A	D-B-A	D-B-A	D-B-A	D-B-A	D-B-A
Day-Ahead Markt	Stunden						
	Blöcke	flexibel					
Intraday Markt			Sept. 2006 (geplant)				
Derivatmarkt	Future		(P/B)				
	Option		(B)				
	Swap			E-Spread			

Quelle: eigene Darstellung, Werte 2005
 P = Physische Lieferung, B = Barausgleich, - = nicht existent, D-B-A = Double Bidding Auction

¹⁹ EXAA bietet beispielsweise mit „e-spread“ auch eine Art Swap an, womit Preisdifferenzen gleichwertiger Day-Ahead Produkte von verschiedenen Börsen gehandelt werden können.

²⁰ Die nachfolgende Darstellung bezieht sich nicht auf die räumliche Marktabgrenzung im Sinne des Wettbewerbsrechts.

relevante kontinentaleuropäische Zone (Deutschland, Österreich, Frankreich, Niederlande, Schweiz) weist für unterschiedliche Ländergruppen gegensätzliche Entwicklungen auf. Während Deutschland, Österreich, die Schweiz und zum Teil auch Frankreich bereits sehr ähnliche Preise aufweisen und daher mittelfristig einen regionalen Großhandelsmarkt bilden könnten, weisen die niederländischen Großhandelspreise durchwegs größere Abweichungen auf. Die Korrelationswerte aus Tabelle 8 machen deutlich, dass der Zusammenhang

zwischen deutsch-/österreichischen Preisen mit einem Wert für 2005 von 0,94 hoch ist. Auch wenn hier noch nicht von einem vollständig integrierten Großhandelsmarkt gesprochen werden kann – denn dies würde völlig identische Preise und einen Koeffizienten von 1 bedingen –, so ist eindeutig, dass die Großhandelspreise sich gegenseitig stark beeinflussen. Des Weiteren zeigt die Tabelle, dass die französischen Großhandelspreise ebenfalls einen großen Einfluss auf die deutschen und österreichischen Preise besitzen und umgekehrt.

→ Korrelationsmatrix der logarithmierten Preisdaten, 2002–2005

Tabelle 8

2002	APX	EEX	EXAA	NORDPOOL	OMEL	POWERNEXT
APX	1,00					
EEX	0,67	1,00				
EXAA	0,70	0,90	1,00			
NORDPOOL	0,23	0,04	0,07	1,00		
OMEL	0,26	0,52	0,51	-0,50	1,00	
POWERNEXT	0,65	0,83	0,89	0,08	0,55	1,00
2003	APX	EEX	EXAA	NORDPOOL	OMEL	POWERNEXT
APX	1,00					
EEX	0,68	1,00				
EXAA	0,74	0,89	1,00			
NORDPOOL	0,24	0,2	0,15	1,00		
OMEL	0,37	0,48	0,55	-0,33	1,00	
POWERNEXT	0,69	0,88	0,87	0,15	0,52	1,00
2004	APX	EEX	EXAA	NORDPOOL	OMEL	POWERNEXT
APX	1,00					
EEX	0,71	1,00				
EXAA	0,74	0,91	1,00			
NORDPOOL	0,12	0,35	0,29	1,00		
OMEL	0,41	0,47	0,47	-0,03	1,00	
POWERNEXT	0,72	0,91	0,89	0,29	0,50	1,00
2005	APX	EEX	EXAA	NORDPOOL	OMEL	POWERNEXT
APX	1,00					
EEX	0,83	1,00				
EXAA	0,83	0,94	1,00			
NORDPOOL	0,50	0,53	0,52	1,00		
OMEL	0,50	0,56	0,55	0,30	1,00	
POWERNEXT	0,81	0,92	0,93	0,53	0,56	1,00

Quelle: E-Control

Interessanterweise erhöhen sich die Korrelationswerte der vier Länder konstant über die Zeit. Steigende Korrelationen werden natürlich auch durch das 2005 eingeführte CO₂-Handelsystem verursacht. Der Einfluss der holländischen Preise nimmt ebenfalls über die Zeit zu, weist jedoch nach wie vor geringere Werte auf. Es könnte daher durchaus möglich sein, dass die niederländischen Preise in Zukunft Teil des deutschen, österreichischen, französischen Marktes werden. Die Tabelle veranschaulicht ebenfalls die Korrelationswerte mit Nordpool und OMEL als Beispiele anderer Preiszonen und hebt die Bedeutung der hohen Korrelationswerte der für Österreich relevanten Preiszone hervor.

Wenn es um die Intensität des internationalen Stromhandels und die Ausbildung von regionalen Märkten geht, sind die Eigenheit der Netzegebundenheit des Produktes Strom und die Kapazitäten der grenzüberschreitenden Übertragungsnetze von großer Bedeutung. Es ist zwischen Deutschland, Frankreich, der Schweiz und Österreich zu beobachten, dass bei ausreichend zur Verfügung stehenden Kapazitäten die Märkte gut arbitrieren (Ausnutzung der Preisunterschiede durch den Handel). Regionale Märkte sind die natürlichen, langfristigen Resultate von funktionierendem internationalen Handel. Kapazitätsengpässe an den Interkonnektoren behindern diesen Handel und sind daher das größte Hindernis für die Schaffung eines gesamteuropäischen Großhandelsmarktes.

In den letzten Jahren forcierte die EU den Ausbau der grenzüberschreitenden Kapazitäten. Diese Maßnahmen sind wegen der Durchführungszeit aber erst langfristig wirksam. Daher ist es besonders wichtig, die bestehenden

Kapazitäten effizient zu nutzen. In diesem Zusammenhang spielt die Art der Kapazitätsvergabe eine vorrangige Rolle. Während historisch Regelungen wie „first come first serve“ oder „pro rata Zuteilung“ angewendet wurden, konnte die Einführung von Kapazitätsauktionen zur Steigerung der Effizienz des grenzüberschreitenden Handels beitragen. Die zum Großteil für Einzelstunden durchgeführten Auktionen führen zu unterschiedlichen Preisen, die die Nachfrage- und Angebotsituation widerspiegeln. Da hier im Unterschied zu den historisch angewendeten Regeln die Kapazitäten an den Höchstbietenden (jenen Marktteilnehmer, der im Normalfall der Marktteilnehmer mit der größten Arbitragemöglichkeit ist) verkauft werden, trägt dies zur Reduktion der internationalen Preisunterschiede bei, da die Märkte um die jeweils höchsten Preise bereinigt werden.

Angebotsstruktur

Die Teilnehmer am Großhandelsmarkt können grundsätzlich in zwei Arten von Akteuren getrennt werden. Es gibt jene, die aufgrund ihrer eigenen Energieposition als Erzeuger und/oder Lieferant auftreten, und jene, die nur handeln. Große Elektrizitätsunternehmen nehmen am aktiven Handel zumeist aus allen drei genannten Gründen teil.²¹

Die Stromerzeugung in der Europäischen Union²² ist von fünf dominanten Unternehmen geprägt, die zusammen rd. 50 % des Stroms produzieren. Drei dieser Erzeuger (EdF, RWE, E.ON und Vattenfall) sind jedenfalls auch in der für Österreich relevanten Preiszone tätig.

Neben dem Geschäftsbereich Erzeugung sind alle der genannten Unternehmen auch im

²¹ vgl. hierzu: Vorläufiger Bericht der Untersuchung der Energiebranche, durchgeführt von der Europäischen Kommission (DG Comp), Teil 2, S. 105.

²² RWE Jahresbericht 2005

Stromhandel und Endkundengeschäft tätig. Die Unternehmen bieten am Großhandelsmarkt nur jene Menge an, die nicht zur Deckung der eigenen innerbetrieblichen Stromgeschäfte mit Endkunden benötigt wird. Die Höhe dieser Überschüsse ist für jedes Unternehmen unterschiedlich und ändert sich auf Grund von Rahmenbedingungen (u.a. Wetter, Wasserstände, Primärenergiepreise) auch über die Zeit. RWE verfügte zum Beispiel im Jahr 2005 über mehr als 70 TWh überschüssige Energie, die am Großhandelsmarkt verkauft wurde. Auch der Verbund, der erst seit kurzem im Endkundengeschäft tätig ist, besitzt durchwegs Überschüsse („Long Positions“), die am Großhandelsmarkt verkauft werden. Im Gegensatz dazu gibt es aber auch Stromerzeuger wie zum

Beispiel die EVN, die zu wenig Energie erzeugen (30–40 % des Gesamtbedarfs), um ihre Endkundengeschäfte durch Eigenerzeugung abdecken zu können. Diese Unternehmen treten daher am Großhandelsmarkt als Käufer auf.

Neben den klassischen Teilnehmern am Stromhandel, die mit physischen Lieferungen handeln, sind in den letzten Jahren vermehrt so genannte reine Händler aufgetreten, die Stromkontrakte kaufen und verkaufen. Sie sind aber weder an der Erzeugung noch an der Lieferung des Stroms beteiligt. Diese Art des Handels benötigt eine Plattform, an der es möglich ist, Produkte schnell zu kaufen oder zu verkaufen. Tabelle 9 listet die wichtigsten, für die österreichische Preiszone relevanten, reinen Händler auf.

→ „Reine Händler“ an ausgewählten Börsen

Tabelle 9

	EEX	EXAA	POWERNEXT
ABN AMRO Futures Ltd.			
Barclays Bank PLC			
BHF-BANK AG			
BNP Paribas CF Ltd.			
Credit Suisse			
Delta Energy B.V.			
Deriwatt AG			
Deutsche Bank AG			
EFT Energy Financing T. Ltd.			
Essent Energy Trading B.V.			
GFI Group Inc.			
Goldman Sachs Int.			
ICAP Energy AS			
IMC Int. Marketmakers C. T. B.V.			
J.P. Morgan			
Merrill Lynch Int.			
Morgan Stanley			
Nordea Bank Finland PLC			
Sempra Energy E. Ltd.			
Spectron Energy S. Ltd			
UBS AG			

Quelle: EEX, EXAA, Powernext

Alle angeführten reinen Händler sind an der deutschen Strombörse EEX registriert. Dies ist dadurch zu erklären, dass die EEX die liquideste Börse der Preiszone darstellt²³. Neben den reinen Tradern sind, wie bereits erwähnt, auch große Erzeuger und Lieferanten als Händler tätig. Ihre Handelsaktivitäten beziehen sich zum Teil auf physische Ein- bzw. Verkäufe von Strom, aber auch auf spekulative Geschäfte. Während der Verbund als einziger österreichischer Handelsteilnehmer an der französischen Powernext registriert ist, sind mit Verbund, KELAG, VKW, Salzburg AG, Stewag-Steg und TIWAG sechs österreichische Elektrizitätsunternehmen sowie die ÖBB an der EEX tätig. Der Hauptgrund dafür liegt im stärker vernetzten Handel zwischen Österreich und Deutschland. Die direkte Grenze zu Deutschland, die Ausweitung der EEX-Lieferzone auf die APG (Austrian Power Grid) und die damit verbundenen Erleichterungen des Importes aus Deutschland sind weitere Gründe für die starke Präsenz der heimischen Unternehmen an der EEX.

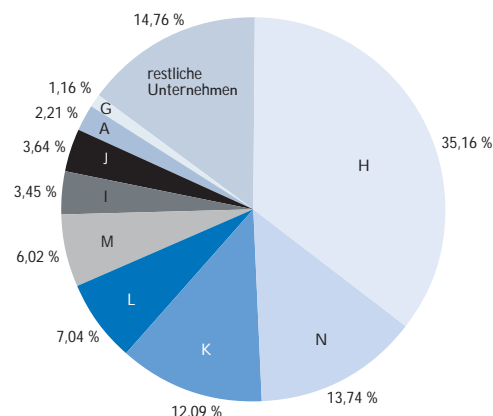
Konzentrationsgrad

Auf Grund der Vor-Liberalisierungsstruktur²⁴ der Märkte weist der österreichische Erzeugungsmarkt einen hohen Konzentrationsgrad auf (siehe Kapitel Integrationsgrad und Konzentration). Abbildung 9 stellt die Situation der Region Österreich/Deutschland/Frankreich dar. Die Schweiz findet auf Grund der sehr schwachen Marktöffnung und der damit fehlenden Vielfalt an im Markt tätigen Unternehmen keine Berücksichtigung. Auch die Importmöglichkeiten aus benachbarten Ländern (für Österreich insbesondere Osteuropa) reduzieren potenziell die Marktkonzentration. Allerdings bestehen in diesen Ländern noch keine funktionierenden Großhandelsmärkte.

Hohe Konzentrationsmaße können dazu führen, dass einige wenige Unternehmen Preise beeinflussen bzw. manipulieren können. Dabei gibt es verschiedene Möglichkeiten, Einfluss auf die

→ Konzentration am Erzeugungsmarkt in der Region A/D/F

Abb. 9



Quelle: EU Sector Inquiry, UCTE, Berechnungen E-Control

Strompreise zu nehmen. Zum einen können dominante Erzeuger verfügbare Kapazitäten zurückhalten und damit die Angebotsmenge verringern. Da kein anderer Marktteilnehmer diese Menge substituieren kann und die Nachfrage stark unelastisch ist, führt dies zu erhöhten Preisen. Eine weitere Möglichkeit der Einflussnahme ist, direkt auf den Preis einzuwirken und zu überhöhten Preisen an den Märkten anzubieten. Um die Möglichkeit der Ausnutzung einer dominanten Position im Erzeugungsbereich, die Zurückhaltung von Kapazitäten, zu untersuchen, kann der Herfindahl Hirschmann Index (HH-Index) des Erzeugungsmarktes betrachtet werden.

Der HH-Index²⁵ für den Erzeugungsmarkt liegt für Österreich bei rund 2.300²⁶. Der Rückgang des HH-Index ist darauf zurückzuführen, dass aufgrund von vier großen Erzeugungsunternehmen in Deutschland die Marktanteile gleichmäßiger verteilt sind. Frankreich hingegen ist wie Österreich von einem einzigen großen Erzeuger (EdF: 75,4 % der französischen Erzeugung) dominiert. Die Einflussnahme auf den Preis durch Einbehaltung von Erzeugungsmengen erscheint somit durchaus möglich, aber durch fortschrittliche Integration der Märkte (im Speziellen Österreich/Deutschland) schwieriger.

²³ Im Jahr 2005 wurden an der EEX 85,7 TWh am Spotmarkt und 517 TWh am Terminmarkt gehandelt.

²⁴ Vergleiche hierzu Marktbericht 2004 S. 35 ff.

²⁵ Nach den üblichen Richtlinien werden Märkte mit einem HH-Index zwischen 1.000 und 1.800 als „moderat konzentriert“ und Märkte über 1.800 als „hoch konzentriert“ bezeichnet.

²⁶ Quelle: DG COMP, eigene Berechnung

Wendet man sich nun der zweiten Möglichkeit, der direkten Beeinflussung der Preise, zu, so kann dies an der Konzentration des tatsächlichen Angebotsmarktes überprüft werden. Der hier als der tatsächliche Angebotsmarkt bezeichnete Markt besteht aus den Erzeugungsüberschüssen der Unternehmen, auch „Long Positions“ genannt. Um den Konzentrationsgrad hierfür zu messen, können verschiedene Märkte (OTC/Börse bzw. Spot/Forward) betrachtet werden. Als repräsentatives, leicht quantifizierbares Beispiel wird die Situation an den Spotmärkten untersucht. Der HH-Index liegt dabei für den EEX Spotmarkt (Zeitraum Jänner bis Mai 2005) bei rund 1.600, während der HH-Index für den Powernext Spotmarkt bei nur etwa 1.000 liegt.²⁷

Markteintrittsbarrieren am Großhandelsmarkt

Der Großhandelsmarkt Strom ist von unterschiedlichen Arten von Eintrittsbarrieren gekennzeichnet. Die Eigenheiten der Stromerzeugung und die geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen zur Errichtung von Kraftwerken stellen oft sachliche, aber auch räumliche Barrieren dar. Die Netzgebundenheit von Strom bildet typischerweise die räumliche Barriere.

Da die Stromerzeugung an die Verwendung verschiedener Primärenergieträger gekoppelt ist, kommt es in den verschiedenen Erzeugungsbereichen zu natürlichen Grenzen. So sind die Standorte für Wasserkraftwerke, die in Österreich für den Großteil der Erzeugung verantwortlich sind, begrenzt (u.a. Fließgeschwindigkeiten, Wasserstände). Die Nutzung dieser potenziellen Standorte ist bereits weit fortgeschritten, sodass es mit Ausnahme von Kleinwasser- und Speicherkraftwerken kaum Möglichkeiten gibt, neue Kapazitäten zu errichten. Die Stromgewinnung aus anderen erneuerbaren Energieträgern (mit Ausnahme der Photovoltaik) wie Wind oder Biomasse hat ebenfalls ihre Grenzen. So sind im Fall der Biomasse die benötigten Rohstoffe und im Fall von Wind die

effizienten Standorte beschränkt. In Österreich lässt der derzeitige Nutzungsgrad aber durchaus den Neubau von Kraftwerken zu.

Zusätzlich zu den limitierten Standorten stellen die zur Erzeugung des Stroms benötigten, je nach Primärenergieträger unterschiedlichen Kosten ein Problem dar. Selbst bei Ausklammerung der bereits abgeschriebenen Anschaffungskosten²⁸ führen die unterschiedlichen marginalen Kosten zu Wettbewerbsvorteilen der aus Wasserkraft produzierten Energie. Neue Unternehmen können aus den angeführten Gründen keine Großwasserkraftwerke (weisen die geringsten Grenzkosten auf) errichten und haben daher im Vergleich zu den bereits tätigen Großwasserkraftwerkserzeugern marginale Kostennachteile, die zu Wettbewerbsnachteilen führen. Der Kostenvergleich macht deutlich, dass thermische Erzeugung aus wirtschaftlicher Sicht²⁹ wesentlich effizienter ist als jene aus alternativen erneuerbaren Energieformen. Viele Formen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern sind gegenwärtig nicht wettbewerbsfähig. Die reinen Erzeugungskosten sind bei Windkraft schon relativ nahe am Marktpreisniveau, allerdings kann die Windkraft nicht beliebig bedarfsorientiert genutzt werden, was ihren Wert mindert. Stromerzeugung aus Biomasse ist aus energetischer Sicht nur zu empfehlen, wenn auch die erzeugte Wärme optimal – möglichst ganzjährig – genutzt werden kann. Vor einer weiteren verstärkten energetischen Biomassenutzung sollte außerdem kritisch evaluiert werden, welche Biomassemen gen dafür noch zu vertretbaren Aufbringungskosten nutzbar sind. Preissteigerungen bei Biomasse von Herbst 2005 bis Herbst 2006 (bei Pellets um etwa 75 %!) sind ein Signal dafür, dass auch ein erneuerbarer Energieträger wie Biomasse nicht unbegrenzt zur Verfügung steht.

Mit der Ökostromgesetz-Novelle 2006 ist die Bedingung einer Wärmenutzung bei Biomasse-Stromerzeugung festgelegt. Es werden mit der

²⁷ Daten zur Berechnung des HHI wurden der Sector Inquiry der EU entnommen.

²⁸ siehe E-Control Marktbericht 2004 S. 51 ff.

²⁹ Ohne Berücksichtigung der Kosten von negativen externen Effekten (u.a. der Kosten der Luftverschmutzung)



Novelle etwa 1 Milliarde Euro zusätzliche Fördermittel für weitere, neue Ökostromanlagen zur Verfügung gestellt (zusätzlich zu den für die bereits genehmigten Ökostromanlagen vergebenen rund 3 Milliarden Euro). Mit diesem Gesetzesbeschluss ist das Finanzierungsausmaß für die bis zum Jahr 2011 genehmigten Ökostromanlagen klar und transparent geregelt.

Da alle in der für Österreich relevanten Preiszone tätigen Stromerzeuger vertikal integrierte Unternehmen sind, d.h. von Erzeugung bis zur Belieferung von Endkunden alles anbieten, wird nur ein Teil des erzeugten Stroms tatsächlich über den Großhandelsmarkt gehandelt. Die dadurch entstehende relative Illiquidität des Marktes führt zu einer hohen Preisvolatilität. Diese wiederum könnte dazu führen, dass es sich nur für vertikal integrierte Unternehmen rechnet, in den Endkundenmarkt einzutreten, da nur für diese Unternehmen die Abhängigkeit von den Börsepreisen relativ gering ist. Da mit dem Eintritt in beide Märkte (Erzeugungs- und Endkundenmarkt) zusätzliche Schwierigkeiten und Kosten verbunden sind, stellt die vertikal integrierte Struktur eine Markteintrittsbarriere dar.

Stromlieferungen sind an die Existenz von Netzen und deren Kapazitäten gebunden, Engpässe in diesem Bereich sind daher räumliche Hindernisse.³⁰ Während die Beseitigung der grenzüberschreitenden Interkonnektorenengpässe zwischen Österreich und Italien, Slowenien, Ungarn, Tschechien und der Schweiz erst langfristig zu erwarten ist, konnten im Bereich der Kapazitätsvergabe durch die Einführung von Auktionen Effizienzsteigerungen erzielt werden (siehe Kapitel Interkonnektoren Kapazitätsvergabe). Seit 2005 werden dabei die grenzüberschreitenden Kapazitäten von und nach Österreich für die angeführten Länder auf der Plattform www.auction-office.at versteigert. Für die Kapazitäten zwischen Deutschland und Österreich gibt es nach wie vor keine markt-basierten Zuteilungsmechanismen, da keine Engpässe auftreten.

→ Ausgleichsenergiemarkt

Der Ausgleichsenergiemarkt ist ein relativ kleines, aber wichtiges Segment des Elektrizitätsmarktes. Die in diesem Marktsegment aufgebrauchte Ausgleichsenergie dient zur Herstellung des Gleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch in Echtzeit und ist somit ein Vorleistungsprodukt für die Lieferung von elektrischer Energie an Endkunden.

Die Rahmenbedingungen für die Marktorganisation der Ausgleichsenergie wurden im Zuge der vollständigen Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes gestaltet. Bezüglich der Aufbringung änderte sich dieser Rahmen seither nicht wesentlich. Die unterschiedlichen, zu einer marktmäßigen Aufbringung geeigneten Produkte (insbesondere Sekundärregelung und Minutenreserve) werden nach wie vor innerhalb der jeweiligen Regelzonen (APG-Verbund Austrian Power Grid, TIWAG Netz AG, VKW-Übertragungsnetz AG) bereitgestellt. Ein Austausch von Ausgleichsenergieprodukten zwischen den Regelzonen ist aufgrund der geltenden Rahmenbedingungen nicht möglich. Der Ausgleichsenergiemarkt ist daher räumlich weiterhin auf die jeweilige Regelzone abzugrenzen.

Für potenzielle Anbieter von Minutenreserve gibt es keine formalen Hindernisse, um in den Markt einzutreten. Sie müssen lediglich über entsprechend regelbare Erzeugungsanlagen bzw. Abnehmer in ihren Bilanzgruppen verfügen. Während etablierte Marktteilnehmer in Österreich bereits als aktive Anbieter agieren, blieben Markteintritte von neuen Akteuren bisher aus. Das ist darauf zurückzuführen, dass keine neuen (ausländischen) Marktteilnehmer in Österreich im Erzeugungsbereich tätig sind und eine Lieferung von außerhalb der Regelzone derzeit nicht möglich ist.

³⁰ Siehe E-Control Marktbericht 2004 S. 51 ff.



Marktstruktur

→ Endkundenmärkte

Die engen räumlichen Grenzen bedingen eine hohe angebotsseitige Marktkonzentration im Ausgleichsenergiemarkt. So gibt es in den Regelzonen der TIWAG Netz AG und der VKW-ÜNB jeweils einen Anbieter von Minutenreserve. Auch in der Regelzone OST gibt es lediglich drei bis vier Marktteilnehmer von stark unterschiedlicher Größe. Die wettbewerbliche Bereitstellung der Ausgleichsenergie setzt allerdings eine genügende Anzahl von miteinander im Wettbewerb stehenden Anbietern voraus. Dies kann in Österreich aufgrund der Erzeugungsstrukturen kaum erreicht werden. Lediglich wenn regelzonen- bzw. regelblocküberschreitender Ausgleichsenergieaustausch einerseits zwischen den österreichischen Regelzonen und andererseits zwischen den österreichischen und benachbarten – vor allem deutschen – Regelzonen ohne wesentliche Einschränkungen stattfinden kann, ist zu erwarten, dass sich wettbewerbliche Marktstrukturen entwickeln. Um die erwünschte Marktintegration zumindest auf nationaler Ebene herbeiführen zu können, sind Harmonisierungsschritte in operationellen und marktrelevanten Bereichen durchzuführen. Dies wird unter anderem dadurch erschwert, dass die Regelzonen der TIWAG Netz AG und der VKW-ÜNB dem deutschen Regelblock zugeordnet sind. Eine gemeinsam abgestimmte Vorgangsweise mit den beteiligten deutschen Unternehmen ist deshalb notwendig. Dieser Abstimmungsprozess verlief bislang nicht zuletzt durch die unterschiedlichen Interessenslagen der Mitwirkenden schleppend.

Neben der Ausweitung des Marktes für Minutenreserve wird auch geprüft, inwieweit die Rahmenbedingungen für die marktmäßige Aufbringung von Sekundärregelleistung geschaffen werden können. Die Bedingungen der exklusiven Leistungserbringung werden derzeit in Verträgen zwischen den Regelzonenführern und

den jeweils mit ihnen verbundenen dominanten Erzeugungsunternehmen geregelt. Eine von der E-Control in Abstimmung mit den Regelzonenführern und den Marktteilnehmern in Auftrag gegebene Studie soll in Kürze die grundsätzliche technische Machbarkeit eines funktionierenden Sekundärregelleistungsmarktes und den daraus resultierenden potenziellen wirtschaftlichen Nutzen für die Systemnutzer abschätzen.

→ Endkundenmärkte

Situationsvergleich Groß- und Kleinkundenmarkt

Wie die Branchenuntersuchung der BWB und der E-Control zeigt, unterscheidet sich der räumlich und sachlich relevante Markt (siehe Tabelle 5, Seite 30) für die Belieferung von Groß- und Kleinkunden.

In der Branchenuntersuchung wurde festgestellt, dass die Energiepreise für Großkunden österreichweit eine geringere Streuung aufweisen als jene für Kleinkunden, was für eine Marktsegmentierung des Großkundenmarktes weiter als den Verteilernetzbereich spricht. Die Anzahl der Anbieter unterscheidet sich aber nur geringfügig zwischen den beiden Kundengruppen. Ausländische Lieferanten sind nicht am Endkundenmarkt vertreten, was für einen maximal nationalen Markt spricht.

Kleinkunden werden außerhalb des eigenen Netzbereiches meist nur über Vertriebsunternehmen der Local Player beliefert (z.B. MyElectric, switch, Unsere Wasserkraft). Die Vertriebstöchter beliefern Kunden jedoch nur bis zu einer bestimmten Abnahmemenge. Endkunden mit größeren Abnahmemengen werden direkt durch die Muttergesellschaften (bei der EVN, Wienenergie und BEWAG über die Energie-Allianz) beliefert, wobei sich die Aktivitäten der

Incumbents meist auf das angestammte Versorgungsgebiet beschränken. Der Verbund ist einer der wenigen Lieferanten, die österreichweit sowohl Haushalts- als auch Großkunden aktiv beliefern.

Neben der Höhe der Energiepreise lässt auch das Kundenverhalten darauf schließen, dass die sachliche und räumliche Abgrenzung des Großkunden- und Kleinkundenmarktes unterschiedlich ist. Die Wechselrate bei den Großkunden liegt deutlich über jener der Kleinkunden. Jene Großkunden, die nicht den Lieferanten wechseln, haben meist mit den bisherigen Lieferanten die Energiepreise neu verhandelt. Bei den Kleinkunden ist die Wechselrate fast fünf Jahre nach der Liberalisierung im niedrigen einstelligen Bereich. Eine Neuverhandlung der Verträge ist bei Kleinkunden (Haushalts- und Gewerbekunden) in der Regel nicht möglich, da die Grundlage für den Energiepreis die Preisblätter sind und die Energiepreise somit – zumindest zwischen zwei Preisanpassungen – Fixpreise darstellen.

Als weiteres Argument für eine differenzierte Betrachtung der Endkundenmärkte wird in der Branchenuntersuchung die Höhe der Rohmargen angeführt. Die Rohmargen sind je nach Kundengruppe unterschiedlich. Untersucht wurde die Entwicklung der Rohmargen von vier Unternehmen. Das Ergebnis ist einheitlich: Je höher die Netzebene, desto niedriger waren die Rohmargen.

Die oben angeführten Gründe lassen darauf schließen, dass der Endkundenmarkt in die zwei sachlichen Märkte Groß- und Kleinkunden geteilt werden kann. Nachfolgend wird – soweit möglich – eine differenzierte Betrachtung der beiden Endkundenmärkte vorgenommen.

Anbieterstruktur am Groß- und Kleinkundenmarkt

Seit Beginn der Liberalisierung waren zahlreiche Zusammenschlüsse – vorwiegend den Endkundenmarkt betreffend – zu beobachten. Genauer dazu ist bereits in den Marktberichten 2003 und 2004 zu finden. Seit Mitte 2004 ist es nur zu kleineren Zusammenschlüssen, die den Endkundenmarkt betreffen, gekommen. Nachfolgend wird auf die Veränderungen der Anbieterstruktur eingegangen. Eine Trennung der Vertriebstätigkeiten zwischen Groß- und Kleinkunden wird aufgrund der Überschneidungen der Unternehmenstätigkeiten im Text nicht vorgenommen bzw. wenn, dann wird darauf explizit hingewiesen.

Seit Juli 2005 ist der Verbund mit der Vertriebs-tochter Verbund-APS am Endkundenmarkt tätig. Bisher waren – mit Ausnahme von zwei kleineren Anbietern (Alpen Adria Naturenergie und Ökostrom AG) – ausschließlich Vertriebsunternehmen der ehemaligen größeren Monopolunternehmen am Kleinkundenmarkt (Haushalts- und Gewerbekunden) vertreten. Mit der Vertriebs-tochter der Verbundgesellschaft ist somit ein neuer Wettbewerber am Endkundenmarkt aktiv. Der Verbund ist über die APS jedoch nicht nur am Kleinkundenmarkt tätig, sondern beliefert seit Anfang 2006 auch Großkunden. Aufgrund der Zusagen im Rahmen des Zusammenschlussverfahrens zur Energie Austria hat der Verbund die APC an die Istrabenz verkauft und gleichzeitig mit der Istrabenz ein Wettbewerbsverbot vertraglich abgeschlossen. Dieses wurde Anfang 2006 nach finanzieller Einigung der beiden Unternehmen wieder aufgehoben. Geplant war auch der Rückkauf der APC durch den Verbund. Da jedoch keine Zustimmung im Aufsichtsrat (vor allem durch die Vertreter der Wienenergie, EVN und TIWAG) erfolgte, konnte dieses Vorhaben nicht umgesetzt werden. Laut Medienberichten konnte der Verbund auch mit der Istrabenz eine Einigung erzielen.

Aus den Medien war im ersten Halbjahr 2006 mehrmals zu entnehmen, dass der Verbund auch Interesse an der Übernahme der RWE-Anteile an der KELAG bzw. der EdF-Anteile an der ESTAG hat. Dies würde bei beiden Unternehmen bedeuten, dass der Verbund mehrheitlich an der KELAG (rd. 66 % – davon indirekt rund 31 %) und an der Stewag-Steg (rund 51 % – davon indirekt 16 %) beteiligt ist. Kritisch zu hinterfragen ist die Anteilserhöhung aufgrund der zu erwartenden negativen Auswirkungen auf den Wettbewerb im Endkundenmarkt. Vor allem unter Berücksichtigung eines möglichen Zustandekommens der Energie Austria, die seitens der EU-Kommission bereits genehmigt wurde.

Ob die Anteile der EdF an den Verbund übergehen, ist jedoch noch offen. Laut Pressemeldungen hat die EdF zwar die Absicht, die Anteile an der ESTAG abzugeben. Jedoch möchte die GdF die Anteile behalten und jene der EdF übernehmen. Ein Mitspracherecht diesbezüglich hat die steirische Landesregierung nur beim Verkauf an Dritte, nicht jedoch beim Übergang der Anteile an die GdF. Neben der Übernahme der EdF-Anteile soll der Verbund eine Option auf weitere 24 % an der ESTAG erhalten, im Gegenzug jedoch die Anteile an der Stewag-Steg an die ESTAG übertragen. Vorgeschlagen wurde auch, dass die Energie Steiermark mit 100 % in die Verbundgesellschaft eingebracht und somit zweitgrößter Verbundaktionär werden soll. Eine weitere Möglichkeit ist der Rückkauf der Anteile durch das Land, was wiederum zu einer Erhöhung des öffentlichen Anteils führen würde.

An dieser Stelle muss erwähnt werden, dass aufgrund der doppelten Rolle des Bundes bzw. der Länder – einerseits als Eigentümervertreter und andererseits als für die Rahmenbedingungen der Liberalisierung des Strommarktes verantwortliche Gesetzgeber – ein Interessenskonflikt besteht. Mit der Verpflichtung der Schaffung eines kompetitiven Strommarktes werden die Margen der Versorgungsunternehmen verringert. Als Eigentümervertreter der

ehemaligen Monopolunternehmen besteht das Interesse, möglichst hohe Margen zu erzielen, was u.a. durch eine Marktabschottung und Aufrechterhaltung regionaler Strommonopole ermöglicht wird. Die minimalistische Umsetzung der Unternehmensentflechtung (Trennung des regulierten Bereichs von jenen, die im Wettbewerb stehen) ist vorwiegend auf den Interessenskonflikt der Eigentümervertreter zurückzuführen. Eine Möglichkeit zur Lösung dieses Interessenskonflikts ist die Privatisierung der Wettbewerbsbereiche, was jedoch einer Änderung des BVG-Eigentum bedarf. Im Gegensatz dazu verbliebe der regulierte Netzbereich im öffentlichen Eigentum.³¹

Seit 2006 sind der Verbund und die Stadtwerke Klagenfurt über das Unternehmen Energie Klagenfurt miteinander verbunden. Der Verbund hält dabei 49 %, die Stadtwerke Klagenfurt die restlichen 51 % der Anteile. Neben der Belieferung von Strom-, Erdgas- und Fernwärmekunden plant das Gemeinschaftsunternehmen auch die Errichtung einer KWK-Anlage mit einer elektrischen Leistung von rund 400 MW.

Die wesentlichste Veränderung der Anbieterstruktur im Groß- und Kleinkundenmarkt hat sich durch den Ausstieg der Energie AG und der Linz AG aus der EnergieAllianz ergeben (eine umfassende Darstellung der Beteiligungsverhältnisse im österreichischen Strom- und Erdgasmarkt ist in Abbildung 11 zu finden). Mit 30. April 2006 sind die Energie AG und die Linz AG aus der EnergieAllianz ausgeschieden, wobei für die Abwicklung der bestehenden Geschäfte noch eine Übergangsfrist bis 30. September 2006 vorgesehen wurde. Dadurch verbleiben die EVN, die Wienenergie sowie die BEWAG/BEGAS als beteiligte Unternehmen in der EnergieAllianz. In Abbildung 10 ist die derzeit geplante Umsetzung der Energie Austria dargestellt. Im Gegensatz zur Anmeldung vor mehr als dreieinhalb Jahren sind die Energie AG und die Linz AG aus dem Vorhaben ausgeschieden. Weiters haben sich die Beteiligungen zwischen

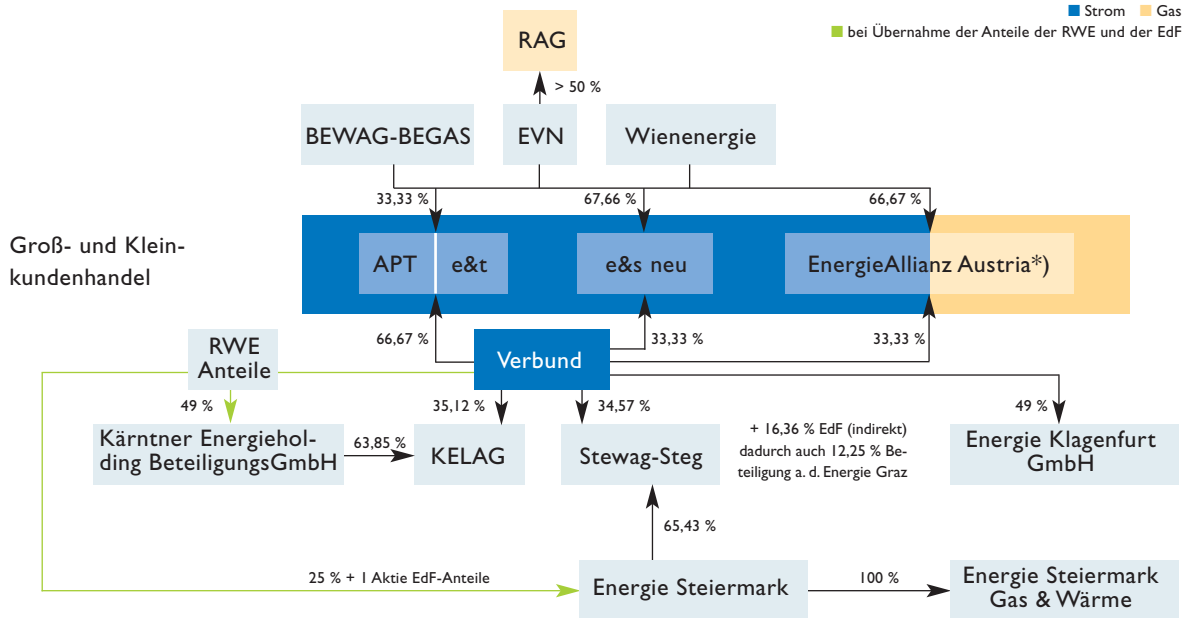
³¹ vgl. Böheim (2005)

Verbund und EnergieAllianz verändert. So ist geplant, dass der Verbund direkt an den Vertriebsunternehmen der EnergieAllianz mit 33,3 % beteiligt wird. Sollte sowohl die Energie Austria umgesetzt werden als auch der Verbund die Anteile der RWE und EdF übernehmen und damit mehrheitlich an den Landesgesellschaften KELAG und Steweg-Steg beteiligt sein, so sind aufgrund des Einflusspotenzials des Verbund auf zwei Wettbewerber negative Auswirkungen auf den Wettbewerb zu erwarten. Inwieweit der Verbund die Vertriebsaktivitäten nach dem Zusammenschluss zur neuen Energie Austria weiterführen wird, ist derzeit nicht bekannt. Es liegt jedoch die Vermutung nahe, dass der Verbund seine eigenen Vertriebstätigkeiten zurücknehmen und so die Wettbewerbsintensität im Groß- und Kleinkundenmarkt weiter abnehmen wird.

Die beiden aus der EnergieAllianz und somit auch aus der Energie Austria ausgeschiedenen Unternehmen haben nach dem Austritt bereits mehrmals Pläne für Kooperationen mit anderen Unternehmen bekannt gegeben. Angedacht ist seitens der Energie AG u.a. eine Kooperation mit der TIWAG. Dabei handelt es sich wie bei den meisten Zusammenschlüssen österreichischer Unternehmen nicht um eine vollständige Fusion beider Unternehmen, sondern um Zusammenschlüsse von Teilbereichen (z.B. Vertriebs- und Handelsaktivitäten), was wiederum zu einer Verringerung des Wettbewerbs führt. Mit dem Ausstieg ist die Beteiligung der EnergieAllianz an der Energie AG wieder dem Land Oberösterreich übertragen worden.

→ Energie Austria 2006

Abbildung 10



Quelle: E-Control

*) Retailvertrieb

Seitens der Wienenergie wird derzeit ebenfalls an Alternativen zur Energie Austria gearbeitet. Möglich wären neben einer Stand-alone-Lösung auch neue Kooperationen mit nationalen und internationalen Energieunternehmen. Der Grund für die Überlegungen zu neuen Partnerschaften sind vorwiegend die langwierigen Verhandlungen und der nach wie vor noch nicht umgesetzte Teilzusammenschluss zwischen der EVN, Wienenergie und BEWAG/BEGAS mit dem Verbund. Als Alternative zur Energie Austria sieht die Wienenergie auch die Möglichkeit, ein Pendant zur EconGas im Strombereich zu schaffen. D.h. neben dem Verbund sollten einige Landesgesellschaften Teil dieses Zusammenschlusses sein. Dies bedeutet jedoch, dass immer weniger eigenständige Unternehmen am österreichischen Strommarkt tätig sind, die auch aktiv am Wettbewerb teilnehmen. Eine Beteiligung der Landesgesellschaften am Verbund lässt befürchten, dass sich der Verbund aus dem Endkundengeschäft zurückzieht bzw. nur in Regionen anbietet, in denen die verbundenen Unternehmen nicht tätig sind. Die beteiligten Unternehmen beschränken sich wiederum auf die Belieferung von Endkunden in ihrem angestammten Versorgungsgebiet (Bsp. EnergieAllianz Unternehmen). Aus Sicht der EnergieAllianz ist diese Intention zwar verständlich, da der Wettbewerb im angestammten Netzbereich reduziert werden könnte. Auf den Wettbewerb hätte der Ausstieg des Verbund aus dem Endkundenmarkt im Rahmen der Energie Austria oder eines anderen Zusammenschlusses jedoch nachhaltig negative Folgen.

Die TIWAG hat im Jahr 2005 50 % der Anteile der Salzburg AG an der MyElectric übernommen, wodurch eine Kooperation der beiden Landesgesellschaften im Kleinkundenmarkt stattfindet.

Die Aktivitäten der österreichischen Vertriebs-tochter des deutschen Energieunternehmens

EnBW wurden Ende 2004 eingestellt. Die EnBW beliefert seither keine Endkunden mehr in Österreich. Zielgruppe waren Großkunden mit einer Abnahmemenge ab rd. 2 GWh. Jene Kunden, die über das Jahr 2004 einen Liefervertrag mit der EnBW hatten, wurden an die Steweag-Steg übergeben. Somit ist kein ausländischer Anbieter mehr in Österreich vertreten.

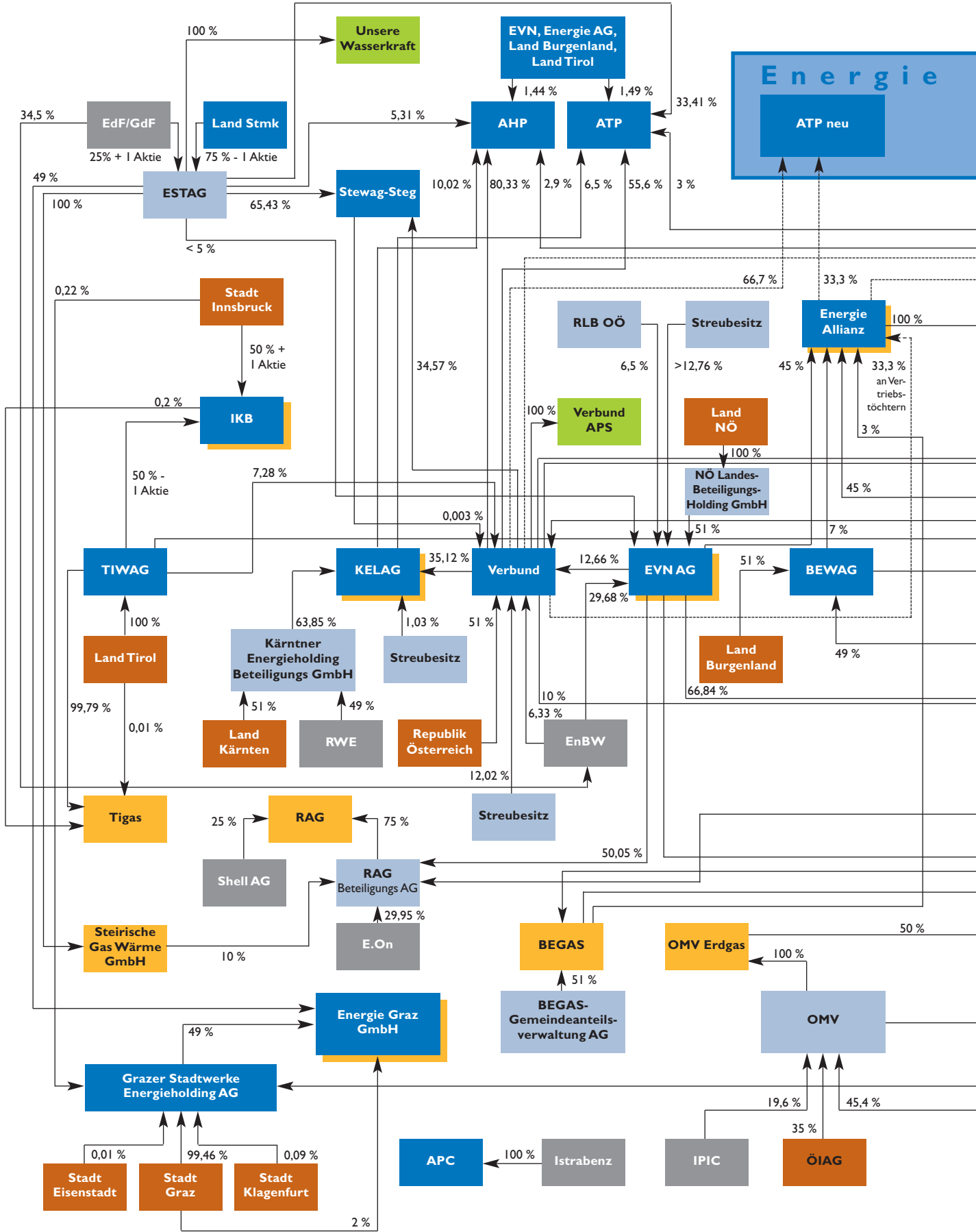
Anstelle der direkten Belieferung von Endkunden hat die EnBW die Anteile an der EVN im Jahr 2005 auf rd. 30 % erhöht. Die EnBW hat bereits mehrmals Interesse gezeigt, den Anteil an der EVN zu erhöhen. Aufgrund der gesetzlichen Bestimmungen³² ist eine Erhöhung der Beteiligung an der EVN derzeit jedoch nur auf maximal 49 % möglich. Es scheint somit nach wie vor, dass ein indirektes Auftreten am österreichischen Markt über eine Beteiligung attraktiver ist als die Belieferung von Endkunden über eine Vertriebs-tochter. Von politischer Seite wird die Erhöhung der Beteiligung der EnBW als kritisch angesehen. Einerseits, weil sich mit der EnBW ein ausländisches Unternehmen an einer österreichischen Landesgesellschaft beteiligt, und andererseits, da die EnBW auch über nukleare Kraftwerke verfügt und das Thema Atomenergie in Österreich sehr kritisch betrachtet wird. Nach dem Marktaustritt der EnBW im Jahr 2004 und der Erhöhung der Beteiligung an der EVN ist nicht davon auszugehen, dass die EnBW ihre Vertriebsaktivitäten in Österreich kurz- bis mittelfristig wieder aufnimmt.

Insgesamt ist aus derzeitiger Sicht schwer abzuschätzen, wie sich die jüngsten Veränderungen und Pläne auf die Anbieterstruktur und Wettbewerbssituation am österreichischen Markt auswirken werden.

³² BVG-Eigentum (BGBl. I Nr. 143/1998).

Neben den Landesgesellschaften betrifft dies auch die Verbundgesellschaft (die betroffenen Unternehmen sind im Gesetz taxativ aufgezählt). Stadtwerke sowie regionale Stromunternehmen sind davon ausgenommen.

→ **Beteiligungsverhältnisse der österreichischen Strom- und Erdgasunternehmen**



Quelle: E-Control, Stand Juli 2006

Abbildung 11

■ Vertriebsfirmen/Neue Lieferanten ■ öffentliche Beteiligung ■ österreichische Beteiligung ■ ausländische Beteiligung ■ Strom ■ Gas ■ Strom + Gas

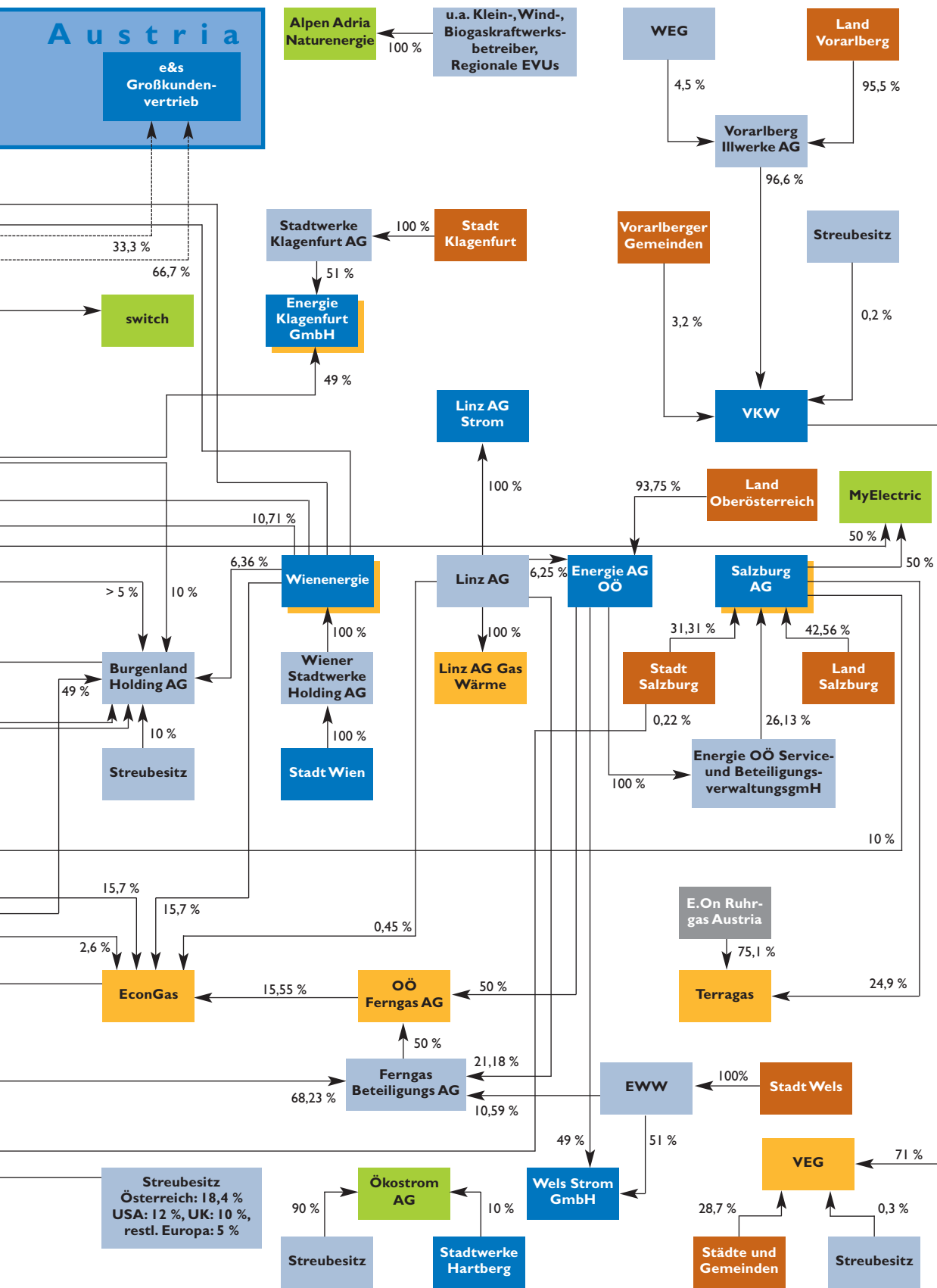


Tabelle 10 zeigt, auf welchen Marktstufen die einzelnen Unternehmen direkt oder indirekt (über Beteiligungen) tätig sind. Im Vergleich zum Jahr

2004 ist der Verbund seit Juli 2005 am Kleinkundenmarkt tätig. Hingegen ist die EnBW aus dem Großkundenmarkt Ende 2004 ausgetreten.

→ Marktstufen Strom

Tabelle 10

	Erzeugung	Großhandel	Netz	Kleine Weiterverteiler	AE-Markt	RZ-Führer	Verrechnungsstelle	Großkunden	Kleinkunden
Verbund									seit Juli 2005
Wienenergie				EnergieAllianz				EnergieAllianz	
EVN		e&t		EnergieAllianz				EnergieAllianz	
BEWAG				EnergieAllianz				EnergieAllianz	
Energie AG									
Steweag-Steg	über ATP,AHP								
Linz AG									
Salzburg AG									
TIWAG									
VKW									
KELAG									
EnBW								Marktaustritt Dez. 2004	
APC									

Quelle: Jahresberichte und Internetseiten der Unternehmen

Markteintrittsbarrieren am Endkundenmarkt

Die Branchenuntersuchung³³ der BWB und der E-Control hat ergeben, dass sich der räumlich relevante Markt der Endkundenmärkte maximal auf Österreich, zum Teil sogar auf noch engere regionale Grenzen beschränkt. Festzustellen ist in allen relevanten sachlichen Endkundenmärkten, dass ausländische Anbieter mit Ausnahme der APC derzeit nicht am österreichischen Markt vertreten sind. Im Kleinkundenmarkt wurden ausländische Anbieter bisher nicht aktiv tätig.

Die Gründe dafür sind vielfältig. Sowohl in der Branchenuntersuchung der BWB als auch in der Sector Inquiry³⁴ der Europäischen Kommission wurden einige Missstände im Strommarkt aufgezeigt, die Gründe dafür erbringen, weshalb Endkunden grenzüberschreitend nicht beliefert werden und neue, von Incumbents unabhängige, Vertriebsunternehmen nicht am Markt aufgetreten sind. Einerseits wurden Markteintrittsbarrieren für neue Marktteilnehmer festgestellt, andererseits

wurden Barrieren lokalisiert, die die Marktintegration der einzelnen nationalen Märkte zu übernationalen regionalen Märkten erschweren.

Markteintrittsbarrieren führen jedenfalls dazu, dass bereits am Markt tätige Unternehmen den Kunden höhere Preise in Rechnung stellen können als in einem Markt, in dem der Zu- und Abgang für ein Unternehmen kostenlos ist. Das heißt, je geringer die Markteintrittsbarrieren, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit, dass potenzielle Anbieter Incumbents davon abhalten, Preise festzusetzen, die längerfristig über dem Wettbewerbsniveau liegen. Umgekehrt führen hohe Eintrittsbarrieren dazu, dass Incumbents Preise erhöhen können, ohne Sanktionen seitens anderer Lieferanten bzw. der Endkunden befürchten zu müssen.

Nachfolgend wird auf die wichtigsten Barrieren für einen Eintritt in den österreichischen Markt für die Belieferung von Endkunden eingegangen.

³³ BWB (2005)

³⁴ Issues Paper (2005) und Preliminary Report (2006)

Markttransparenz

Mangelnde Transparenz führt bei Endkunden zu einem höheren Suchaufwand und somit zu höheren Wechselkosten. Wechselkosten beinhalten nicht nur effektiv anfallende Wechselgebühren, die es in Österreich nicht gibt, sondern jenen Aufwand, der den Kunden im Rahmen des Lieferantenwechsels entsteht. In einem Markt mit wenig Wachstumspotenzial stellen Wechselkosten für Endkunden Markteintrittsbarrieren für potenzielle Wettbewerber dar.

Diese Suchkosten steigen, je geringer der Informationsstand der Endkunden ist. Vor allem im Haushaltskundenbereich und bei kleinen Gewerbetunden ist der Informationsstand u.a. über Einsparungsmöglichkeiten, Höhe des Stromverbrauchs sowie potenzielle Lieferanten gering. Aufgrund des geringen Informationsstandes stellt auch die Annahme über den Aufwand für die Informationseinholung eine Barriere für den Endkunden dar.

Für einen Wechsel ist es für einen Kunden notwendig, herauszufinden, welche Anbieter in Frage kommen, einen Preisvergleich zu erstellen, Verträge zu kündigen und neue Verträge zu unterschreiben. Der Begriff Wechselaufwand beinhaltet neben Transaktions- und Suchkosten auch Unsicherheits- bzw. psychologische Kosten, die z.B. durch den Wegfall der Kundenbindung zum bisherigen Lieferanten entstehen.

Oftmals verbinden Endkunden mit einem Wechsel ein höheres Risiko der Versorgungssicherheit, obwohl ausschließlich der Netzbetreiber für diesen Bereich zuständig ist. Vor allem im Kleinkundenbereich wird fälschlich die Versorgungssicherheit als Dienstleistung des Lieferanten gesehen. Ergebnisse von Endkundenbefragungen zeigen, dass Kunden von ihrem idealen Stromlieferanten vor allem die Gewährleistung der Versorgungssicherheit erwarten. Bei dieser Erwartungshaltung stehen die etablierten gegenüber neu am Markt auftretenden Lieferanten bei den Endkunden besser da. Der Lieferant kann aber keinen Einfluss auf die Versorgungs-

sicherheit nehmen, auch wenn dies von den ehemaligen integrierten Monopolunternehmen den Kunden vermittelt wird.

Sofern sich Endkunden mit den Themen Kosteneinsparung und Lieferantenwechsel beschäftigen, ist der erste Kontakt mit diesen Themen die Stromrechnung. Oftmals (bewusst) intransparent gestaltete Rechnungen erhöhen jedoch ebenfalls die Transaktionskosten. Die Incumbents weisen häufig nur einen All-Inclusive Preis aus. Dieser beinhaltet die Energie- und die Netzkosten. Da andere Wettbewerber, die österreichweit Strom anbieten, ausschließlich den Energiepreis ausweisen, ist die Erstellung eines Preisvergleichs anhand der Rechnung bzw. der Preisblätter der ehemaligen Monopolunternehmen für den Kunden fast nicht möglich. Zum Teil ist für den Kunden auch nicht ersichtlich, welche Komponenten bei der Angebotslegung berücksichtigt wurden. Die mangelnde Vergleichbarkeit erhöht die Unsicherheit der Kunden und somit abermals die Wechselkosten. Die Branchenuntersuchung³⁵ weist ebenfalls darauf hin, dass selbst eine Vielzahl der Gewerbetunden nicht in der Lage war, den reinen Energiepreis anzugeben bzw. der Meinung war, den Energiepreis angeben zu haben. Die mangelnde Information darüber führt dazu, dass die Wechselwahrscheinlichkeit der Endkunden sehr niedrig ist. Die Novellierung der gesetzlichen Rahmenbedingungen (u.a. GWG, EIWOG) zielt darauf ab, die Transparenz für die Kunden (u.a. durch die verpflichtende Ausweisung des Energiepreises) zu erhöhen.

Bei Endkunden mit einem Liefervertrag zu All-Inclusive Preisen wurden Netztarifsenkungen durch den Lieferanten nicht immer an die Endkunden weitergegeben. Bei gleich bleibendem Gesamtpreis bedeutet dies, dass der Lieferant de facto den Energiepreis im gleichen Ausmaß erhöht hat, wie die Netztarife gesenkt wurden. Dies führt bei integrierten Unternehmen dazu, dass zwar der Netzbereich aufgrund der Netztarifsenkung geringere Einnahmen je kWh hat, jedoch das Gesamtergebnis des Local Players

³⁵ BWB (2004 und 2005)

durch automatisch höhere Energiepreise wieder ausgeglichen wird. Für den Haushalts- und Gewerbekunden ist in der Regel nicht nachvollziehbar, ob eine Komponente erhöht wurde und wenn ja, welche.

Mittels unklaren Kundeninformationen, intransparenten Angeboten oder Vermischung von Tatsachen tragen vor allem die marktbeherrschenden Unternehmen zur Behinderung des Wettbewerbs bei.³⁶

ad unklare Kundeninformationen

So wird z.B. in der Kundenzeitschrift der Wienenergie³⁷ ein Preisvergleich der Local Player im jeweiligen Netzbereich dargestellt. Der Preisvergleich ist zwar inhaltlich richtig, aber für die Endkunden völlig ungeeignet, da diese Information für den Endkunden nur dann relevant ist, wenn dieser den Wohnort wechselt. Zu erstellen wäre jedoch ein Preisvergleich, der zeigt, wie viel die Kunden im jeweiligen Netzbereich (gleiche Rahmenbedingungen und gleiche Netztarife, Steuern, Abgaben, Zuschläge) bei den einzelnen Lieferanten zu zahlen hätten.

ad intransparente Angebote

Die Local Player weisen in den Preisblättern Preiskomponenten, die dem Lieferanten zugeordnet und von jedem Lieferanten unterschiedlich gehandhabt werden, zum Teil unter Steuern und Abgaben aus. Bei geringem Informationsstand werden diese Komponenten bei einem Preisvergleich durch den Kunden meist nicht richtig – fälschlicherweise dem Netzbetreiber, der Steuern und Abgaben im Namen des Bundes, der Länder und Gemeinden einhebt – zugeordnet.

ad Vermischung von Tatsachen

Die Senkung der Netztarife durch die Regulierungsbehörde wird den Kunden oftmals so dargestellt, dass der Strompreis des betreffenden Unternehmens gesenkt wurde. Die Unternehmen sprechen jedoch über den Gesamtpreis und nicht über die Veränderung des Energiepreises. Dies ist sogar dann der Fall, wenn der Energiepreis gleichzeitig mit der Netztarifsenkung – jedoch in geringerem Ausmaß – erhöht wurde.

Die genannten Faktoren und Praktiken der Unternehmen führen dazu, dass die Wechselkosten der Endkunden steigen. Die Höhe der Wechselkosten beeinflusst das Wechselpotenzial. Je höher die Wechselkosten u.a. aufgrund langjähriger Kundenbindung, mangelnden Vertrauens gegenüber dem neuen Lieferanten sowie hohen Zeitaufwands bei der Durchführung von Preisvergleichen aufgrund intransparenter Informationen, desto größer muss das Einsparungspotenzial bei einem Wechsel zu einem anderen Lieferanten sein.

Eine Quantifizierung der Wechselkosten ist nur schwer möglich. Jedenfalls führen hohe Wechselkosten zu einer höheren Rigidität der Kunden. Sie ermöglichen dem Incumbent, Kunden höhere Energiepreise (Premiumpreis) in Rechnung zu stellen. Ein Vergleich der Energiepreise der ehemaligen Monopolisten zeigt, dass durchgehend Energiepreise verrechnet werden, die höher sind als jene der Mitbewerber. So liegen die Energiepreise um bis zu rd. 45 % über jenen des günstigsten Anbieters. Es scheint, dass die kundenseitigen Markteintrittsbarrieren den Incumbents die Verrechnung eines Premiumpreises ermöglichen. Aufgrund der niedrigen Wechselrate erscheint der Vorteil für die Local Player durch die Verrechnung von höheren Energiepreisen (höherer Umsatz) den Umsatzverlust durch den Wechsel von Kunden zu überwiegen.

³⁶ Vgl. „Switching Costs“, Economic Paper 5, Annex A – literature review, Report prepared for the Office of Fair Trading and the Department of Trade and Industry by National Economic Research Associates

³⁷ Wienenergie (Dezember 2004), „24 Stunden für Wien“

→ Wechselkosten für Endkunden³⁸

Kasten I

Wechselbarrieren haben zur Folge, dass dem Kunden bei der Durchführung eines Lieferantenwechsels Wechselkosten entstehen. Sie umfassen mehr als mögliche Wechselgebühren, die zudem im österreichischen Energiemarkt vom Netzbetreiber nicht in Rechnung gestellt werden dürfen. Unter Wechselkosten können Transaktionskosten, vertragliche Wechselkosten, Unsicherheitskosten, psychologische Kosten, Kompatibilitätskosten und Lernkosten subsumiert werden.

Unter **Transaktionskosten** kann man Such-, Anbahnungs-, Informations-, Zurechnungs-, Verhandlungs-, Entscheidungs-, Vereinbarungs-, Abwicklungs-, Absicherungs-, Durchsetzungs-, Kontroll-, Anpassungs- und Beendigungskosten verstehen. Die Höhe von Transaktionskosten kann das Zustandekommen von Transaktionen verhindern, wenn etwa die anfänglichen Informationskosten für einen potenziellen Käufer so hoch geraten, dass sie die Transaktion prohibitiv verteuern. Durch geringe Preistransparenz bei den Angeboten können die Transaktionskosten erhöht werden. Transaktionskosten bestehen auch beim Versorgerwechsel im österreichischen Energiemarkt, da sich Kunden über neue Anbieter informieren und Verträge verhandeln müssen. Die Möglichkeit, sich über den Tarifkalkulator über die günstigsten Anbieter zu informieren, bedeutet eine Senkung der Transaktionskosten.

Vertragliche Wechselkosten entstehen dann, wenn mit Beendigung des Vertrages zusätzliche Kosten entstehen, z.B. bei der vorzeitigen Auflösung langfristiger Verträge oder dem Verlust von Preisnachlässen für Kundentreue. Diese vertraglichen Wechsel-

kosten bestehen auch für Endkunden im österreichischen Markt. Zum Beispiel bietet die EVN einen Treuebonus an, die Linz Gas GmbH ein Energie-Euro-Heft als Treuebonus und die Erdgas Oberösterreich Gratistage als Treuerabatte. Diese Vorteile gehen den Kunden verloren, wenn sie den Anbieter wechseln.

Wenn über die Qualität des bisher bezogenen Produkts Sicherheit besteht, ist ein Wechsel mit **Unsicherheitskosten** verbunden, z.B. ob der Energielieferant wirklich zuverlässig liefert. Unter **psychologischen Kosten** versteht man, dass Kunden trotz funktionell identischer Produkte ein Produkt bevorzugen und daher bei einem Wechsel ihre Präferenzen ändern müssen. Unsicherheits- und psychologische Kosten sind schwer quantifizierbar.

Kompatibilitätskosten entstehen, wenn ein Kunde z.B. nur bestimmtes Zubehör zu einem Produkt kaufen kann. Wenn der Kunde lernen muss, wie das Produkt des neuen Lieferanten richtig angewendet wird, spricht man von Lernkosten. Diese beiden Kostenarten sind für den Versorgerwechsel im Strom- und Erdgas untergeordnet zu sehen, da Strom- und Erdgas homogene Güter sind.

Die Auswirkungen von Wechselkosten auf die Wettbewerbsintensität in einem Markt und die Marktergebnisse (Preis, Marktanteile, Marktstruktur) sind in der wirtschaftswissenschaftlichen Literatur ausführlich untersucht worden. Generell wird dabei festgestellt, dass das Vorhandensein von Wechselkosten in einem Markt zu höheren Preisen und Gewinnen der Unternehmen führt. Zudem können Wechselkosten Markteintrittsbarrieren bilden.

³⁸ Vgl. Paul Klemperer (1987): The competitiveness of markets with switching costs, in: Rand Journal of Economics, Vol. 18, Nr. 1, Spring 1987, S. 138; Zusammenfassung der Literatur zu Wechselkosten „Switching Costs“, Economic Paper 5, Annex A – literature review, Report prepared for the Office of Fair Trading and the Department of Trade and Industry by National Economic Research Associates. Vgl. G. Walsh, A. Klee, K.-P. Wiedmann, T. Waßmann (2005): Wechselbarrieren als Ursache für die Stabilität von Geschäftsbeziehungen, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 2, 2005, Jg. 29, S. 145 ff.

Low-Interest-Produkt Strom

Die Nutzung von elektrischer Energie ist für die meisten Endkunden (vor allem für Haushalts- und Gewerbekunden) eine Selbstverständlichkeit. Eine aktive Wahrnehmung der Nutzung von Strom findet nicht statt. Unter anderem auch deshalb nicht, da elektrische Energie nicht unmittelbar, sondern nur mittelbar über z.B. Kühlschrank, Fernsehgerät oder Waschmaschine zur Anwendung kommt. Strom selbst ist für die Kunden nicht greifbar. Bewusst nimmt der Endkunde elektrische Energie nur dann wahr, wenn es zu einem Ausfall der Versorgung kommt. Das erklärt auch, weshalb der Bereich Versorgungssicherheit für Endkunden von zentraler Bedeutung ist. Ordnen die Endkunden die Verantwortung über die Versorgungssicherheit dem Lieferanten zu, führt dies zu einer Erhöhung der Markteintrittsbarriere für neue Lieferanten.

Die fehlende Wahrnehmung des Produkts Strom führt dazu, dass sich Endkunden mit dem Thema selbst nicht intensiv beschäftigen. Dazu zählen u.a. die laufende Kontrolle der Rechnung, aber auch die Möglichkeiten, Einsparungen entweder durch die effizientere Nutzung oder durch den Wechsel des Lieferanten zu erzielen. Dies ist ein Unterschied z.B. zum Telekommunikationsbereich. Dort findet eine laufende und bewusste Auseinandersetzung statt, was bei der Nutzung von Strom nicht der Fall ist. Zusätzlich agieren auch die Anbieter in den beiden Märkten höchst unterschiedlich. Während im Telekommunikationsbereich eine Vielzahl unterschiedlicher Werbeaktivitäten gesetzt wird, sind die Werbeausgaben gerade der neuen Anbieter im Energiebereich gering. Die angestammten Unternehmen stellen in den Werbeaktivitäten vor allem das Thema Versorgungssicherheit in den Vordergrund (siehe Kapitel Werbeaktivitäten österreichischer Strom- und Erdgasunternehmen). Dies trägt auch dazu bei, dass das Produkt Strom als Low-Interest-Produkt wahrgenommen wird.

Administrative Aufwendungen

Ein neuer Lieferant hat einen relativ großen Aufwand bei der Beschaffung und Erfassung der korrekten Kundendaten, die für die Abwicklung des Lieferantenwechsels erforderlich sind. Diese Daten stehen derzeit meist nicht automatisiert in elektronischer Form zur Verfügung, sondern müssen von jedem Kunden einzeln im Zuge des Vertragsabschlusses erhoben werden. Dies beinhaltet auch ein erhebliches Fehlerpotenzial. Die Korrektur von Erhebungs- und Übertragungsfehlern erhöht wiederum den Aufwand für den neuen Lieferanten.

Im Gegensatz zu den Local Playern entstehen einem Lieferanten zusätzliche Kosten bei der Rechnungslegung vor allem dann, wenn dieser dem Kunden eine Gesamtrechnung über Energie, Netz sowie Steuern und Abgaben legen möchte. Mit der Erstellung einer Gesamtrechnung versuchen die Lieferanten, den Kunden die gewohnte Serviceleistung zu erbringen. Umfragen zeigen, dass sowohl Haushalts- als auch Gewerbekunden eine gemeinsame Rechnung gegenüber einer getrennten Rechnung (vom Energielieferanten bzw. vom Netzbetreiber) bevorzugen. Problematisch für den neuen Lieferanten ist jedoch, dass die Daten meist nur in Papierformat durch den Netzbetreiber übermittelt werden. Der Local Player als integriertes Unternehmen erhält die Daten jedoch in elektronischer Form, wobei meist ein gemeinsames Verrechnungssystem genutzt wird und somit ein direkter Zugang zu abrechnungsrelevanten Daten der Kunden besteht. Der Aufwand der Datenerfassung ist dadurch erheblich größer. Durch die meist händische Eingabe wird zusätzlich die Fehleranfälligkeit erhöht. Die Vielzahl der Netzbetreiber in Österreich führt ebenfalls zu einem erhöhten Aufwand gegenüber den Local Playern, die zum Großteil ausschließlich im angestammten Versorgungsgebiet Kunden beliefern.

Die Einrichtung von drei Regelzonen sehen potenzielle Wettbewerber ebenfalls mit hohen administrativen Kosten verbunden. Um in ganz Österreich anbieten zu können, ist entweder die Einrichtung von Bilanzgruppen in allen drei Regelzonen oder der Beitritt zu einer bestehenden Bilanzgruppe notwendig.

Informationszugang

Die Nachteile eines neuen Lieferanten beziehen sich insbesondere auf mangelnde Informationen über bevorstehende Neuanschlüsse und Einzüge. In diesen Bereichen ist es für den neuen Lieferanten kaum möglich, Kunden zu akquirieren. Nur konsequentes Unbundling könnte die bestehenden Vorteile des Incumbents in diesem Fall verringern bzw. beseitigen. Trotz der gesetzlichen Unbundlingvorgaben übermittelt bei Neuanschlüssen bzw. Neuanschlüssen der Local Player neben dem Netzvertrag meist auch den Energieliefervertrag. Die frühzeitige Information über neue Kundenanlagen steht fast ausschließlich dem Local Player zur Verfügung und steht somit im Widerspruch zur Forderung der Gleichbehandlung aller Lieferanten durch den Netzbetreiber.

Ausgleichsenergieerisiko

Wie bereits in der Branchenuntersuchung der BWB erwähnt, schätzen potenzielle Lieferanten das Ausgleichsenergieerisiko bei Eintritt in den österreichischen Endkundenmarkt hoch ein. Nicht möglich erscheint den Lieferanten die Einschätzung der anfallenden Kosten, vor allem wenn der Kundenstock gering und statistisch wenig durchmischt (zwischen Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden) ist. Selbst bei tatsächlich niedrigen Ausgleichsenergiekosten ist jedoch die Einschätzung über das potenzielle Ausgleichsenergieerisiko entscheidend.

Ein weiterer Vorteil für die Local Player stellt der direkte Zugang zu Online-Daten des Netzbetreibers – trotz Unbundlings – dar. Dadurch haben die Local Player Informationen über das Kundenverhalten innerhalb ihres Netzbereiches und somit die Möglichkeit, kurzfristig darauf zu reagieren.

Auswirkungen der Markteintrittsbarrieren auf die Margen

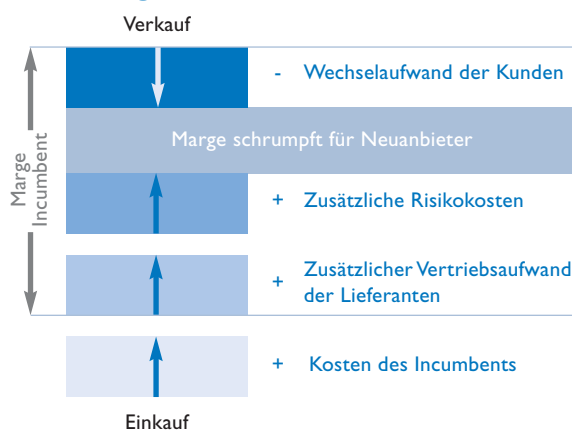
Die Kundengewinnung der am Markt neu auftretenden Lieferanten gestaltet sich in Österreich sehr schwierig. Im Gegensatz zu anderen Branchen wie z.B. dem Mobilfunkmarkt ist der Strommarkt kein Wachstumsmarkt. Dementsprechend steht nicht die Erschließung von Neukunden, sondern die Akquirierung von Kunden von anderen Unternehmen im Vordergrund.

Die fehlende Bekanntheit der Lieferanten, der noch nicht erfolgreiche Versuch, eine starke Marke aufzubauen, und die Notwendigkeit, die psychologischen Hemmnisse eines Lieferantenwechsels abzubauen, tragen dazu bei, dass zur Kundenakquirierung erhebliche Marketingaufwendungen notwendig sind. Sofern ein Unternehmen jedoch nicht erfolgreich am Markt ist, stellen die bereits geleisteten Investitionen versunkene Kosten (Sunk Costs) dar, die bei einem Marktaustritt nicht mehr amortisiert werden. Je höher diese Kosten sind, desto unwahrscheinlicher ist der Markteintritt neuer Unternehmen.

Die oben dargestellten Markteintrittsbarrieren, die das Risiko eines Markteintritts und somit die Kosten erhöhen, verringern die Marge potenzieller Lieferanten. Abbildung 12 zeigt die

→ Margen – Incumbents im Vergleich zu neuen Anbietern

Abbildung 12



Quelle: E-Control

Auswirkungen für die Marge eines potenziellen Anbieters, die aufgrund der höheren Risiken im Vergleich zu den Incumbents deutlich niedriger ist.

Neben den direkten Kosten aufgrund der Markteintrittsbarrieren müssen neue Lieferanten jene Kosten ausgleichen, die den Endkunden aufgrund des Wechselaufwandes (u.a. Suchkosten, psychologische Kosten) entstehen. Das heißt, je höher die Wechselkosten (siehe oben), desto größer müssen die finanziellen Einsparungen für den Kunden sein. Somit führen die höheren Risiko- und Marketingaufwendungen gemeinsam mit einem niedrigeren Energiepreis zu Margen, die derzeit nicht attraktiv genug für potenzielle Wettbewerber erscheinen.

Integrationsgrad und Konzentration

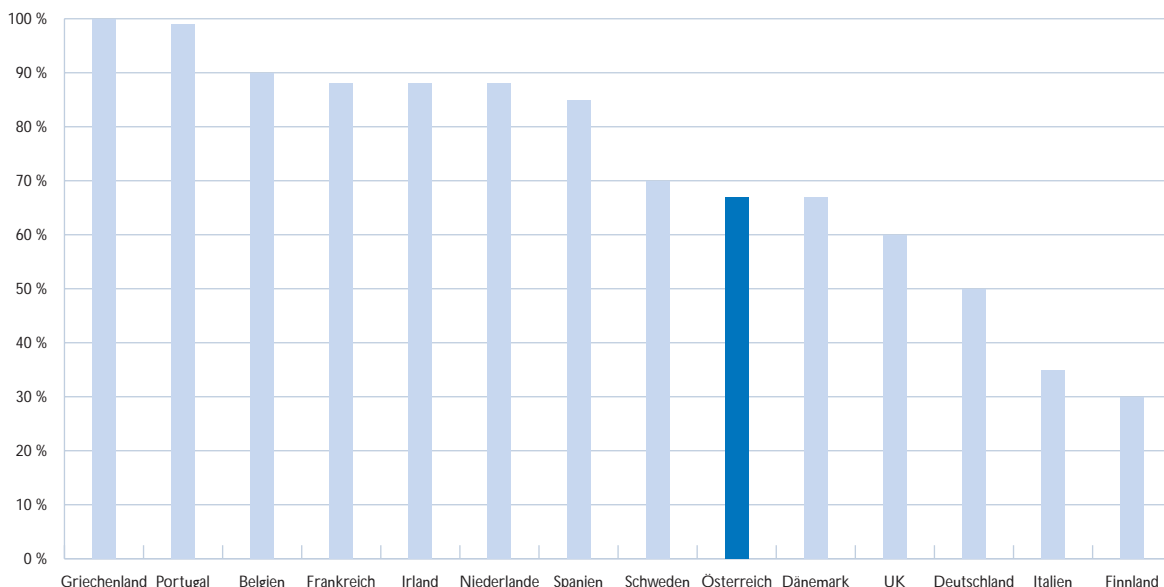
Durch Zusammenschlüsse auf europäischer Ebene ist es in den vergangenen Jahren zu einer deutlichen Erhöhung der Marktanteile der großen europäischen Stromunternehmen

(u.a. EdF, RWE, Vattenfall, E.ON) gekommen. Bereits 2003 hatten sieben Unternehmen einen Marktanteil (EU-15) von mehr als 5 %, wobei die vier größten Erzeugungsunternehmen einen Marktanteil von insgesamt rd. 60 % halten (siehe auch Marktbericht 2004).

Die hohe Marktkonzentration im Erzeugungsbereich wird auch in der Sector Inquiry³⁹ der EU-Kommission als eines der Kernprobleme am Strommarkt angesprochen. Problematisch ist die hohe Marktkonzentration im Erzeugungsbereich aufgrund der möglichen negativen Auswirkungen auf den Großhandelsbereich. Die EU-Kommission hat festgestellt, dass einige Erzeugungsunternehmen die Möglichkeit haben, die Großhandelspreise zu ihren Gunsten zu beeinflussen (u.a. durch Kapazitätsverknappung). Die Verstärkung der vertikalen Integration und dadurch der Marktabschottung wird in diesem Zusammenhang ebenfalls von der EU-Kommission angesprochen. Negative Auswirkungen entstehen dadurch, dass durch die

→ Marktanteile der größten drei Lieferanten – EU-15 (Gesamtabgabe)

Abbildung 13



Quelle: EU-Kommission

³⁹ Preliminary Report (2006)

vertikale Integration der Anreiz, am Großhandelsmarkt zu handeln, geringer wird. Geringere Liquidität am Markt erleichtert die Manipulation von Preisen.

Obwohl der geographisch relevante Markt für Großhandelsmärkte zum Teil größer ist als national z.B. Deutschland und Österreich, ist es im Downstream-Bereich noch nicht zur Integration nationaler Märkte gekommen. Die sachlich relevanten Märkte der Belieferung von Endkunden beschränken sich geographisch nach wie vor auf das jeweilige Land bzw. auf noch kleinere räumliche Einheiten.⁴⁰ Wie Abbildung 13 zeigt, liegen in den meisten europäischen Endkundenmärkten (EU-15) die kumulierten Marktanteile der drei größten Unternehmen (CR 3) über dem Schwellenwert von 66,7 %⁴¹. Aufgrund der Höhe der Marktanteile kann davon ausgegangen werden, dass der HH-Index in den einzelnen Ländern auch deutlich über dem Schwellenwert von 1.800⁴² liegt und von einem stark konzentrierten Markt ausgegangen werden kann.

Die Integration in den sachlich relevanten Märkten der Belieferung von Endkunden ist noch nicht so weit fortgeschritten, dass von integrierten bzw. regionalen Märkten, die zwei oder mehrere Länder einbeziehen, gesprochen werden kann. Für ausländische Unternehmen erscheint es nach wie vor viel versprechender, nicht direkt, sondern über Beteiligungen in den Endkundenmarkt einzutreten. Dies führt in den nationalen Märkten jedenfalls nicht zu einer Verringerung der Marktkonzentration und meist nicht zu einer Verstärkung des Wettbewerbs. Über die Beteiligungen an ausländischen Unternehmen haben die Investoren auch die Möglichkeit, den Markteintritt in den eigenen Markt zu unterbinden.

Im europäischen Kontext sind die Marktanteile der österreichischen Unternehmen im Erzeugungsbereich gering. Selbst die kumulierten Marktanteile der größten vier Erzeugungsunternehmen ergeben einen Marktanteil in Westeuropa von nur rd. 2 %. Der Einfluss auf den Großhandelsmarkt auf europäischer bzw. überregionaler Ebene durch österreichische Unternehmen ist somit gering. Da sich mit Ausnahme des Großhandelsmarktes die sachlich relevanten Märkte auf die nationale Ebene beschränken, ist jedoch von einer hohen Marktkonzentration in Österreich auszugehen. Verstärkt werden die negativen Auswirkungen der bereits ohnehin hohen Marktkonzentration auf den Wettbewerb in den Endkundenmärkten in Österreich durch die Verflechtungen innerhalb der Strombranche. Ein unabhängiges Agieren der Unternehmen kann dadurch durch Konkurrenten unterbunden werden (z.B. beim Verbund durch die Beteiligungen der Wienenergie, EVN und TIWAG).

Konzentration im österreichischen Strommarkt

In den letzten Jahren ist es nur zu kleineren Zusammenschlüssen in Österreich gekommen, weshalb sich die Konzentrationsmaße nur geringfügig verändert haben. Größere Änderungen gab es im Rahmen des geplanten Zusammenschlusses zur Energie Austria. Die Umsetzung des bereits genehmigten Zusammenschlusses verzögert sich weiterhin. Die derzeitige Umsetzung sieht jedoch gegenüber dem bereits durch die EU-Kommission genehmigten Zusammenschluss vor, dass der Verbund an den Vertriebstöchtern der EnergieAllianz mit 33,3 % beteiligt wird. Die Energie AG und die Linz AG haben sich Ende April aus der EnergieAllianz zurückgezogen, wobei für die Abwicklung der bestehenden Geschäfte eine Übergangsfrist bis Ende September vorgesehen ist.

⁴⁰ Die EU-Kommission ist in ihren Entscheidungen bei der räumlichen Marktabgrenzung der Endkundenmärkte im Zuge von Zusammenschlüssen von einem nationalen Markt ausgegangen. Die Branchenuntersuchung der BWB hat ergeben, dass die geographische Abgrenzung einzelner sachlich relevanter Märkte sogar noch enger gezogen werden kann.

⁴¹ Eine marktbeherrschende Stellung wird vermutet, wenn CR 1 > 33,3 %, CR 2 > 50 %, CR 3 > 66,7 % ist.

⁴² In der Literatur wird davon ausgegangen, dass ein Markt mit einem HH-Index von 1.800 und darüber stark konzentriert ist.

→ Marktanteile im österreichischen Strommarkt – Gesamtabgabe an Endkunden (2005)

Tabelle 11

	EnergieAllianz (inkl. Linz AG und Energie AG)	EnergieAllianz (ohne Linz AG und Energie AG)	Energie Austria (ohne Linz AG und Energie AG)
EnergieAllianz	49,1 %	30,3 %	32,9 %
Energie AG		15,5 %	15,5 %
Linz Strom		3,3 %	3,3 %
Verbund	2,6 %	2,6 %	
Salzburg AG	6,1 %	6,1 %	6,1 %
Steweaq-Steg	14,0 %	14,0 %	14,0 %
KELAG	6,0 %	6,0 %	6,0 %
IKB	1,3 %	1,3 %	1,3 %
VKW	4,2 %	4,2 %	4,2 %
TIWAG	6,0 %	6,0 %	6,0 %
Wels Strom	0,7 %	0,7 %	0,7 %
Energie Graz	1,5 %	1,5 %	1,5 %
APC	5,2 %	5,2 %	5,2 %

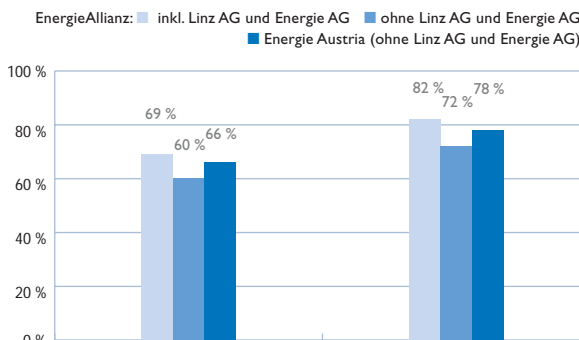
Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, Berechnungen E-Control

In den nachfolgenden Abbildungen sowie in Tabelle 11 sind die Veränderungen der Konzentrationsmaße dargestellt.

Abbildung 14 zeigt die Veränderung der Konzentrationsrate⁴³ der drei bzw. fünf größten Unternehmen am Endkundenmarkt. Durch den Ausstieg der Energie AG und der Linz AG verringern sich die Konzentrationsraten zwar leicht, liegen bei CR 3 mit 60 % aber nur gering unter dem Schwellenwert von 66,7 %, der für einen stark konzentrierten Markt spricht. Sollte der Zusammenschluss zur Energie Austria (Verbund und EnergieAllianz ohne Energie AG und Linz AG) durchgeführt werden, erhöht sich die Konzentrationsrate wieder deutlich. Die Verringerung der Marktkonzentration im Endkundenmarkt und der eventuell zu erwartende Anstieg des Wettbewerbs aufgrund der größeren Anzahl von unabhängigen Unternehmen (Austritt der Energie AG und der Linz AG) kann positiv auf den Endkundenmarkt wirken. Diese mögliche positive Entwicklung wird jedoch durch den Zusammenschluss zur Energie Austria wieder kompensiert.

→ Konzentration im österreichischen Strommarkt – CR3 und CR5

Abb. 14



Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, Berechnungen E-Control

Eine ähnliche Entwicklung wie die Konzentrationsrate zeigt auch der HH-Index⁴⁴. Durch den Ausstieg der Energie AG und der Linz AG kommt es zu einem deutlichen Rückgang des HH-Index auf einen Wert unter 1.800. Trotzdem kann von einem konzentrierten Markt ausgegangen werden. Bei der Umsetzung des Zusammenschlusses zur Energie Austria erhöht sich der HH-Index jedoch wieder über den

⁴³ Die Konzentrationsrate wird durch die Summierung der n größten Unternehmen ermittelt.

⁴⁴ Beim HH-Index werden die einzelnen Marktanteile quadriert und anschließend summiert.

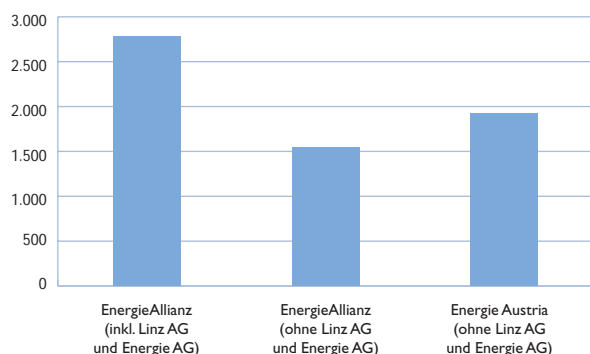
Schwellenwert von 1.800. Der Anstieg fällt jedoch aufgrund der Berechnungsart nicht so stark aus wie bei der Konzentrationsrate. Zurückzuführen ist dies auf die Berechnungsmethode. Der HH-Index gewichtet größere Marktanteile stärker als die Konzentrationsrate. Dadurch wird die relative Verteilung und Größe der einzelnen Unternehmen, die auf den jeweiligen Märkten tätig sind, berücksichtigt.

Aufgrund der geringen Fusionsaktivitäten in den vergangenen Jahren sowie des Austritts

der Energie AG und der Linz AG aus der EnergieAllianz sinken die Konzentrationsmaße auch in den einzelnen sachlich relevanten Märkten. Abbildung 16 zeigt die Veränderung auf Basis der Daten 2001⁴⁵ und der möglichen Umsetzung der Energie Austria. Die stärksten Rückgänge sind dabei in den Endkundenmärkten zu beobachten. Grund dafür ist, dass der Verbund erst seit Juli 2005 im Markt der Belieferung von Kleinkunden (hier gleichgesetzt mit Tarifabnehmer) vertreten ist und die Energie AG und Linz AG gemeinsam zu den größeren Lieferanten für Tarifabnehmer zählen. Der Rückgang im Erzeugungsbereich ist etwas geringer, da die Marktanteile im Erzeugungsbereich der beiden aus der EnergieAllianz ausgetretenen Unternehmen geringer sind. Trotzdem liegt der HH-Index in den Märkten Erzeugung und Belieferung von Sonderabnehmern deutlich über dem Schwellenwert von 1.800 (stark konzentrierter Markt). Auch im sachlich relevanten Markt der Belieferung von Tarifabnehmern liegt der Wert nur knapp darunter. Trotz des Rückgangs der Werte des HH-Index kann weiterhin von stark konzentrierten Märkten ausgegangen werden. Ähnliches gilt für die Entwicklung der Konzentrationsrate (CR 5). Auch hier ist ein Rückgang, wenn auch nicht so stark wie beim HH-Index, zu beobachten.

→ **Konzentration im österreichischen Strommarkt – HH-Index**

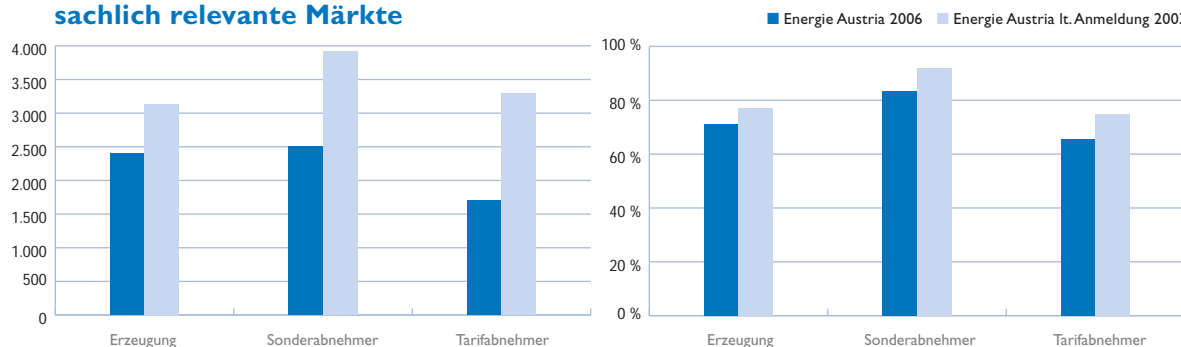
Abb. 15



Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, Berechnungen E-Control

→ **Konzentration im österreichischen Strommarkt – getrennte sachlich relevante Märkte**

Abb. 16



Quelle: E-Control

⁴⁵ Da der E-Control nicht die aktuellen Marktanteile der Lieferanten nach einzelnen sachlich relevanten Märkten vorliegen und die Regulierungsbehörde keine rechtlichen Möglichkeiten hat, die Daten aufgeschlüsselt abzufragen, basieren nachfolgende Marktanteilsberechnungen auf den Daten von 2001.

In Deutschland liegt der HH-Index im Erzeugungsmarkt mit rund 1.900 unter dem österreichischen Wert (unter Berücksichtigung der Umsetzung der Energie Austria), der Marktanteil der vier größten Erzeugungsunternehmen (RWE, E.ON, Vattenfall, EnBW) jedoch über der Konzentrationsrate der vier größten österreichischen Erzeugungsunternehmen. Während der österreichische Erzeugungsmarkt nach der Umsetzung der Energie Austria von den beteiligten Unternehmen dominiert wird (dadurch der hohe Wert beim HH-Index), verteilen sich die Marktanteile in Deutschland auf die vier größten Unternehmen.

Integration der Strommärkte

Die Evaluierung der gegenwärtigen Struktur und die Entwicklung der Handelsströme gibt Informationen darüber, wie stark einzelne Märkte miteinander integriert sind. Mit den aggregierten Handelsströmen in die Region (little in from outside – LIFO) bzw. aus der Region (little out from inside – LOFI) werden die Marktgrenzen bestimmt. Dabei wird der Markt so weit ausgeweitet, bis sich beide Handelsströme unterhalb einer bestimmten Grenze befinden – normalerweise liegt diese bei 10 % der gesamten Abgabe. Hier wird berücksichtigt, dass in Entscheidungen zu überregionalen Lieferungen bereits Informationen über Preise, Güter, Angebots- und Nachfrageverhalten in den jeweiligen Regionen miteinbezogen wurden. Ziel des Elzinga-Hogarty-Tests ist die Überprüfung der geographischen Grenzen.

Nachfolgende Tabelle zeigt die kumulierten Marktanteile der Unternehmen für das Jahr 2003, die in das jeweilige Netzgebiet liefern. Alle Werte liegen – z.T. sogar deutlich – unter dem Grenzwert von 10 %. Dies spricht somit für eine sehr enge Abgrenzung (Netzgebiet) für

die Kundensegmente auf der Netzebene 7 und somit für einen geringen Integrationsgrad der einzelnen Märkte innerhalb Österreichs.

→ LIFO – Netzebene 7

Tabelle 12

Energilieferant A	4,70 %
Energilieferant B	6,75 %
Energilieferant C	7,06 %
Energilieferant D	1,14 %
Energilieferant E	7,29 %
Energilieferant F	8,25 %
Energilieferant G	9,53 %
Energilieferant H	3,13 %
Energilieferant I	7,38 %

Quelle: E-Control

Die enge Marktabgrenzung auf das Netzgebiet für die Kundensegmente auf der Netzebene 7 wird auch durch die Ergebnisse der Handelsströme aus dem angestammten Markt (Netzgebiet der Unternehmen) bekräftigt. Jedes der betrachteten Unternehmen liefert deutlich weniger als 10 % der gesamten Abgabe an Kunden auf der Netzebene 7 in andere Netzgebiete. Selbst Energilieferanten, die in fast allen Netzgebieten im Haushalts- und Gewerbekundensegment die günstigsten Lieferanten sind, liefern nur rd. 5 % der gesamten Abgabemenge an Kunden außerhalb ihres angestammten Netzgebietes.

→ LOFI – Netzebene 7

Tabelle 13

Energilieferant A	1,20 %
Energilieferant B	5,47 %
Energilieferant C	0,70 %
Energilieferant D	0,41 %
Energilieferant E	3,83 %

Quelle: E-Control



Wie auf Netzebene 7 sind die Handelsströme aus den einzelnen angestammten Versorgungsgebieten auch bei Kunden auf der Netzebene 6 gering (Tabelle 14). Das heißt, selbst größere Abnehmergruppen werden regional übergreifend nicht in größerem Ausmaß beliefert.

→ LOFI – Netzebene 6

Tabelle 14

Ergielieferant A	3,69 %
Ergielieferant B	0,00 %
Ergielieferant C	7,16 %
Ergielieferant D	7,60 %
Ergielieferant E	0,27 %

Quelle: E-Control

Die Betrachtung der Handelsströme bezieht sich ausschließlich auf den österreichischen Markt – respektive auf den Austausch zwischen den einzelnen Verteilernetzbereichen. Die Werte zeigen deutlich, dass selbst bei gleichen Rahmenbedingungen nicht von einem einheitlichen österreichischen Markt gesprochen werden kann. Die geringen Werte innerhalb Österreichs sprechen auch dafür, dass es mit anderen Endkundenmärkten (z.B. Deutschland, Italien) keine Integration gegeben hat. Dafür spricht auch die Tatsache, dass in Österreich mit Ausnahme der APC – und hier nur im Großkundenmarkt – kein ausländischer Lieferant am Endkundenmarkt vertreten ist. Von einem regionalen Markt, der weiter als national ist, kann somit nicht gesprochen werden.

→ Überblick über die österreichische Erdgaswirtschaft

Der Gesamtgasverbrauch in Österreich betrug im Jahr 2005 rd. 9,1 Mrd. m³, was einen Anstieg von rd. 5,6 % gegenüber 2004 bedeutet. Rund 80 % der verbrauchten Erdgasmenge wird importiert, knapp 20 % in Österreich gefördert. Die Bundesländer mit dem höchsten Gasverbrauch sind Oberösterreich, Wien und Niederösterreich, auf die etwa drei Viertel der Gesamtmenge entfallen (Daten 2004). In der Steiermark werden rd. 13 %, in den übrigen Bundesländern zwischen 2 % und 4 % des gesamten Erdgases verbraucht. Insgesamt gab es Ende 2005 rd. 1,3 Mio. Endverbraucher von Erdgas.

In Österreich wurde mit 1. Oktober 2002 das Bilanzgruppenmodell für die Umsetzung der Binnenmarkttrichtlinie gewählt. Mitte 2006 gibt es in der Regelzone Ost 16 Netzbetreiber und neun kommerzielle Bilanzgruppenverantwortliche⁴⁶. Weiters gibt es in der Regelzone Ost 30 registrierte Lieferanten (Versorger). Darunter sind beispielsweise kleine Gashändler oder lokale Weiterverteiler (z.B. Stadtwerke), die sich aus Kostengründen einer bestehenden Bilanzgruppe angeschlossen haben. In den Regelzonen Tirol und Vorarlberg gibt es insgesamt drei kommerzielle Bilanzgruppenverantwortliche, fünf Netzbetreiber und sechs registrierte Lieferanten (Versorger).⁴⁷

⁴⁶ www.agcs.at

⁴⁷ www.aundb.at

Österreich ist in drei Regelzonen⁴⁸ unterteilt, die innerhalb Österreichs leistungstechnisch nicht miteinander verbunden sind: Regelzone Ost, Regelzone Tirol und Regelzone Vorarlberg. Der Verbrauchsschwerpunkt liegt in der Regelzone Ost (knapp 95 % des gesamten Erdgasverbrauchs 2005). Die Regelzone Ost umfasst die Netzbereiche⁴⁹ Wien, Nieder- und Oberösterreich, Burgenland, Steiermark, Kärnten und Salzburg. Die Endverbraucher in der Regelzone Ost werden zu einem großen Teil aus Transitleitungen versorgt. Über den Knotenpunkt Baumgarten werden Gasmengen aus Russland hauptsächlich nach Italien (TAG Pipeline) und Deutschland (WAG Pipeline) transportiert, wobei ein Teil dieser Leitungskapazität für die Inlandsversorgung reserviert wird. Weitere Transitleitungen sind die HAG (Richtung Ungarn), die SOL (Richtung Slowenien) und die Penta West (Verbindung Oberkappel/Burghausen, Deutschland). Die Regelzone Ost verfügt zudem über Speicherkapazitäten und Produktionsstätten.

Die Regelzonen Tirol und die Regelzone Vorarlberg sind derzeit nur über das Netz der E.ON Ruhrgas und Bayerngas/Gasversorgung Süddeutschland von Deutschland aus erreichbar und verfügen über keine Erdgasproduktionsstätten oder Erdgasspeicher. Deshalb sind diese geographisch abgeschotteten Märkte getrennt von der Regelzone Ost (alle übrigen Bundesländer) zu betrachten. Im Unterschied zur Regelzone Ost verfügen Tirol und Vorarlberg auch über keine Transitleitungen. Lediglich die Schweiz und Liechtenstein werden über die durch Vorarlberg führende Pipeline teilweise versorgt.

Für den Zugang zu österreichischen Transportkapazitäten⁵⁰ bestand bisher ein duales System: Während der Zugang für jene Transporte, die der nationalen Versorgung dienen, reguliert ist, wurde der Zugang zu den Transitleitungen auf verhandelter Basis gewährt. Der Kompetenzbereich der E-Control als Regulierungsbehörde beschränkte sich für den Gasmarkt somit auf nationale Verteil- und Fernleitungen. Dies umfasste auch jenen Teil der Transitleitungen, der für nationale Versorgung genutzt wird (sog. „pipe-in-pipe“-System auf Transitleitungen).

Neuerungen beim Zugang zu Transitleitungen
Mit der Erdgasbinnenmarkttrichtlinie 2003/55/EG wurde die bisher unterschiedliche rechtliche Betrachtung von nationalen Erdgasleitungen und Fernleitungen für grenzüberschreitende Transporte (Transitleitungen) aufgehoben. Gleichzeitig schreibt die Richtlinie 2003/55/EG ein reguliertes System für den Zugang zu Transitleitungen vor. In näherer Ausführung der Bestimmungen der Richtlinie 2003/55/EG enthält die EU-Verordnung 1775/2005⁵¹ Vorgaben betreffend den Zugang zu Erdgasfernleitungen.

In der Novelle zum Gaswirtschaftsgesetz (GWG III)⁵² wurden die Vorgaben der Richtlinie 2003/55/EG im nationalen Recht konkretisiert und auch die Verordnung 1775/2005 berücksichtigt. Der Zugang zu österreichischen Transitleitungen hat nunmehr zu den von der E-Control Kommission genehmigten Allgemeinen Bedingungen und den Tarifberechnungsmethoden zu erfolgen. Die Transitunternehmen unterliegen dabei einem Kontrahierungszwang.

⁴⁸ Gemäß § 6 Z 42 GWG ist die Regelzone „die räumliche Gliederung des aus Fernleitungen und Verteilungen mit Leistungs- und Druckregelung bzw. Druckhaltung sowie aus daran angeschlossenen Speicheranlagen gebildeten Systems in geographische Gebiete unter Berücksichtigung der bestehenden Netzstrukturen soweit sie für die Inlandsversorgung bestimmt sind.“

⁴⁹ Gemäß § 6 Z 32 GWG ist der Netzbereich jener Teil des Netzes, für dessen Benutzung dieselben Tarifansätze gelten.

⁵⁰ GWG, BGBl I 148/2002

⁵¹ Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 des Europäischen Parlamentes und des Rates über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen, ABI L 289/vom 3.11.2005, Satz 1

⁵² Energie-Versorgungssicherheitsgesetz BGBl I/106/2006

Zur Erleichterung der Durchführung von Transiten sieht das GWG III in Analogie zum Inlandsbereich einen „one-stop-shop“ vor. Dabei kommt der OMV Gas GmbH bei der Beantwortung von Netzzugangsanträgen eine Koordinationsfunktion zu, wenn Netzbenutzer⁵³ mehrere Transitleitungen nutzen möchten. In Erfüllung dieser Koordinierungsfunktion hat die OMV Gas GmbH Netzzugangsanträge innerhalb von 14 Tagen zu beantworten, dem Netzbenutzer für den begehrten Transportweg die freien Leitungskapazitäten darzustellen, die entsprechenden Netznutzungsentgelte zu berechnen und die erforderlichen Vertragsunterlagen zu übermitteln.

Im Jahr 2005 wurden knapp 29 Mrd. m³ Erdgas durch nachfolgende Transitleitungen Österreichs transportiert (siehe auch Abbildung 17):

- Trans-Austria-Gasleitung (TAG) in Richtung Süden,
- West-Austria-Gasleitung (WAG) in Richtung Westen,
- March-Baumgarten-Gasleitung (MAB) in Richtung Nordost,
- Hungaria-Austria-Gasleitung (HAG) in Richtung Südost,
- Penta-West-Gasleitung (PW) in Richtung Westen und
- Süd-Ost-Leitung (SOL) in Richtung Süden.

→ Transit- und Fernleitungen in Österreich und Übergabepunkte

Abbildung 17



⁵³ Netzbenutzer ist gemäß § 6 Z 31 jede natürliche und juristische Person, die in das Netz einspeist oder daraus versorgt wird. Dazu zählen u.a. Lieferanten, Produzenten und Endkunden.

Die OMV Gas GmbH ist an allen Transitleitungen beteiligt – zu jeweils 100 % an Penta West (PW), MAB, HAG und SOL. An der Betreiber-gesellschaft der WAG und der BOG GmbH hält OMV Gas GmbH neben GdF (44 %) und E.ON Ruhrgas AG (5 %) einen Anteil von 51 %. An der TAG GmbH hat OMV Gas GmbH einen Anteil von 11 %, neben dem Mehrheitsgesellschafter ENI mit 89 %. Über die Aufteilung der Transportrechte auf den Transitleitungen liegen keine Informationen vor.

Zur effizienten Nutzung von Erdgasfernleitungen sind die Netzbenutzer verpflichtet, nicht genutzte kommittierte Transportkapazität über eine zentrale Handelsplattform Dritten zugänglich zu machen (sog. „use-it-or-sell-it“-Prinzip). Kommt der Netzbenutzer dieser Verpflichtung nicht nach, so sind die ungenutzten Transportkapazitäten von den Transitunternehmen Dritten zugänglich zu machen (sog. „use-it-or-lose-it“-Prinzip), es sei denn, dadurch würde gegen die Anforderungen bestehender Transportverträge verstoßen (siehe Kasten 2).

Ab 1. Jänner 2007 erfolgt der Erdgastransit zu den von der E-Control Kommission genehmigten Allgemeinen Bedingungen und Tarifberechnungsmethoden. Die Transitentgelte, die anhand der genehmigten Methoden zu berechnen sind, müssen dem Grundsatz der Kostenorientierung und der Nichtdiskriminierung entsprechen. Das GWG III legt dazu näher fest, dass die Kostenbasis, auf die die Methoden anzuwenden sind, die Vollkosten für den Betrieb, das Brenngas, das Linepackmanagement, die Instandhaltung, den Ausbau, die Verwaltung und die Vermarktung der Kapazitäten umfasst. Die Kapitalrendite soll im internationalen Vergleich angemessen sein und auch das Risiko entsprechend berücksichtigen. Die Methoden müssen so gestaltet sein, dass sie den effizienten Gashandel und Wettbewerb erleichtern, Quersubventionen zwischen Netzbenutzern vermeiden und die Lebensfähigkeit der Netze durch Investitionen ermöglichen.

→ Sekundärmarkt für Transportkapazitäten

Kasten 2

Aufgrund des stetig steigenden Bedarfs an Erdgas in Europa stoßen einige Erdgasfernleitungen an ihre Kapazitätsgrenze. Oft sind die Leitungen jedoch physisch nicht voll ausgelastet, sondern lediglich über langfristige Verträge der etablierten Gaslieferanten vertraglich zugesichert. Mangels freier Leitungskapazitäten ist es daher für neue Gasanbieter kaum möglich, einen Netzzugang zu erhalten. Dazu kommt, dass im Zuge der Sektorenuntersuchung der EU-Kommission festgestellt wurde, dass ein Handel von Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt mangels Transparenz überwiegend nur zwischen den etablierten Gaslieferanten erfolgt.

Zur effizienteren Nutzung von Transitleitungen hat sich der österreichische Gesetzgeber unter Berücksichtigung der Ausführungen in der EU-Verordnung 1775/2005 dazu entschlossen, jene Netzbenutzer, die ihre vertraglich vereinbarte Kapazität nicht nutzen, dazu zu verpflichten, diese auf dem Sekundärmarkt anderen interessierten Netzbenutzern anzubieten (sog. „use-it-or-sell-it“-Prinzip, UIOSI). Dies hat laut § 31e Abs 7 GWG über eine zentrale Handelsplattform im Internet zu geschehen.

Das UIOSI-Prinzip ist eine Vorstufe zum „use-it-or-lose-it“-Prinzip. Kommt der Netzbenutzer seiner Verpflichtung nicht nach, so ist die nicht genutzte kommittierte Kapazität vom Fernleitungsunternehmen Dritten zugänglich zu machen.

Die oben angeführten Prinzipien und die Schaffung eines Sekundärmarktes für Kapazitäten in Form der zentralen Handelsplattform sollen die Liquidität der Kapazitäten verbessern. Diese Bestimmungen sind gerade vor dem Hintergrund der Vollendung des europäischen Erdgasbinnenmarktes ein wichtiges Thema und sollen helfen, vertraglich bedingte Netzengpässe zu vermeiden.



Über Aufforderung der E-Control Kommission sind die Tarifberechnungsmethoden abzuändern oder neu zu erstellen. Die Methoden sind dann zu genehmigen, wenn die Vorgaben des § 3 I h Abs. I erfüllt sind und die aus den Methoden resultierenden Transitentgelte nicht wesentlich über dem Durchschnitt veröffentlichter Transitentgelte für vergleichbare Leitungssysteme in der Europäischen Union liegen. Es ist daher von den Transitunternehmen gemeinsam mit den zu genehmigenden Methoden auch ein Tarifbenchmarking der E-Control Kommission vorzulegen. Die Transitunternehmen haben die Methoden auf ihrer Homepage zu veröffentlichen.

Die EU-Verordnung 1775/2005 legt bestimmte Veröffentlichungspflichten für Transitunternehmen fest. So müssen ab 1. Juli 2006 genaue Angaben zur Kapazitätssituation und detaillierte Informationen zu den angebotenen Dienstleistungen veröffentlicht werden.

Der Übergang vom vormals verhandelten Zugang zu Transitleitungen zum Regime des regulierten Zugangs kann als ein wichtiger Schritt zu einem transparenten und diskriminierungsfreien Markt angesehen werden. Wichtig ist jedoch in diesem Zusammenhang vor allem die Überwachung der Einhaltung der Veröffentlichungspflichten gemäß der EU-Verordnung 1775/2005.

→ Darstellung der relevanten Erdgasmärkte

Aufgrund von Beschwerden von Gaskunden über massive Preissteigerungen wurde im Jahr 2005 von der Bundeswettbewerbsbehörde eine Untersuchung des österreichischen Gasmarktes gemäß § 2 Abs. 1 Z 3 Wettbewerbsgesetz (BGBl I Nr. 62/2002) – initiiert durch den Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit – durchgeführt, bei der die E-Control unterstützend mitgearbeitet

hat. Im Rahmen dieser Branchenuntersuchung hat die Bundeswettbewerbsbehörde zahlreiche Auskunftsverlangen an verschiedene Gruppen von Marktteilnehmern gerichtet, um sich ein umfassendes Bild über Struktur und Funktionsweise der Märkte sowie das Marktgeschehen und das Verhalten der einzelnen Marktteilnehmer zu verschaffen. Die Auswertung dieser Daten⁵⁴ ermöglichte eine erstmalige sachliche und räumliche Marktabgrenzung für den österreichischen Gasmarkt.

Im Rahmen der von der BWB und der E-Control durchgeführten Branchenuntersuchung Gas wurden folgende relevante Gasmärkte festgestellt:

- Zweistufiger Gasgroßhandel
 - (europäischer) Gasgroßhandel
 - Zwischenhandel (Belieferung großer Weiterverteiler)
- Belieferung lokaler Weiterverteiler (z.B. Stadtwerke) mit Erdgas
- Belieferung von Kraftwerken mit Erdgas
- Belieferung von Endverbrauchern mit Erdgas
 - Belieferung von Großkunden ab 500.000 m³ Jahresverbrauch
 - Belieferung von Kleinkunden bis 500.000 m³ Jahresverbrauch

Daneben wurde mit der Einführung des Bilanzgruppenmodells ein Ausgleichsenergiemarkt geschaffen. Mit der Marktöffnung hat sich auch ein Speichermarkt entwickelt, auf dem kurzfristige und saisonale Speicherprodukte angeboten werden. Transport und Verteilung bleiben Monopolmärkte. Für die Preisregulierung für Transite und den Inlandstransport auf diesen Märkten sind die nationalen Regulierungsbehörden zuständig. Tabelle 15 gibt einen Überblick über die sachlich und räumlich relevanten Märkte (außer Transport und Verteilung).

⁵⁴ Zur Methodik der Marktabgrenzung vgl. Bundeswettbewerbsbehörde: Allgemeine Untersuchung der österreichischen Gaswirtschaft, BWB (2005)

→ Relevante Märkte in der österreichischen Gaswirtschaft

Tabelle 15

sachlich relevanter Markt	Produkt	Räumlich relevanter Markt
Gasgroßhandel	Großvolumige, langfristige Gaslieferungen mit geringer Abnahmeflexibilität, Verrechnung in Fremdwährung	weiter als Regelzonen
Zwischenhandel/Belieferung von großen Weiterverteilern	Langfristige Gaslieferungen mit geringer Abnahmeflexibilität aus diversifizierten Gasbezügen, Verrechnung in nationaler Währung	Regelzonen
	Kurzfristige Gaslieferungen mit Fixpreisen ohne Flexibilität, Verrechnung in nationaler Währung	weiter als Regelzonen
Speichermarkt	saisonale Ein- und Ausspeicherung sowie Lagerung von Gas in Untertagespeichern	Regelzonen
	kurzfristige, flexible Ein- und Ausspeicherung sowie Lagerung von Gas in Untertagespeichern	Regelzonen
Ausgleichsenergiemarkt	Stündliche Bereitstellung/Abnahme von Gasmengen zum Ausgleich von Prognosefehlern	Regelzonen
Belieferung von lokalen Weiterverteilern	Strukturierte Gaslieferungen, enthalten Ausgleichsenergiekosten und Speicherkosten	Regelzonen
Endkunden Kleinkunden	Strukturierte Gaslieferungen an Kleinkunden bis 100.000 m³ , nicht gemessener Jahresverbrauch, sprungfixe Preisanpassung, Kurzfristige Verträge	enger als Regelzonen
	Strukturierte Gaslieferungen an Kleinkunden von 100.000 bis 500.000 m³ , gemessener Jahresverbrauch, Preisanpassung über Preisgleitklauseln oder Fixpreisverträge, Kurzfristige Verträge	
Großkunden	Gaslieferungen an Industriekunden ab 500.000 m ³ gemessener Jahresverbrauch, i.d.R. kurz- bis mittelfristige Verträge	Regelzonen
	Gaslieferungen an Kraftwerke , i.d.R. langfristige Verträge	Regelzonen



→ Gasgroßhandel

Der Gasgroßhandel findet auf zwei Stufen statt:

1. Handel zwischen Gasproduzenten und Gasgroßhändlern (sog. Ferngasgesellschaften) auf europäischer Ebene,
2. Belieferung großer Weiterverteiler auf nationaler Ebene.

Handel zwischen Gasproduzenten und Gasgroßhändlern

Der Handel zwischen Gasproduzenten und Gasgroßhändlern findet zum Großteil auf der Basis langfristiger Take-or-Pay-Verträge statt, deren Charakteristik in den 60er Jahren mit dem Beginn des europäischen Gashandels entwickelt wurde und den Besonderheiten des Aufbaus einer europäischen Transportinfrastruktur angepasst war.⁵⁵ Bisher werden nur geringe Mengen auf kurzfristiger Basis an sog. Hubs (Knotenpunkt in Gas-transportssystemen) gehandelt.

Der Gasgroßhandelsmarkt wird aufgrund unterschiedlicher Handelsprodukte und der – bedingt durch hohe Transportkosten – eingeschränkten Austauschmöglichkeiten in die regionalen Märkte (nord-)amerikanischer, europäischer und asiatischer/pazifischer Markt unterschieden.⁵⁶ Ob auch eine engere Marktabgrenzung vor allem für den europäischen Markt angenommen werden kann, wurde bisher noch nicht ausführlich untersucht. Die EU-Kommission geht in mehreren Entscheidungen zu Unternehmenszusammenschlüssen davon aus, dass die sachlich relevanten Märkte Produktion und der Handel dieser Produktionsmengen mindestens EU-weit einschließlich von Russland und Algerien abzugrenzen ist.⁵⁷

Rund 80 % des Erdgases wird in Europa von der Produktion bis zu den nationalen Märkten ausschließlich über Transportleitungen geliefert. Die restliche Menge wird als Liquefied Natural Gas

über LNG-Terminals (vor allem in Italien, Spanien und Frankreich), in denen das verflüssigte Erdgas wieder in gasförmigen Zustand umgewandelt wird, in das europäische Gasnetz eingespeist.

Die Gaslieferungen nach Europa kommen vor allem aus Russland (rd. 60 % der gesamten Importe nach Europa) und Algerien (rd. 24 %).⁵⁸ Daneben sind Libyen und Nigeria als kleinere Anbieterländer zu nennen. Gaslieferungen aus Russland erfolgen über Pipelines, Lieferungen aus Algerien zu knapp einem Drittel auch als LNG.⁵⁸ Russland exportiert rd. 25 % seiner gesamten Produktion in europäische Länder⁵⁸. Bisher gibt es keine Transportverbindungen von Russland zu anderen Absatzmärkten. Die Gasförderung Algeriens wird zu 70 % nach Europa geliefert. Die Exporte aus diesen Ländern werden zumeist von einem Unternehmen (Gazprom über Exportorganisationen wie Gazexport in Russland, Sonatrach in Algerien) durchgeführt, das über das Exportmonopol verfügt. Bemerkenswert ist die Annäherung zwischen Gazexport und Sonatrach. Gazprom und Sonatrach haben ein „Memorandum of Understanding“⁵⁹ unterzeichnet. Dieses Dokument sieht unter anderem die Bildung eines russisch-algerischen koordinierenden Energiekomitees sowie von ständigen gemeinsamen Arbeitsgruppen vor. Die Kooperation soll alle Ebenen von der Erschließung und Förderung über LNG-Projekte bis hin zum Vertrieb in Algerien, Russland und Drittstaaten umfassen.

Innerhalb Europas sind die Niederlande und Norwegen bedeutende Anbieter, die größere Mengen als z.B. Algerien in europäische Länder liefern. Sie weisen jedoch eine deutlich geringere Verhältniszahl von Reserven zu Produktion auf, sodass zu erwarten ist, dass die Bedeutung dieser (hochpreisigen) Anbieter in den nächsten Jahrzehnten abnehmen könnte. Mit der Auflösung des norwegischen Verkaufkartells GFU, das nicht mit den EG-Wettbewerbsregeln konform

⁵⁵ Auch in anderen Energiemärkten dominieren langfristige Lieferverträge (Öl, Kohle, Uran), die aber eine deutlich größere Flexibilität bezüglich der Abnahmemengen und Preisrevisionen vorsehen. Zudem enthalten diese Verträge Preisgleitklauseln, die an die Preise der jeweiligen Energieträger angelehnt sind. Vgl. z.B. Doug Wood, EFET: „Pricing in traded markets: Forward curves and financial products“ auf IEA Workshop, http://www.iea.org/textbase/workshopdetail.asp?WS_ID=223

⁵⁶ Vgl. IEA (2006), Natural Gas Market Review 2006, Paris

⁵⁷ Vgl. EU-Kommission, IV/M.1383 – Exxon/Mobil, Rz 19 ; Comp./M.3086, GdF/Preussag Energie, Rz 10; eine Überprüfung dieser Annahme steht noch aus. Die EU-Kommission weist in Merger Case Nr. IV/M.1573 darauf hin, dass die Marktabgrenzung enger sein kann, z.B. gibt es in Deutschland (wie auch in Österreich) keine Gaslieferungen aus Algerien (Rz 15).

⁵⁸ Vgl. BP Statistical Review of World Energy 2006, S.30

⁵⁹ www.energate.de

war, erfolgt der Abschluss neuer Verträge nun direkt mit den verschiedenen norwegischen Gasproduzenten. Niederländische Gasexporte werden von Gasunie Trade & Supply (ab 1. September 2006 GasTerra) abgewickelt.

Die größten Importländer in der EU sind Deutschland (Nettoimporte rund 75 Mrd. m³ in 2005), Italien (Importe rund 73 Mrd. m³ in 2005), Frankreich (49 Mrd. m³ in 2005) und Spanien (33 Mrd. m³ in 2005)⁶⁰. Daneben wird erwartet, dass mit dem deutlichen Rückgang der Gasförderung⁶¹ in Großbritannien die britische Nachfrage auf dem europäischen Großhandelsmarkt ansteigt. Der Import nach Europa wird von vertikal integrierten Gasgroßhändlern wie z.B. E.ON Ruhrgas AG, GdF oder ENI durchgeführt, die neben Gashandel auch Transportleitungen und Speicher betreiben sowie zum Teil auch in der Produktion tätig sind.

Nach Österreich wurden 2005 8,7 Mrd. m³ Erdgas importiert, davon 78 % aus Russland, 13 % aus Deutschland und rd. 9 % aus Norwegen. Langfristige Bezugsverträge mit den ausländischen Produzenten (Gazprom bzw. GWH, norwegische Gasproduzenten) hatte 2005 in Österreich nur die OMV Gas GmbH. Die Vertragsbeziehungen wurden bereits in den 60er Jahren zwischen OMV und den Produzenten aufgebaut und kontinuierlich weiterentwickelt. Die Vertragsmengen wurden für die Belieferung der jeweiligen Landesferngasgesellschaften importiert und in sog. Back-to-Back-Verträgen, die die Importverträge widerspiegeln, weiterverkauft.

Mit dem EconGas-Zusammenschluss im Jahr 2002, bei dem die Landesferngasgesellschaften Wienenergie, EVN, BEGAS, Linz Gas und OÖFG sowie OMV Gas GmbH ein gemeinsames Handels- und Großkundenunternehmen

gegründet haben, und der Marktöffnung ist eine Neuordnung der Importsituation notwendig geworden. Zudem ist es der OMV Gas aufgrund der Entflechtungsbestimmungen der Erdgasbinnenmarkttrichtlinie 2003/55/EG bzw. des GWG nicht gestattet, als (Fernleitungs-)Netzbetreiber Handelsgeschäfte durchzuführen. Der Rückzug der OMV Gas aus dem Handelsgeschäft und dem europäischen Großhandelsmarkt ist eine Konsequenz aus dem EconGas-Zusammenschluss und den rechtlichen Vorschriften. Andererseits bedeutet dies den Verlust von Know-how vom europäischen Großhandelsmarkt, der vor allem die anderen österreichischen Unternehmen betrifft, die nicht in der EconGas organisiert sind. Unter anderem hat die OMV als Gasproduzent Informationen über die Gasförderkosten, die im europäischen Gashandel von Vorteil sein können.

Auch die inländischen Gasproduzenten OMV AG und RAG AG bieten ihre Produktionsmengen im Gasgroßhandelsmarkt an. Die OMV Gas GmbH vermarktet die Inlandsproduktion der OMV AG. Der zweite österreichische Gasproduzent RAG AG vermarktet seine Produktion selbst und zum Teil über die RAG Beteiligungsgesellschaft (RAG BG) und ist damit auch als Gasgroßhändler anzusehen.

Gasstreit zwischen Ukraine und Russland
Wesentliche Bedeutung für die Entwicklung auf dem Großhandelsmarkt wird der Gasstreit zwischen der Ukraine (Naftgas) und Russland (Gazprom) über die Anhebung der Gaspreise auf Weltmarktniveau haben, der Anfang Jänner 2006 zu Lieferkürzungen von Seiten der Gazprom führte, um ihre Forderungen durchzusetzen. Die Ukraine wurde bislang – wie die anderen ehemaligen Ostblockstaaten – auf der Basis einjähriger Lieferverträge von der Gazprom beliefert.⁶²

⁶⁰ Vgl. BP Statistical Review of World Energy 2006, Tabellen Handelsströme, S. 30,

http://www.deutschebp.de/liveassets/bp_internet/germany/STAGING/home_assets/assets/deutsche_bp/broschueren/de_natural_gas_section_2006.pdf

⁶¹ Die Reserven/Produktions-Verhältniszahl beträgt 2005 in Großbritannien nur noch 6 Jahre, d.h. in 6 Jahren werden die Lagerstätten erschöpft sein und die Versorgung muss vor allem durch Importe sichergestellt werden. Vgl. BP Statistical Review of World Energy 2006, S. 22

⁶² Vgl. Dronnikov, Dimitri: Der russische Erdgasmarkt zwischen Monopol und Liberalisierung, Dissertation an der Universität zu Köln, 2005, S.58

Anfang Jänner 2006 reduzierte Gazprom die Lieferungen für zwei Tage, mit der Folge, dass zwischen Naftgas und Gazprom ein Kompromiss erreicht werden konnte: Naftgas schließt einen 5-Jahres-Liefervertrag mit RosUkrEnerg, einer Tochtergesellschaft der Gazprom und der österreichischen Raiffeisen Investment AG, ab, der eine Mischung von russischen Gaslieferungen mit einem hohem Preis (230 \$/1.000 m³) und zentralasiatischen Gaslieferungen (vor allem aus Turkmenistan) zu einem niedrigeren Preis (50 \$/1.000 m³) vorsieht. Insgesamt zahlt Naftgas damit einen Preis von 95 \$/1.000 m³. Im Gegenzug erhält Naftgas höhere Transitgebühren von Gazprom (1,60 statt 1,09 \$ pro 1.000 m³ und 100 km) für Gaslieferungen von Russland durch die Ukraine.

Von den Liefereinkürzungen waren die österreichischen Vertragspartner betroffen. Diese konnten jedoch durch Speicherentnahme ausgeglichen werden. Technische Probleme traten durch die Liefereinkürzungen nicht auf. Die Versorgungssicherheit österreichischer Kunden war zu keiner Zeit beeinträchtigt. Ob sich die kurzfristige Gasknappheit in den Gaspreisen am Central European Gas Hub widerspiegelte, ist nicht bekannt, da Preise nicht veröffentlicht sind. Auch in den anderen europäischen Ländern hat die kurzfristige Lieferkürzung der Gazprom zu keinen Versorgungsengpässen geführt. Die wesentliche Auswirkung der russischen Liefereinkürzungen ist eine verstärkte Diskussion

auf europäischer Ebene über die Versorgungssicherheit und die starke Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen durch den staatlichen Konzern Gazprom. Deren Anteil ist in Österreich mit 60 % an den gesamten Gasaufkommen im westeuropäischen Vergleich hoch. Dieser öffentlichen Diskussion über die Sicherheit der russischen Gaslieferungen, bei der sich die Importeure zurückhaltend gezeigt haben, wurde von Seiten der Gazprom mit öffentlichen Überlegungen zur Erschließung neuer Märkte (China über Bau von Transportleitungen, USA über LNG-Lieferungen) entgegnet. Bisher ist der europäische Gasmarkt der einzige Exportmarkt der Gazprom.

Pipeline- und LNG-Projekte, die neue Angebotsquellen ermöglichen, wie z.B. der Bau der Nabucco-Pipeline (bis 2011) und der Bau eines LNG-Terminals auf Krk an der kroatischen Küste⁶³, sind daher für die Reduzierung der Abhängigkeit von russischen Exporten von großer Bedeutung. Dies erhöht nicht nur die Versorgungssicherheit, sondern verbessert auch die Verhandlungsposition gegenüber der Gazexport und ihren Tochtergesellschaften beim Gaseinkauf. Trotzdem wird durch die bereits bestehenden langfristigen Verträge (und den dahinter stehenden Geschäftsbeziehungen) sowie durch die bestehende Transportinfrastruktur, deren Nutzung kostengünstiger als der Neubau eines Transportnetzes ist, die gegenseitige Abhängigkeit der russischen Gasindustrie und der europäischen Gaswirtschaft bestehen bleiben.⁶⁴

⁶³ E.ON Ruhrgas und die Adria LNG Study Company, bestehend aus OMV, Total, RWE, Transgas, INA und Geoplin, haben im September 2006 einen Kooperationsvertrag zur Vorbereitung des Baus eines LNG-Terminals an der Adria-Küste unterzeichnet und beschlossen, eine gemeinsame Machbarkeitsstudie für eine Wiederverdampfungsanlage zu erstellen. Die Machbarkeitsstudie und die so genannte Basic-Engineering-Studie sollen bis Ende 2008 abgeschlossen sein, so dass der LNG-Terminal Ende 2011 in Betrieb gehen kann. Die geplante Kapazität der Anlage beträgt jährlich rd. 10 Mrd. m³ Erdgas, das vorrangig für die Belieferung des kroatischen Marktes und weiterer Länder Süd- und Osteuropas vorgesehen ist. Vgl. www.energate.de

⁶⁴ Einige europäische Unternehmen streben daher eine engere Bindung an Gazprom an: E.ON Ruhrgas hat z.B. als einziges europäisches Unternehmen einen 5 %-Anteil an Gazprom und beteiligt sich sowohl an russischen Erdgasfeldern als auch am Bau neuer Transportleitungen. Wintershall, die mit Gazprom bereits gemeinsame Tochterunternehmen gegründet hat (z.B. Wingas), arbeitet im Endkundengeschäft und in der Gasförderung mit Gazprom zusammen. Verbundnetz Gas arbeitet auf technischer Ebene mit Gazprom zusammen. In Österreich baut die RAG AG in Kooperation mit Zarubeshgaz (Tochterunternehmen der Gazprom und der Wingas) einen großvolumigen Erdgasspeicher. Die OMV Gas hat einen Anteil von 24,9 % an dem Gaswarenhandelshaus in Wien, an dem Gazprom über seine Bank und die Tochtergesellschaft Centrex beteiligt ist. Das italienische Gasunternehmen ENI hat ebenfalls vor, mit Gazprom im Bereich der Förderung und des Verkaufs von Öl, Gas, LNG und Strom zu kooperieren. Zudem ist der gemeinsame Bau einer Gaspipeline durch die Türkei geplant (Blue Stream 2). Vgl. www.energate.de und Homepages der Unternehmen.

Belieferung großer Weiterverteiler

Die importierten Gasmengen werden an große Weiterverteiler weiterverkauft. Wesentliche Unterschiede zu dem auf dem europäischen Großhandelsmarkt gehandelten Produkt sind bei der Belieferung großer Weiterverteiler die geringeren Vertragsmengen, üblicherweise die Übernahme des Währungsrisikos durch den Großhändler und die Übernahme des Geschäftsrisikos beim Bezug von internationalen Gashändlern. Große Weiterverteiler beziehen jedoch wie Gasgroßhändler unstrukturierte Produkte und diversifizieren ihre Bezugsquellen. Die detaillierte Marktanalyse in der Branchenuntersuchung Gas hat ergeben, dass aufgrund der Marktgegebenheiten in Österreich dieser sachlich relevante Markt auf die jeweilige Regelzone zu beschränkt ist.⁶⁵

Im Markt für die Belieferung großer Weiterverteiler in der Regelzone Ost spielt die OMV Gas seit Beginn der Importe eine bedeutende Rolle als marktbeherrschendes Unternehmen: Nahezu 90 % der gesamten Mengen in diesem Markt wurden 2005 von der OMV Gas auf Basis langfristiger Verträge geliefert. Diese dominante Stellung resultiert aus der bisherigen Rolle der OMV als Generalimporteur für Österreich. Durch den EconGas-Zusammenschluss und das damit einhergehende Downstream-Engagement der OMV Gas hat diese Stellung an strategischer Bedeutung gewonnen: OMV Gas hat wesentlichen Einfluss auf die Kosten der Wettbewerber der EconGas.

Zu den großen Weiterverteilern sind die ehemaligen Landesferngasgesellschaften Steirische Gas Wärme und KELAG, EconGas als Joint Venture zwischen ehemaligen Landesferngasgesellschaften und OMV Gas, und andere neue Anbieter wie Terragas (gemeinsame Gesellschaft von Salzburg AG und E.ON Ruhrgas) und CE Oil and Gas

Trading zu zählen. Gleichbehandlung aller Kunden (d.h. gleiche Preise bei gleichen Kosten) durch die OMV Gas als marktbeherrschendes Unternehmen ist Voraussetzung für einen fairen Wettbewerb zwischen den großen Weiterverteilern. Es hat sich aber – auch im Rahmen der Branchenuntersuchung Gas – gezeigt, dass die Kontrolle dieser Gleichbehandlung aufgrund der Informationsasymmetrie schwer durchzuführen ist. Die Abschaffung der Bestimmungslandklauseln in den Langfristverträgen auf der Großhandelsstufe hat den Großhändlern (z.B. ENI) ermöglicht, auch außerhalb ihres bisherigen Absatzgebietes anzubieten. Dies ist bei der Belieferung großer Weiterverteiler in Österreich bisher nicht zu beobachten, sodass die bedeutende Stellung der OMV Gas weiterhin Bestand hat.

Kurzfristiger Gashandel an Gashubs

Ein Hub ist ein Knotenpunkt zwischen verschiedenen Transportleitungen, an dem Käufer und Verkäufer wie an einem Marktplatz handeln können. Zunächst wurden in den USA und Kanada solche Knotenpunkte der Transportleitungen als Hubs installiert. Der bekannteste Hub ist der Henry Hub in den USA (Louisiana), der als Erfüllungspunkt für Gas-Futures an der New York Mercantile Exchange genutzt wird. Inzwischen gibt es in den USA und Kanada 29 bzw. neun Gashubs.⁶⁶ Der Hubbetreiber schafft die Rahmenbedingungen für den Gashandel, ist aber selbst nicht in den Handel involviert. Daher sollte der Hubbetreiber idealerweise nicht mit dem Gashandelsbereich integriert sein.

Der Handel an einem Gashub bringt vor allem durch die Aufstellung eindeutiger Regelungen ein geringeres Handelsrisiko mit sich als der Flanschhandel (physischer Handel an den Verbindungspunkten zwischen Transportsystemen).

⁶⁵ Vgl. BWB (2005)

⁶⁶ Vortrag von Barbara Mariner-Volpe, Energy Information Administration: „Lessons learned from restructuring the U.S. Natural Gas Market“ beim IEA Workshop, 13. Juni 2005, http://www.iea.org/textbase/work/workshopdetail.asp?WS_ID=223

Idealerweise wird ein Standardliefervertrag (z.B. der EFET-Standardliefervertrag EFET Gas Master) verwendet, der es den Gashändlern aufgrund einheitlicher Vertragsklauseln erleichtert, die Verträge und damit die Gasmengen weiterzuverkaufen. Die Standardisierung reduziert das Handelsrisiko und damit die Markteintrittsbarrieren in den kurzfristigen Zwischenhandel.

In Europa entwickelte sich ein Hub als virtueller Handlungspunkt zuerst in Großbritannien, wo über den National Balancing Point (NBP) auch der Handel von Ausgleichsenergie stattfindet. Durch den Bau des Interconnectors zwischen Großbritannien und Belgien (Zeebrügge) wurden der Entwicklung des Zeebrügge Hubs Impulse gegeben. Vom Handelsvolumen und der Umschlagshäufigkeit der gehandelten Gasmengen her sind der Nationale Balancing Point und der Zeebrügge Hub die liquidesten Handelsplätze in Europa. Geringere Mengen werden am TTF im niederländischen Transportsystem, am PEG im französischen Transportsystem und der PSV im italienischen Transportsystem sowie am Central European Gas Hub Baumgarten gehandelt. Die Interaktion der Preisentwicklungen an den

jeweiligen Gashubs ist bisher bis auf den NBP und den Zeebrügge Hub gering, da die Kapazitätsengpässe innerhalb Europas die Austauschbarkeit der Gasmengen behindern.

Auch die OMV Gas GmbH hat eine Hubgesellschaft gegründet, die Central European Gas Hub GmbH (CEGH), die bis Oktober 2005 im Wesentlichen die Gasauktion im Rahmen des Gas Release Programms abgewickelt hat. Der Central European Gas Hub ist nach Angaben der Betreibergesellschaft ein virtueller Hub. Händler, die am Gashub Gas einkaufen, können es entweder durch die TAG nach Italien, durch die WAG nach Deutschland, durch die SOL nach Slowenien und Kroatien, durch die HAG nach Ungarn und in die Slowakei oder in die Regelzone transportieren. Der Gashub ist daher nicht nur ein Handlungspunkt, an dem österreichische Gashändler handeln können, sondern für eine Vielzahl von europäischen Gashändlern von Interesse. Dies zeigt auch die internationale Zusammensetzung der registrierten Gashändler am CEGH.⁶⁷ Vorteilhaft für die Entwicklung des Gashubs ist auch der Zugang zu Speicherkapazitäten (der OMV Gas GmbH).

⁶⁷ Vgl. www.cegh.at

Problematisch für die Entwicklung der Handelsaktivitäten ist die Dominanz nur einer physischen Gasquelle in Baumgarten: Im Gegensatz zu anderen Hubs wie den NBP und Zeebrügge, wo eine Vielzahl von Gasproduzenten Gasmen gen anbieten, ist am CEGH eine starke Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen gegeben. Eine weitere Diversifizierung der Bezugsquellen, z.B. durch den Bau der Nabucco-Pipeline, kann daher wichtige Impulse für die Entwicklung des Gashubs Baumgarten geben.

Seit Juli 2003 sind Handelsaktivitäten am Central European Gas Hub zu verzeichnen. Im Juli 2006 fand die 4. Versteigerung von Gasmen gen im Rahmen des Gas Release Programms der EconGas⁶⁸ statt. Dabei wurde eine Internet-Auktion vom Central European Gas Hub durchgeführt, bei der das Recht auf einen Liefervertrag mit EconGas versteigert wurde. 250 Mio. m³ wurden zu 25 Lots (je 10 Mio. m³ Jahresmenge) zu einem Fixpreis angeboten. Fünf Bieter aus Italien, den Niederlanden und Großbritannien haben den Zuschlag erhalten. Der Endpreis der Auktion ist nicht bekannt.⁶⁹ Insgesamt haben 27 Bieter aus acht Ländern teilgenommen. Zum ersten Mal seit Durch-

führung des Gas Release Programms erhielt kein österreichischer Gashändler den Zuschlag.

Seit Oktober 2005 hat der Central European Gas Hub sein Angebot an Dienstleistungen erweitert. Die Dienstleistungen umfassen nach Angaben des Central European Gas Hub⁷⁰:

- Title Tracking
die Protokollierung aller Mengen und Energieströme zwischen den Handelspartnern an festgelegten Handlungspunkten im Hub,
- Wheeling
die Durchführung des gesamten Matching-Prozesses im Bereich des Hubs und die Erstellung elektronischer Fahrpläne,
- No Notice Storage
den kurzfristigen Zugang zu Speicherleistungen (diese Dienstleistung steht jedoch ausschließlich den Speicherkunden der OMV Gas zur Verfügung).

Zudem wurde eine Kundenbefragung durchgeführt. Als Folge dessen soll im Oktober 2006 ein Online Electronic Bulletin Board eröffnet werden, auf dem Handelsprodukte angeboten werden können.

⁶⁸ Das Gas Release Programm ist eine Zusage aus dem EconGas-Zusammenschluss (Zusammenschluss OMV/EnergieAllianz/OÖF). Demnach ist EconGas verpflichtet, mindestens 250 Mio. m³ Erdgas am Knoten Baumgarten zur Versteigerung zu bringen (Mindestliquidität). Angeboten werden Jahresverträge mit Fixpreisen. Die Versteigerungspflicht der EconGas endet, wenn in Baumgarten ein funktionierender Erdgas-Hub installiert wurde.

⁶⁹ Der indikative Startpreis, den EconGas vor der Auktion bekannt gibt und der die Richtung für den tatsächlichen Startpreis anzeigen soll, lag zwischen 23 und 26 Euro/MWh (Vgl. www.cegh.at unter Gas Release Programm). Es ist daher davon auszugehen, dass der Endpreis zumindest über diesen Werten gelegen hat.

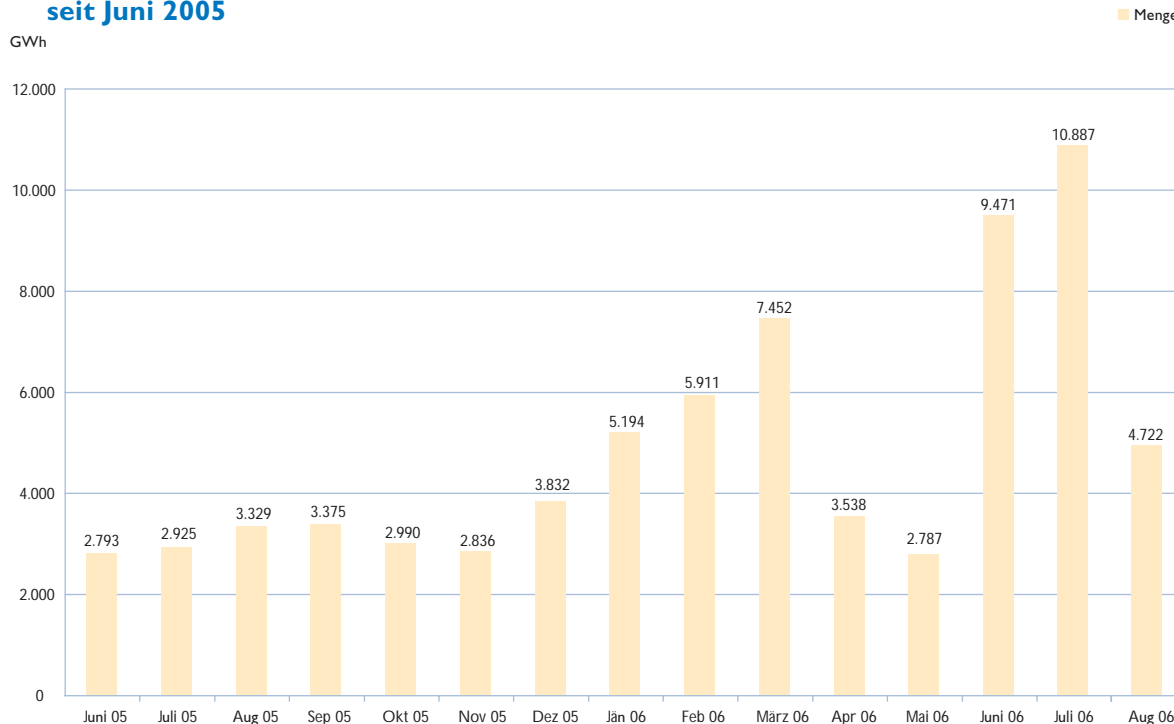
⁷⁰ Vgl. www.cegh.at unter CEGH Guide

Seit Mai 2005 werden die gehandelten Gas-mengen und die Anzahl der gemeldeten Händler der E-Control gemeldet und auf der Homepage des Central European Gas Hub veröffentlicht (www.cegh.at). Im Gasjahr 2005/2006 wurden insgesamt ca. 5,7 Mrd. m³/62.995 GWh Gas gehandelt (Title Tracking und Wheeling).

Im August 2006 waren 20 Gashändler aktiv am Gashub und weitere sechs registriert.⁷¹ Von den 20 aktiven Gashändlern waren sieben österreichische Unternehmen, darunter alle großen Weiterverteiler, fünf italienische, drei deutsche, zwei niederländische und jeweils ein Gashändler aus Frankreich, Dänemark und der Schweiz. Damit ist ein deutlicher Anstieg der Handelsaktivitäten seit Einrichtung des Central European Gas Hub zu verzeichnen.

→ Entwicklung der Handelsmengen am Central European Gas Hub seit Juni 2005

Abbildung 18



Quelle: E-Control, Daten OMV Gas

⁷¹ Vgl. www.cegh.at

LNG als zusätzliche Angebotsquelle

Etwas weniger als ein Viertel des gesamten produzierten LNG wird nach Europa geliefert. Abbildung 19 zeigt die Abnehmerstruktur in Europa. Den höchsten LNG-Anteil am Erdgasverbrauch in Europa verzeichnet Spanien. Großbritannien bezieht erst seit kurzem über neu errichtete LNG-Terminals.

In den kommenden zehn Jahren wird eine Verdreifachung der Übernahmekapazität in Europa auf etwa 200 Mrd. m³/Jahr erwartet. Für die Diversifizierung des österreichischen Erdgasbezugs evaluiert die OMV Gas GmbH gemeinsam mit weiteren Partnern die Errichtung eines Terminals in Kroatien. Aufgrund der steigenden Gaspreise und der technologischen Fortschritte bei der Prozesskette wird LNG zunehmend eine globale Energie-Option, die ähnlich wie beim flexiblen Transport von Öl aufgebaut sein kann. Die IEA geht bis 2030 von einer Versechsfachung der europäischen LNG-Importe aus, während in diesem Zeitraum eine Steigerung des Gesamterdgasverbrauchs von etwa 80 % prognostiziert wird. LNG würde damit etwa ein Viertel zur europäischen Aufbringung beitragen – im Vergleich zu etwa 7 % derzeit. Es zeigt sich, dass die aus technischer Sicht größere Flexibilität zur Lieferung des LNG in die Zielmärkte (Transport per Schiff) zu einer dynamischeren Entwicklung eines kurzfristigen Handels von Erdgas beitragen kann, als dies im leitungsgebundenen Sektor derzeit der Fall ist.

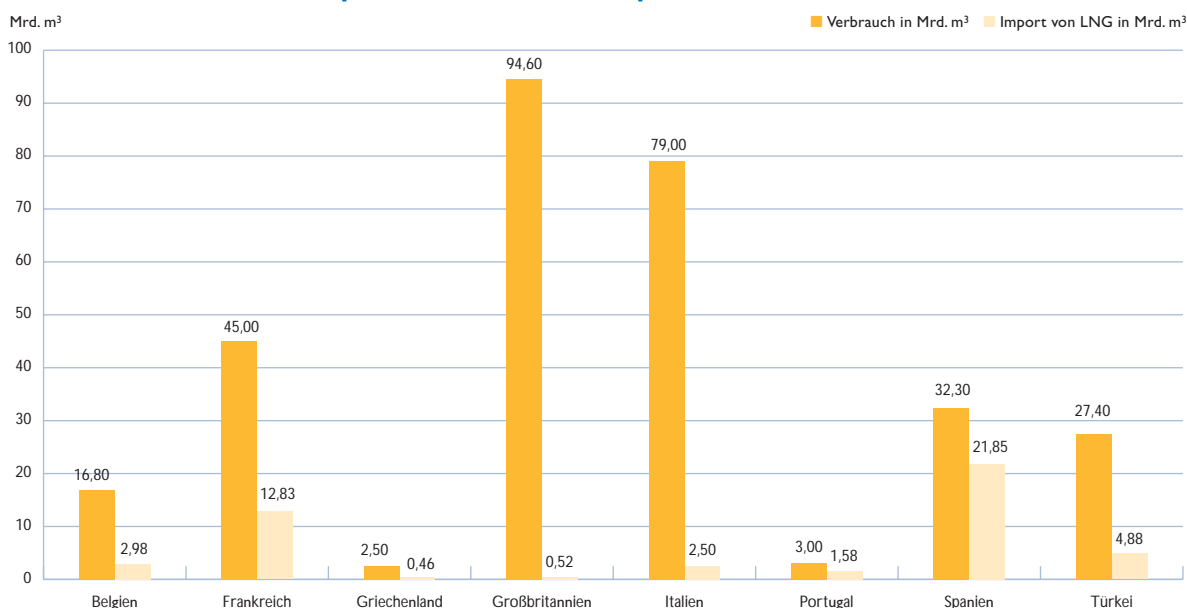
Durch die Diversifizierungsmöglichkeiten kann LNG einen wichtigen Beitrag zur Steigerung der Versorgungssicherheit und des Wettbewerbes

im Binnenmarkt leisten. Ähnlich dem Netzzugang hängt aber auch bei LNG die Realisierung der wettbewerbs- und versorgungssicherheitssteigernden Möglichkeiten maßgeblich von der Durchlässigkeit der Systeme für neue Marktteilnehmer und der Verhinderung von Marktabschottung ab. In Hinblick auf die Verwirklichung neuer LNG-Projekte zur Anbindung neuer Bezugsquellen ist es notwendig, dass ein ausgewogener Mechanismus gefunden wird, damit nicht die gesamte Transportkapazität in den mit LNG-Anlagen verbundenen Netzen langfristig blockiert wird, und somit alternativen Gasanbietern die Möglichkeit zu geben, zur Diversifizierung der Bezugsmöglichkeiten in den Absatzmärkten beizutragen. Damit werden auch die Voraussetzungen geschaffen, einen liquiden Großhandelsmarkt zu entwickeln, der Druck auf die Preise ausüben kann. Ähnliches gilt für den Zugang zu LNG-Anlagen selbst. Auch hier müssen marktorientierte Rahmenbedingungen geschaffen werden, die einen diskriminierungsfreien Zugang und eine effiziente Kapazitätsnutzung sicherstellen.

In den kommenden Jahren ist weiterhin ein kontinuierlicher Anstieg der Nachfrage zu erwarten. Um diesen Zuwachs abzudecken, werden neben den Lieferungen aus Russland, die auch in Zukunft einen großen Anteil der Nachfrage abdecken werden, Importe aus Norwegen und Deutschland sowie Lieferungen aus der inländischen Produktion wichtiger. Eine weitere Diversifizierung der Importstruktur ist über den Bezug von LNG möglich. Dies führt einerseits zu einer Erhöhung der Wettbewerbsintensität und andererseits der Versorgungssicherheit.

→ Gasverbrauch und Import von LNG in Europa 2005

Abbildung 19



Quelle: BP Statistical Review of World Energy 2006

Biogas als zusätzliche Angebotsquelle

Der Einsatz von Biogas hat im Rahmen der Ökostromerzeugung bereits einen fixen Platz eingenommen. Hier wird lokal produziertes Biogas als Brennstoff zur Erzeugung von elektrischer Energie eingesetzt. Seit kurzem wird diskutiert, das produzierte Biogas nach erfolgter Reinigung und Aufbereitung in das Erdgasnetz einzuspeisen und wie herkömmliches Erdgas einzusetzen. Mit Verweis auf verfügbare verfahrenstechnische Einrichtungen und einige wenige Pilotanlagen in Europa wird je nach Sichtweise der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz eine mehr oder weniger erfolgreiche Zukunft vorausgesagt.

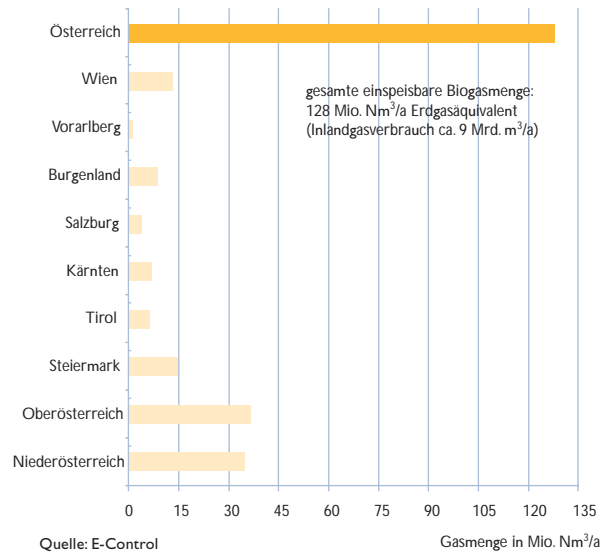
Zur Abschätzung der tatsächlichen Potenziale einer Biogaseinspeisung in das österreichische Erdgasnetz wurden 2005 von der E-Control zwei wissenschaftliche Untersuchungen in Auftrag gegeben. Einerseits wurde untersucht, welche realistischen Einspeisepotenziale aufgrund verfügbarer Biomasse und des Netzaufnahmevermögens vorhanden sind. Andererseits wurden verfügbare Technologien und die Wirtschaftlichkeit der Biogaserzeugung beleuchtet. Die Studien kommen zum Ergebnis, dass im Bestfall rd. 128 Mio. m³ pro Jahr (Abbildung 20), das sind rund 1,4 % (von etwa 9 Mrd. m³ Jahresverbrauch) in das Erdgasnetz eingespeist werden können und berücksichtigt

hier sowohl die Verfügbarkeit von Biomasse als auch des Erdgasnetzes. Bezüglich der Wirtschaftlichkeit zeigen die Studienergebnisse, dass das produzierte Biogas erst ab einem Anstieg der Erdgaspreise auf das zumindest Vierfache wettbewerbsfähig ist.

Aus heutiger Sicht wird die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz schon aus Gründen der gegebenen Limitierung der Größenordnung zumindest kurz- und mittelfristig zu keiner nennenswerten Belebung des Großhandelsmarktes beitragen können. Neben der Preisentwicklung von Erdgas wird vor allem auch die technologische Weiterentwicklung der Reinigungs- und Aufbereitungsverfahren wesentlich die Wirtschaftlichkeit und damit die Verbreitung der Biogaseinspeisung beeinflussen.

→ Theoretisches Potenzial der Biogasnutzung

Abbildung 20





→ Ausgleichsenergiemarkt in der Regelzone Ost

Im Zuge der Einführung des Bilanzgruppenmodells wurde die Möglichkeit geschaffen, dass der Regelzonenführer, der über keine eigenen Erdgasmengen oder -kapazitäten verfügen darf, das Transportnetz technisch ausgleichen kann. Ausgleichsenergie wird dann benötigt, wenn die Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen der Bilanzgruppen nicht mit dem tatsächlichen Abnahmeverhalten der Bilanzgruppenmitglieder übereinstimmen.

Aus diesem Grund wurde das Produkt Ausgleichsenergie geschaffen, das kurzfristige (stündliche) Einspeisung oder Entnahme von Gas ins Netz zum Zweck der Netzstabilisierung umfasst. Der Rahmen für den Handel dieses Produktes am Ausgleichsenergiemarkt wird in den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators (AGCS in der Regelzone Ost) festgelegt.⁷² Dieser übernimmt auch die organisatorische und technische Abwicklung.⁷³

Am Ausgleichsenergiemarkt haben Erdgashändler⁷⁴ die Möglichkeit, werktags bis 16 Uhr ihre ungenutzten Kapazitäten und Gasmengen für den Folgetag anzubieten. Voraussetzung dafür ist eine Registrierung bei der Verrechnungsstelle. Ausgleichsenergieanbieter stellen Angebote getrennt nach Lieferung und Übernahme von Erdgas auf stündlicher Basis. Diese Angebote werden preislich gereiht und dem Regelzonenführer in Form einer Merit Order List (MOL) täglich übermittelt.

Der Regelzonenführer bedient sich dieser Merit Order List, um Ungleichgewichte im Netz mittels Abrufen von Erdgasmengen auszugleichen. Ist nach Ansicht des Regelzonenführers das Netz überliefert, werden Anbieter beauftragt, Gas zu entnehmen. Ist zu wenig Gas im Netz, werden Anbieter aufgefordert einzuspeisen. Die Anbieter der Ausgleichsenergie erhal-

ten dabei jeweils ihren gebotenen Preis für die Entnahme oder Einspeisung von Gas ins Netz. Aktive Anbieter am Ausgleichsenergiemarkt in der Regelzone Ost sind EconGas, RAG, Steirische Gas Wärme, Salzburg AG, KELAG und Terragas. Die technischen Voraussetzungen für das Angebot am Ausgleichsenergiemarkt (halbstündige Vorlaufzeit für Abruf des Angebots) haben die Möglichkeiten des Ausgleichsenergieangebots zeitweise auf Speicherkunden des OMV Gas Speicherpools eingeschränkt. Neben der EconGas ist auch die RAG ein bedeutender Anbieter am Ausgleichsenergiemarkt geworden.

Obwohl der Abruf der Ausgleichsenergie durch den Regelzonenführer erfolgt, sind die Nachfrager nach Ausgleichsenergie die Bilanzgruppen. Der Regelzonenführer trägt kein finanzielles Risiko seines Abrufs. Die Ausgleichsenergie wird den kommerziellen Bilanzgruppen (Erdgashändler) von der Clearingstelle AGCS in Rechnung gestellt.

Die größte kommerzielle Bilanzgruppe stellt dabei EconGas dar. Weitere kommerzielle Bilanzgruppenverantwortliche sind die Steirische Gas Wärme, die KELAG, die RAG, die Terragas GmbH, die Salzburg AG und die Energie Ried. Im Jahr 2005 sind zwei weitere kommerzielle Bilanzgruppen (CE Oil and Gas Trading GmbH, EGL) hinzugekommen. Den größten Anteil an der bilanziellen Ausgleichsenergie bezieht EconGas, die auch die volumensmäßig größte Bilanzgruppe ist.

→ Speichermarkt

Gas ist im Gegensatz zu Strom speicherbar. Für die großvolumige Gasspeicherung stehen vor allem Unterspeicher unterschiedlichen Typs (Porenspeicher, Aquiferspeicher) zur Verfügung. Daneben gibt es im Gasverteilungssystem auch Übertagespeicher, die eng mit dem Verteilungssystem verbunden sind und zu denen ein separater Zugang nicht praktikabel ist. Der Speichermarkt umfasst daher nur Speicherdienstleistungen in Untertagespeichern.

⁷² Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB BKO

⁷³ Aufgrund der Sonderstellung der Regelzonen für Tirol und Vorarlberg wird im Folgenden nur auf die Regelzone Ost eingegangen.

⁷⁴ Nach GWG II ist ein Erdgashändler eine natürliche oder juristische Person, die Erdgas kauft oder verkauft, ohne innerhalb oder außerhalb des Netzes, in dem sie eingerichtet ist, eine Fernleitungs- oder Verteilerfunktion wahrzunehmen.

In Österreich werden als großvolumige Speicherkapazitäten vor allem Porenspeicher (ehemalige Gasfelder) genutzt. Die Speicherkapazitäten in Österreich sind regional auf die Regelzone Ost konzentriert, besonders auf Nieder- und Oberösterreich. Speicherbetreiber mit Speicherkapazitäten in der Regelzone Ost sind die OMV Gas GmbH (drei Speicher) und die RAG (ein Speicher). Dabei hält die OMV Gas GmbH rd. 75 % der verfügbaren Kapazitäten in der Regelzone Ost (Tabelle 16).

Speicherzugang ist gemäß GWG auf verhandelter Basis zwischen Speicherbetreiber und Zugangsberechtigten möglich. Speicherzugangsberechtigte sind nach GWG Produzenten, Versorger und Händler. Allerdings sind im Gesetz Gleichbehandlung und kostenbasierte Preisbildung als Grundlage für die Verhandlungslösung festgelegt worden. Um die Gleichbehandlung sicherzustellen, müssen die abgeschlossenen Speicherverträge der E-Control übermittelt werden. Mit der Gesetzesnovelle sind den Speicherunternehmen zusätzliche Pflichten bezüglich der Gestaltung der Allgemeinen Bedingungen auferlegt worden. Auf europäischer Ebene geben die „Guidelines for Good Practice for Storage Operators“ der ERGEG die Verhaltensspielregeln für die Speicherbetreiber vor – derzeit noch auf freiwilliger Basis.⁷⁵

Bei den Speicherprodukten, die sich aus der Entnahme und Einspeicherung sowie Lagerung von Gas in Untertagespeichern zusammensetzen, ist zu unterscheiden zwischen

- saisonalen Speicherprodukten und
- kurzfristigen Speicherprodukten.

Wesentlicher Produktunterschied ist neben der Fristigkeit die fixe oder flexible Entnahme und Einspeicherung:

- Im ersten Fall kann nur zu bestimmten Zeiten Gas eingespeichert (in den Sommermonaten) und entnommen (in den Wintermonaten) werden. Dies entspricht der saisonalen Speicherung.
- Bei der flexiblen Entnahme kann zwischen Entnahme und Einspeicherung zu jedem Zeitpunkt gewählt werden. Diese Flexibilität ist beim Angebot von kurzfristigen Speicherprodukten notwendig.

Zwischen diesen Produkten ist keine vollständige Angebotssubstituierbarkeit gegeben. Um einen kurzfristigen Wechsel zwischen Entnahme und Einspeicherung zu ermöglichen, sind zusätzliche Investitionen notwendig, um die technischen Voraussetzungen zu schaffen. Es ist daher nicht jedem Speicherbetreiber möglich, flexible Produkte ohne zusätzliche Umstellungskosten anzubieten.

Anbieter von Speicherdienstleistungen sind die OMV Gas und die RAG, die als Öl- und Gasproduzenten ehemalige Gasfelder nutzen können. Die RAG bietet derzeit noch keine kurzfristigen Produkte an, da sie nach eigenen Angaben keine freie Kapazitäten hat.

→ Speicherkapazitäten in Österreich 2005

Tabelle 16

Speicher	Einpressleistung in Nm ³ /h	Anteil an Gesamtkapazität	Entnahmeleistung in Nm ³ /h	Anteil an Gesamtkapazität	Arbeitsgasvolumen in Mio. m ³	Anteil an Gesamtkapazität
OMV – Schönkirchen	650.000	55 %	740.000	56 %	1.570	56 %
OMV – Tallesbrunn	125.000	10 %	160.000	12 %	300	10 %
OMV – Thann	115.000	10 %	130.000	10 %	250	9 %
Summe OMV Speicher	890.000	75 %	1.030.000	78 %	2.120	75 %
RAG-Puchkirchen	290.000	25 %	290.000	22 %	700	25 %
Summe	1.180.000		1.320.000		2.820	

Quelle: www.rohoel.at, www.omv.com

⁷⁵ www.ergg.org



Marktstruktur

→ Endkundenmärkte

Nachfrager nach Speicherdienstleistungen sind in Österreich vor allem große Weiterverteiler, die strukturierte Angebote an lokale Weiterverteiler und Endkunden stellen und u.a. als Ausgleichsenergieanbieter auftreten. Auch das Interesse ausländischer Gashändler an der Nutzung österreichischer Speicher hat zugenommen.

→ Belieferung lokaler Weiterverteiler

Als lokale Weiterverteiler werden die ehemaligen Landesferngasgesellschaften Wienenergie, EVN und BEGAS, die sich zur EnergieAllianz zusammengeschlossen haben, sowie Linz Gas Vertrieb, Erdgas Oberösterreich, Stadtwerke Klagenfurt, Stadtwerke Kapfenberg, Stadtwerke Leoben, Stadtwerke Steyr, Energie Ried, Elektrizitätswerke Wels und Energie Graz bezeichnet. Auch Unsere Wasserkraft, switch und MyElectric, welche Gas gemeinsam mit Strom vermarkten, sind lokale Erdgashändler. In den Regelzonen Tirol und Vorarlberg gibt es jeweils nur ein Stadtwerk, Erdgasversorgung Außerfern und Stadtwerke Bregenz.

Lokale Weiterverteiler beziehen in der Regel strukturierte Lieferungen (Tages-, Monats- und Jahresflexibilität) nach ähnlichem Abnahmeprofil (Winterspitze, geringe Sommermenge) auf der Basis langfristiger Verträge. Speicherdienstleistungen werden daher vom Vorlieferanten bezogen und weiterverrechnet. Die Verträge enthalten in der Regel Preisgleitklauseln mit Indexierung an Ölprodukten und die Übernahme des Bilanzgruppenmanagements und der Ausgleichsenergieabwicklung durch Vorlieferanten.

Eine dominierende Stellung auf diesem Markt hat EconGas mit einem Marktanteil von über 80 % (Daten der Branchenuntersuchung für das Jahr 2004). Weitere Anbieter auf diesem Markt sind in der Regelzone Ost Steirische Gas Wärme, KELAG, Salzburg AG und CEOG. In der Regelzone Tirol ist die Tigas als Anbieter tätig, in Vorarlberg die VEG.

Der Zugang zu den lokalen Weiterverteilern wird durch fehlenden Zugang zu Transportkapazitäten (Transit, aber auch im deutschen Gastransportnetz) und den langfristigen Verträgen, die gut 80 % des gesamten Marktvolumens abdecken, erschwert. Daher ist bisher nicht davon auszugehen, dass der Markt für die Belieferung lokaler Weiterverteiler weiter als die jeweilige Regelzongrenzen zu sehen ist.

→ Endkundenmärkte

Großkundenmarkt

Unter Großkunden sind Endkunden ab einem Jahresverbrauch von 500.000 m³ zusammengefasst. Im Wesentlichen sind dies große Industriekunden und Kraftwerke. Große Industriekunden finden sich in Österreich z.B. in der Papierindustrie, Metallerzeugung- und -verarbeitung, Nahrungsmittelherstellung und Baustoffindustrie. Industriekunden sind hauptsächlich in den Netzbereichen Oberösterreich und Steiermark konzentriert. Die Lieferungen erfolgen zumeist auf der Basis von kurz- bis mittelfristigen Verträgen, es gibt jedoch einen Trend zum Abschluss längerfristiger Verträge (z.B. fünf Jahre). Die Preise werden zum Teil nach dem Anlegbarkeitsprinzip⁷⁶ individuell verhandelt, daher gibt es auch keine von den Anbietern veröffentlichten Informationen zu den Preisen in diesem Marktsegment. Verträge enthalten zum Teil Preisgleitklauseln, die eine Preisanpassung zu einem vorher bestimmten Zeitabstand (alle drei Monate, monatlich etc.) zur Folge haben. Die Preise sind in der Regel an die Entwicklung der Heizölpreise, die jedoch geglättet als Durchschnittswert über drei oder sechs Monate in die Preisberechnung eingehen, gebunden. Zum Teil werden auch Fixpreisverträge abgeschlossen, bei denen der Preis für die Vertragslaufzeit festgeschrieben ist.

Einflussfaktoren auf den Preis sind nicht nur die Abnahmemengen, sondern auch die Benutzungsstunden (Lastfaktor). Ein höherer Verbrauch verbunden mit einem gleichmäßigen

⁷⁶ Der Erdgaspreis ist „anlegbar“, wenn der unter Berücksichtigung aller Anwendungsvor- und -nachteile des Erdgases berechnete Preis nicht höher ist als der Preis für den Einsatz und die Systemkosten des wichtigsten Substitutionsenergieträgers (bei Haushalten z.B. leichtes Heizöl). Die Anlegbarkeit wird somit durch die Zahlungsbereitschaft der Kunden bestimmt, die sich am individuellen Nutzen, gemessen an den Kosten der besten verfügbaren Alternative, orientiert. Näheres dazu siehe Marktbericht 2004 der E-Control

Abnahmeprofil führt zu einem niedrigeren Durchschnittspreis als bei einem extrem schwankenden Abnahmeprofil.

Knapp 20 % der gesamten Stromerzeugung erfolgte 2005 auf der Basis von Erdgaseinsatz in Wärmekraftwerken. Erdgasbefeuerte Großkraftwerke haben ihre Standorte vor allem in den Netzbereichen Wien, Niederösterreich und Steiermark. Kraftwerke beziehen zumeist über langfristige Verträge, die zum Teil auf unterbrechbarer Basis abgeschlossen werden und Preisgleitklauseln enthalten. Auch in diesem Kundensegment werden die Lieferverträge individuell ausgehandelt. Wesentlicher Unterschied zur Belieferung von Industriekunden ist das Abnahmeprofil der Kraftwerke, das hohe Flexibilität der Gaslieferungen von den Anbietern voraussetzt.

Prägend für die Anbieterstruktur des Großkundenmarktes in der Regelzone Ost war der EconGas-Zusammenschluss im Jahr 2002, bei dem sich die Anbieter der verbrauchsstärksten Bundesländer Wien, Niederösterreich und Oberösterreich mit dem bedeutendsten Gasproduzenten und -importeur sowie Gastransporteur und -speicherbetreiber OMV Gas GmbH zusammenschlossen. Dieser Zusammenschluss wurde mit Zusagen genehmigt.⁷⁷ Die Anteilseigner der EconGas haben ihr Großkundengeschäft an die EconGas übergeben und ihre Bezugsverträge in die neue Gesellschaft eingebracht. Durch die vertikale Integration der OMV Gas GmbH in den Endkunden-

markt ist damit ein Anreiz geschaffen worden, die Markteintrittskosten anderer Anbieter und damit Wettbewerber der EconGas zu erhöhen. Für die Großkunden bedeutete der Zusammenschluss zunächst eine deutliche Reduzierung der Anbieterzahl, die auch in den letzten drei Jahren nicht revidiert werden konnte. Neben der Terragas GmbH, die aber bereits zur Zeit des Zusammenschlusses als Anbieter auf dem Großkundenmarkt aktiv war (Ruhrgas Austria), hat die deutsche Wingas, ein Tochterunternehmen der Wintershall AG und Gazprom, das in Deutschland Gashandel, -transport und -speicherung betreibt, Großkunden gewinnen können. Auch CE Oil and Gas Trading ist als Anbieter aufgetreten. Daneben sind die etablierten Gasgesellschaften Steirische Gas Wärme und KELAG als Anbieter in der Regelzone Ost vertreten.

Nach wie vor ist nicht davon auszugehen, dass die Großkundenmärkte (Industrie und Kraftwerke) weiter als national (regelzonenweit) zu sehen sind. Damit bleibt die dominante Stellung der EconGas in der Regelzone Ost bestehen. Wesentlich für eine Ausdehnung der Marktgrenzen, von der die Großkunden profitieren könnten, ist der regulierte und diskriminierungsfreie Netzzugang in den vorgelagerten Netzen. Nur dann können auch österreichische Anbieter, die in Österreich Marktanteile verlieren, neue Industriekunden im Ausland gewinnen. Daher sind die weiteren Entwicklungen in Deutschland entscheidend.

→ Regulierungsrahmen in Deutschland – neuere Entwicklungen⁷⁸

Kasten 3

In Deutschland bestanden in der Energiewirtschaft bis 1998 Gebietsmonopole. Die vertikal integrierten Versorgungsunternehmen hatten in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten ein gesetzlich anerkanntes Monopol inne. Im Gasmarkt erfolgte eine kartellbehördliche Missbrauchsaufsicht. Durch die Energierechtsnovelle 1998 (Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24. April 1998) und ergänzende Regelungen in der Energierechtsnovelle 2003 (Erstes Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom

20. Mai 2003) wurden die staatlich eingerichteten Gebietsmonopole abgeschafft, sodass der rechtliche Rahmen für direkten Gas-zu-Gas-Wettbewerb geschaffen wurde. Flankiert wurden die Regelungen des Energiewirtschaftsrechts durch das allgemeine kartellrechtliche Missbrauchsverbot, das die Kartellbehörden befugt, gegen unbillige Behinderungen beim Netzzugang vorzugehen. Bei der näheren Ausgestaltung der Netzzugangsansprüche setzte der Gesetzgeber im Jahr 1998 zunächst auf das Prinzip des verhandelten Netzzugangs auf Grundlage von

⁷⁷ <http://www.bwb.gv.at/NR/rdonlyres/E8A4C416-2B88-475E-B38E-628D1FB9884C/0/zusecong.htm>

⁷⁸ www.bundesgesetzagentur.de, www.bundeskanzleramt.de, www.bmwi.de

Verbändevereinbarungen. Einen weiteren Anstoß erhielt der Rechtsrahmen durch die Beschleunigungsrichtlinien, die die Liberalisierung im Energiebereich und die Schaffung von einheitlichen Wettbewerbsbedingungen auf dem Erdgas- bzw. Elektrizitätsbinnenmarkt weiter vorantreiben sollten.

Mit Inkrafttreten der Energierechtsnovelle 2005 am 13. Juli 2005 auf Basis der Binnenmarktrichtlinien für Strom und Erdgas 2003 erfolgte daher der Übergang vom verhandelten zum regulierten Netzzugang. Die Geschäftsbedingungen und Entgelte des Netzzugangs werden nicht mehr in erster Linie durch die Marktbeteiligten konkretisiert, sondern ergeben sich aus detaillierten Vorgaben im Gesetz und in Rechtsverordnungen, die durch Entscheidungen der Regulierungsbehörden gegebenenfalls ergänzt und durchgesetzt werden. Für die Durchführung der Regulierung auf Bundesebene ist die bisherige Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post zuständig, die anlässlich der ihr zugewiesenen neuen Aufgaben in Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur) umbenannt worden ist. Daneben gibt es Landesregulierungsbehörden der Bundesländer, denen durch das neue Energiewirtschaftsgesetz bestimmte Zuständigkeiten bei der Kontrolle kleinerer und mittlerer Netzbetreiber zugewiesen worden sind.

In Deutschland gibt es rd. 24 nicht-örtliche Gasnetzbetreiber (Fernleitungsnetzbetreiber und regionale Verteilernetzbetreiber) und 715 örtliche Verteilernetzbetreiber.⁷⁹ Die fünf größten Netzbetreiber in Deutschland haben einen Anteil von 75 % an den Leitungskapazitäten. Gemäß § 20 Abs. 1 EnWG müssen diese Netzbetreiber diskriminierungsfreien Netzzugang gewähren. Dafür haben die Netzbetreiber in Kooperation sicherzustellen, dass für den Netzzugang insgesamt zwei Verträge (Vertrag mit Einspeisernetzbetreiber über Einspeisekapazitäten und Vertrag mit Ausspeisernetzbetreiber über Ausspeisekapazitäten) und zwei Kapazitätsbuchungen ausreichend sind. Die Abwicklung des Transportes durch die unterschiedlichen Netze ist durch Kooperation zwischen den Netzbetreibern zu lösen. Dabei haben die Netzbetreiber für alle Ein- und Ausspeisepunkte Kapazitäten anzubieten, die frei

handelbar und einander uneingeschränkt zuordenbar sein sollen. Die Netzbetreiber haben anhand dieser Vorgaben bisher eine Unterteilung in 19 Marktgebiete vorgenommen, diese Einteilung wird von der Bundesnetzagentur geprüft. Die Marktgebiete werden ausgehend vom überregionalen Fernleitungsnetz bestimmt und enthalten die nachgelagerten Verteilernetze.⁸⁰ Dabei soll E.ON Ruhrgas Transport fünf Marktgebiete, Wingas Transport und RWE Transport jeweils vier Marktgebiete betreiben, BEB Transport zwei Marktgebiete und jeweils ein Marktgebiet VNG, Bayerngas, GVS, Erdgas Münster, Gas-Union, EWE, Exxon Mobil, GdF, ENI, Dangas, Statoil und Norsk Hydro. In jedem Marktgebiet wird auf der Fernleitungsebene ein virtueller Handlungspunkt eingerichtet, an dem Ausgleichsenergie gehandelt werden soll. Alle Letztverbraucher müssen eindeutig einem Marktgebiet zugewiesen werden.⁸¹ Das neue Gasnetzzugangsmodell soll zum 1.10.2006 umgesetzt werden. Es soll vor allem den Abwicklungsaufwand für die Gaslieferanten deutlich verringern und eine effiziente Kapazitätsauslastung ermöglichen.

Neben dem gesetzlich festgelegten Netzzugangsmodells (Zweivertragsmodell) besteht für den Transportkunden unter bestimmten Voraussetzungen auch die Möglichkeit, den Transport durch die Marktgebiete selbst zu organisieren (Optionsmodell). Diese Möglichkeit müssen die Netzbetreiber allerdings nicht verpflichtend anbieten. Die Netznutzungsentgelte der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber müssen seit Inkrafttreten des EnWG am 13.07.2005 von den Regulierungsbehörden der Bundesnetzagentur genehmigt werden.⁸² Von den 739 Gasnetzbetreibern, die bei der Bundesnetzagentur registriert sind, werden diejenigen Unternehmen, die weniger als 100.000 Kunden angeschlossen haben, von den Landesregulierungsbehörden geprüft. Die anderen Unternehmen müssen ihre Netznutzungsentgelte von der Bundesnetzagentur genehmigen lassen.

Im August 2006 hat die Bundesnetzagentur die ersten beiden Entgeltgenehmigungen nach § 23a Energiewirtschaftsgesetz für die Verteilernetzbetreiber E.ON Thüringer Energie AG und E.ON Mitte AG erteilt.⁸³ Dabei müssen die E.ON Thüringer Energie die Netzentgelte um 9,5 %, E.ON Mitte um 11 % senken. Diese Entgeltgenehmigungen gelten bis 31. März 2008.

⁷⁹ Vgl. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Monitoringbericht 2006, Bonn, August 2006, S. 69 ff.

⁸⁰ Vgl. Ralph Wiegmann, Nadja Heidel (2006), Auswirkungen des neuen Netzzugangsmodells auf die deutschen Gasversorger, in e/m/w, Nr. 3, Juni 2006

⁸¹ ebenda

⁸² Vgl. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Monitoringbericht 2006, Bonn, August 2006

⁸³ Vgl. www.bundesnetzagentur.de

Kleinkundenmarkt

In den Kleinkundenmärkten treten nicht leistungsgemessene Kunden (Haushalte und Kleinverbraucher) und leistungsgemessene Kunden (Gewerbekunden und kleine Industriekunden) als Nachfrager auf. Der Anteil der nicht gemessenen Kunden an allen Endkunden beträgt rund 99 %. Der Anteil am gesamten Erdgasverbrauch der Endkunden beträgt hingegen jedoch nur 33 %.

Markt für Haushaltskunden und Kleinverbraucher

Haushalte und Kleinverbraucher beziehen Gas meistens über kurzfristige Verträge, d.h. Laufzeit bis zu einem Jahr. Die Verträge enthalten keine explizite Preisgleitklausel mit Anbindung an die Ölproduktpreise, sondern sprungfixe Preismodelle, wobei der Gaspreis in unregelmäßigen, vom Gaslieferanten bestimmten Zeitabständen angepasst wird. Dies entspricht nach Ansicht der Gasunternehmen dem Wunsch der Endkunden nach geringer Volatilität der Gaspreise. Dies bedeutet, dass eine Senkung oder Steigerung der Heizölpreise und damit der Einstandskosten der Unternehmen keine unmittelbaren Auswirkung auf die Gaspreise der Endkunden hat, sondern in der Regel zeitverzögert nach Ermessen des Gasanbieters weitergegeben wird. Eine Ölpreisbindung mit Anpassungsklauseln wird im Kleinkundenbereich nicht angewandt.

In diesem Markt gibt es eine gesetzlich auferlegte Preistransparenz: Anbieter müssen Tarife veröffentlichen. Im Tarifkalkulator der E-Control können die Preise verglichen werden. Auch auf den Homepages der Anbieter sind Preisinformationen erhältlich. Die Preise in diesem Marktsegment sind nicht verhandelbar, da dies aufgrund der geringen Abnahmemenge und der hohen Kundenanzahl mit einem unverhältnismäßig hohen Aufwand für den Anbieter verbunden wäre. Die Entwicklung des Durchschnittspreises ist nur von der Abnahmemenge beeinflusst, d.h. ein höherer Verbrauch führt zu einem niedrigeren Durchschnittspreis. Verträge enthalten keine Mindestabnahmeverpflichtung.

Markt für leistungsgemessene Kleinkunden (Gewerbekunden und kleine Industriekunden) Die Verträge mit Gewerbekunden und kleinen Industriekunden mit einem Jahresverbrauch ab 100.000 m³ bis 500.000 m³ sind in der Regel kurzfristig (bis zu zwei Jahren) und in ihrer Charakteristik mit den Verträgen von Großkunden vergleichbar. Die Preise werden nach dem Anlegbarkeitsprinzip individuell verhandelt, daher gibt es keine veröffentlichten Informationen zu den Preisen in diesem Marktsegment. Da die Leistung dieser Kunden gemessen wird, sind die Einflussfaktoren auf den Preis nicht nur die Abnahmemengen, sondern auch die Benutzungsstunden (Lastfaktor). Verträge enthalten Preisgleitklauseln, die eine Preisanpassung zu einem vorher bestimmten Zeitabstand (alle drei bis sechs Monate) zur Folge haben. Die Preise sind in der Regel an die Entwicklung der Heizölpreise, die als Durchschnitt über mehrere Monate (drei oder sechs Monate) geglättet in die Rechnung eingehen, angebunden. Die Verträge enthalten die Festlegung von Mindestabnahmemengen.

Anbieterstruktur am Kleinkundenmarkt

Für die Struktur dieser beiden Teilmärkte war der EnergieAllianz-Zusammenschluss wesentlich, der bereits 2001 – vor der Liberalisierung des Gasmarktes – genehmigt wurde. In der EnergieAllianz haben sich die ehemaligen Versorger der Bundesländer Wien, Niederösterreich und Burgenland zusammengeschlossen. Die Unternehmen der EnergieAllianz treten jedoch nach wie vor mit ihren Vertriebstöchtern (z.B. Wienenergie Vertrieb GmbH & Co KG) und mit dem eigenständigen Markennamen als Anbieter auf und fungieren als regionale Vertriebsgesellschaften der EnergieAllianz. Bisher ist für den Kunden nicht zu erkennen, dass die Unternehmen der EnergieAllianz tatsächlich ein Unternehmen bilden. Außerhalb der Netzgebiete der Gesellschafter tritt die EnergieAllianz erst seit Juli 2006 über ihr Tochterunternehmen switch als Anbieter auf. Daher hat der Unternehmenszusammenschluss EnergieAllianz die Auswirkung einer horizontalen

Gebietsabsprache (Demarkation) zwischen den beteiligten Unternehmen, die auch für den Gaskunden erkennbar ist, der z.B. für die Belieferung in Wien keine Angebote von EVN oder BEGAS erhält. Durch den Zusammenschluss der EnergieAllianz-Unternehmen und der Oberösterreichischen Ferngas sowie Linz Gas zur EconGas ist diese Demarkation de facto noch auf weitere Anbieter und deren Netzgebiete ausgeweitet worden.

Neben den EnergieAllianz-Vertriebstöchtern sind die ehemaligen Landesferngasgesellschaften Steirische Gas Wärme, KELAG, Salzburg AG und Stadtwerke als Anbieter in der Regelzone Ost tätig. Stadtwerke konzentrieren sich dabei zu meist auf die Belieferung von Kunden in ihrem Netzgebiet. Steirische Gas Wärme, KELAG und Salzburg AG treten auch außerhalb ihres Netzgebietes als Anbieter auf, Steirische Gas Wärme über ihre Tochter Unsere Wasserkraft, Salzburg AG über MyElectric. Mit der Marke switch ist die EnergieAllianz seit 1. Juli 2006 in ganz Österreich als Erdgasanbieter tätig (ausgenommen Tirol und Vorarlberg). In Tirol und Vorarlberg gibt es jeweils nur einen Anbieter.

Wettbewerbsdruck von neuen Anbietern sind die etablierten Anbieter – im Gegensatz zum Großkundenmarkt – nicht ausgesetzt. Bisher ist kein ausländisches Unternehmen für die Belieferung von Kleinkunden aufgetreten.

An der Marktstruktur im Erdgasmarkt sind seit dem Jahr 2004 nur geringe Veränderungen zu beobachten. Die Linz AG hat sich aus der EnergieAllianz zurückgezogen und tritt als selbstständiger Anbieter auf. Daten über die einzelnen sachlich relevanten Märkte (Groß- und Kleinkunden) sind ausschließlich von den Unternehmen erhältlich. Da die Abgabemengen über die einzelnen sachlich relevanten Märkte nicht vorliegen, können nur die Anteile an der Gesamtabgabe für Endkunden gezeigt werden. Grundsätzlich ist jedoch von den sachlich relevanten Märkten Groß- und Kleinkundenmarkt auszugehen.

Die Marktkonzentration bleibt auch trotz des Ausscheidens der Linz AG aus der EnergieAllianz sehr hoch. Der Anteil der drei größten Anbieter (EconGas, EnergieAllianz und Steirische Gas Wärme) in der Regelzone Ost liegt bei rd. 90 % (CR3), der Anteil der fünf größten Anbieter bei rd. 95 % (CR5). Auch der HH-Index (4.912 bzw. 5.490) zeigt einen Wert an, der deutlich die kritische Grenze von 1.800 übersteigt (Tabelle 17).

→ Marktanteile der Regelzone Ost Tab. 17 Gesamtabgabe an Endkunden

EnergieAllianz + EconGas:	inkl. erdgasOÖ + Linz Gas	ohne erdgasOÖ + Linz Gas
EconGas + EnergieAllianz	72,3 %	68,2 %
STGW	12,5 %	12,5 %
Terragas	10,0 %	10,0 %
Salzburg AG	2,5 %	2,5 %
erdgasOÖ		2,2 %
Linz Gas		1,9 %
KELAG	1,7 %	1,7 %
weitere Anbieter	1 %	1 %
CR 3	94,8 %	90,7 %
CR 5	98,9 %	95,4 %
HH-Index	5.490	4.912

Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, Berechnungen E-Control

Markteintrittsbarrieren im Endkundenmarkt für Erdgas

Für die Belieferung von Endkunden sind der Zugang zu Gasmengen, zu Transport- und Speicherkapazitäten und der Zugang zum Gaskunden wesentliche Voraussetzungen.

Zugang zu Gasmengen

Für den Zugang zu Gasquellen ist das Bestehen einer Transportinfrastruktur (Transportleitungen, LNG-Verflüssigungs- und Verdampfungskapazitäten, LNG-Tanker) technische Voraussetzung, die Organisation des Zugangs zu dieser Transportinfrastruktur ist wesentlich für den Bezug von Gasmengen. Der Zugang zu Gasquellen in Europa (Gasproduzenten oder LNG-Terminals) ist

abhängig vom Zugang zu den Ferntransportleitungen und der Preisgestaltung von im Wesentlichen noch im Handel integrierten Netzbetreibern. Dies betrifft vor allem den deutschen Markt, der eine zentrale Drehscheibe für den innereuropäischen Handel ist. Zudem sind ein wesentlicher Teil der Gasmengen, die für den Verkauf auf dem europäischen Markt gefördert werden, langfristig gebunden. Für die Gashändler bleibt daher die Möglichkeit des Bezugs an einem Gashub. Der Handel an den Gashubs, insbesondere am Central European Gashub in Österreich, befindet sich im Aufbau. Es ist abzuwarten, ob die Einführung eines Electronic Bulletin Board die Möglichkeiten für den Gasbezug verbessert.

Diskussion der Langfristverträge in Europa

Die bestehende Vertragsstruktur in der europäischen Gaswirtschaft wird zum einen auf europäischer Ebene (EU-Kommission), zum anderen aber auch auf nationaler Ebene diskutiert. Für die Entwicklung der Diskussion ist vor allem die Initiative des deutschen Bundeskartellamts gegen wettbewerbsbehindernde langfristige Verträge zwischen Importgesellschaften und Weiterverteilern wesentlich. Zunächst werden jedoch die Aktivitäten der EU-Kommission, die sich vor allem auf die Importstufe beziehen, dargestellt. Beide Diskussionsprozesse sind durch einen überwiegend wettbewerbsrechtlich geprägten Ansatz gekennzeichnet.

Position der EU-Kommission zu Langfristverträgen auf der Importstufe

Die EU-Kommission hat sich im Rahmen des Energie-Dialogs zwischen der EU und Russland und der Sector Inquiry zu den Langfristverträgen auf der Importstufe positioniert.

Im Rahmen des Energie-Dialogs mit Russland hat die EU-Kommission die langfristigen Verträge auf der Importstufe grundsätzlich nicht in Frage gestellt, sondern eine Anpassung der Vertragsgestaltung an die neuen wettbewerblichen Rahmenbedingungen für notwendig erachtet.

Im Sommer 2005 wurde eine europaweite Branchenuntersuchung der Gas- und Strommärkte auf Grundlage des Artikels 17 der Verordnung 1/2003/EG gestartet. Am 1. Dezember 2005 wurde ein Themenpapier vorgelegt; am 16. Februar 2006 wurde der 1. Zwischenbericht präsentiert.⁸⁴ Langfristige Verträge in der Kombination mit der hohen Marktkonzentration können nach Ansicht der EU-Kommission Marktabschottung zur Folge haben.⁸⁵ Für neue Marktanbieter kann der Markteintritt über Gas import sowie dem Handel an Gashubs erfolgen. Der Markteintritt über Gasproduktion und -import ist in den meisten Ländern der EU aufgrund der bestehenden langfristigen Verträge auf den Großhandelsmärkten nicht möglich. Die Liquidität an den Gashubs ist gering, zudem haben die etablierten Gasgesellschaften durch ihre dominante Stellung an den Gashubs maßgebliche Einflussmöglichkeiten auf die Preisgestaltung. Diese geringen Chancen für einen Markteintritt spiegeln sich in der geringen Anzahl neuer Anbieter wider.

⁸⁴ Vgl. http://europa.eu.int/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy

⁸⁵ http://europa.eu.int/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/pr_1.pdf, S. 32

Nicht nur die Langfristigkeit der Verträge, sondern auch die Ausgestaltung der Langfristverträge (einzelne Vertragskomponenten) kann wettbewerbshemmend wirken. Zu nennen sind z.B. die inzwischen abgeschafften Bestimmungslandklauseln (Destination Clauses), die den Wettbewerb der etablierten Gasgroßhändler untereinander eingeschränkt haben, oder die Reduction Clauses, die, wie oben dargestellt, eine Erhöhung der Abnahmeflexibilität erlauben. Nicht nur bei den Gaslieferungen, sondern auch in anderen Stufen der Gaswirtschaft haben langfristige Verträge Bedeutung. So konnte die EU-Kommission feststellen, dass auch in den europäischen Transport- und Speichermärkten langfristige Verträge den Zugang zur Infrastruktur erschweren. Offen ist noch, welche konkreten Maßnahmen die EU-Kommission zur Verringerung der Marktkonzentration und zur Behebung der Marktabschottung vorschlagen wird.

Im Rahmen des Energie-Dialogs mit dem wichtigsten europäischen Gasexporteur Russland betont die EU-Kommission die Rechtssicherheit der langfristigen Take-or-Pay-Verträge auf der Importstufe, hält jedoch eine Anpassung der Vertragsgestaltung an die neuen wettbewerblichen Rahmenbedingungen für notwendig. Auf der anderen Seite bemängelt die EU-Kommission, dass Langfristverträge in den verschiedenen Teilmärkten der Gaswirtschaft zu Marktabschottung geführt haben. Maßnahmen zur Öffnung dieser Märkte im Rahmen der Sector Inquiry der EU-Kommission sollten daher diesen beiden Positionen gerecht werden.

Vorstoß des deutschen Bundeskartellamts zu langfristigen Verträgen bei der Belieferung von Weiterverteilern

Der Vorstoß des Bundeskartellamts bezieht sich dagegen nicht auf den Zugang zu Gasmen-gen, sondern auf den Zugang zu Gaskunden. Stadtwerke und lokale Weiterverteilern sind in Deutschland – aber auch in Österreich – auf der Bezugsseite langfristig gebunden.⁸⁶ Dies hat aus Sicht des Bundeskartellamts in Deutschland die Wettbewerbsmöglichkeiten deutlich eingeschränkt.

Im Jänner 2005 veröffentlichte das Bundeskartellamt ein Diskussionspapier mit dem Titel „Kartellrechtliche Beurteilungsgrundsätze zu langfristigen Gasverträgen“⁸⁷. In diesem Papier wurde die Markt- und Vertragssituation dargestellt. Dabei kam das Bundeskartellamt zum Schluss, dass die bestehende Vertragsstruktur bei der Belieferung von Weiterverteilern, gekennzeichnet durch langfristige (Quasi-) Gesamtbedarfsdeckungsverträge, dem Kartellverbot des Art. 81 Abs. 1 EGV widerspricht. Das Diskussionspapier enthielt Vorschläge zu einer kartellrechtskonformen Vertragsgestaltung, die zur Diskussion gestellt wurden. Aus den Stellungnahmen zu diesem Diskussionspapier war ersichtlich, dass der Vorstoß des Bundeskartellamts aus Sicht der Kunden (Weiterverteilern und Verbraucher- und Energieverbände) sowie des universitären Bereichs überwiegend positiv bewertet wurde. Die Lieferanten (Ferngasunternehmen) nahmen jedoch eine ablehnende Haltung ein. Die nächsten Schritte waren die Diskussion einer Zusagenlösung, die von einigen Ferngasunternehmen abgelehnt wurde und daraufhin eine Untersagungsverfügung der Langfristverträge. Als Reaktion darauf bot E.ON Ruhrgas eine freiwillige Selbstverpflichtungserklärung an. Das Bundeskartellamt erachtete dieses Angebot nicht als ausreichend, um die Kartellrechtswidrigkeit der Gasverträge zu beseitigen.

⁸⁶ Vgl. Bundeskartellamt, Kartellrechtliche Beurteilungsgrundsätze zu langfristigen Gasverträgen www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Diskussionsbeitraege/050125_DiskussionspapierGasvertraege.pdf

⁸⁷ ebenda

Daher teilte das Bundeskartellamt am 17. Jänner 2006 E.ON Ruhrgas AG in einer förmlichen Untersagungsverfügung⁸⁸ mit, dass die Gaslieferungsverträge mit Weiterverteilern in ihrer Kombination von langfristigen Bezugsverpflichtungen und hohem Grad an tatsächlicher jährlicher Bedarfsdeckung gegen europäisches und deutsches Wettbewerbsrecht verstoßen.⁸⁹

Konkret wurden die bestehenden langfristigen Verträge zum 30. September 2006 für nichtig erklärt und wird der Abschluss von Verträgen untersagt, die

- bei einer Bedarfsdeckung zwischen 50 und 80 % eine Laufzeit länger als vier Jahre und
- bei einer Bedarfsdeckung von 80 bis 100 % eine Laufzeit von mehr als zwei Jahren aufweisen.

Die E.ON Ruhrgas hatte die Durchführung der langfristigen Verträge bis 30. September 2006 abzustellen. Diese Untersagung gilt bis zum Ende des Gaswirtschaftsjahres am 30. September 2010, d.h. für vier Jahre. Das Bundeskartellamt machte zudem deutlich, dass von der Untersagungsverfügung nur Verträge zwischen E.ON Ruhrgas als Ferngasunternehmen und Weiterverteilern (sog. Regional- und Ortsgasgesellschaften) betroffen sind, nicht die Bezugsverträge auf der Importstufe.

Die Überprüfung der inhaltlichen Rechtmäßigkeit der Untersagungsverfügung des Bundeskartellamtes ist Gegenstand eines laufenden Verfahrens des Oberlandesgerichtes Düsseldorf. Der Rechtsstreit wird seit Ende April 2006 verhandelt. Die im Eilverfahren seitens des Gerichts geäußerte vorläufige Rechtsmeinung sowie die Begründung der Ablehnung des Antrags auf Zuerkennung der aufschiebenden Wirkung der Beschwerde lässt erkennen, dass das OLG Düsseldorf den Argumenten von E.ON Ruhrgas voraussichtlich auch bei der Entscheidung in der Sache nicht folgen wird. Insbesondere ist nach Auffassung des Gerichts nicht davon auszugehen, dass die Versorgungssicherheit durch das Verbot der langfristigen Verträge auf dieser Handelsstufe gefährdet werde.

Langfristige Verträge im österreichischen Gasmarkt

Im Gasgroßhandel, dem Transit, der Speicherung und der Belieferung lokaler Weiterverteiler erfolgen Gaslieferungen und -dienstleistungen hauptsächlich über langfristige Verträge. Die wettbewerbsrechtliche Beurteilung dieser Verträge erfolgt im Endbericht zur Branchenuntersuchung Gas, der im Herbst 2006 erscheint.

Zugang zu Transport- und Speicherkapazitäten
Der diskriminierungsfreie Zugang zum Netz des Fernleitungs- oder des Verteilernetzbetreibers ist eine der wesentlichen Voraussetzungen für die Vollendung des Erdgasbinnenmarkts. Netze begründen nach herrschender Auffassung natürliche Monopole, da eine Duplikation des Netzes volkswirtschaftlich nicht sinnvoll ist⁹⁰. Zur Gewährleistung eines effizienten und diskriminierungsfreien Netzzuganges und einer Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen bedarf es unabhängiger Netzbetreiber, deren Entscheidungen unbeeinflusst von den wirtschaftlichen Interessen z.B. eines Lieferanten oder Erzeugers getroffen werden sollten.

⁸⁸ Das Bundeskartellamt begründet die Untersagungsverfügung damit, dass die von ihnen untersuchten Langfristverträge mit Gesamtbedarfsdeckung in ihrer Kombination gegen das Kartellverbot des Art. 81 EGV und das Marktmissbrauchsverbot des Art. 82 EGV sowie gegen § 1 GWB verstoßen.

⁸⁹ <http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Kartell/Kartell06/B8-113-03.pdf>

⁹⁰ Vgl. etwa Vermerk der GD Energie und Verkehr zu den Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG über den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt v. 16.1.2004, http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/legislation/doc/notes_for_implementation_2004/unbundling_de.pdf

Das Gemeinschaftsrecht sieht daher eine Verpflichtung zur Entflechtung (Unbundling) des Monopolbereiches Netz von den sonstigen Geschäftsbereichen eines integrierten Erdgasunternehmens⁹¹ auf rechtlicher, organisatorischer und buchhalterischer Ebene vor.

Gemäß den Bestimmungen der Richtlinie 2003/55/EG⁹² haben integrierte Gasunternehmen ihre Netzaktivitäten von anderen Aktivitäten integrierter Unternehmen in Hinblick auf die Rechtsform, Organisation und Buchhaltung zu trennen (Unbundling). Die Bestimmungen der Richtlinie wurden in Österreich grundsätzlich durch das GWG II umgesetzt, wobei Vorschriften des buchhalterischen Unbundlings bereits vorher umgesetzt wurden. Detailbestimmungen der Richtlinie bedürfen noch einer Umsetzung in nationales Recht. Die bestehenden Unbundling-Bestimmungen des GWG II sind mit 1. Oktober 2003 bzw. 1. Jänner 2004 – und damit früher als jene für den Elektrizitätsbereich – in Kraft getreten.

Eine eigentumsrechtliche Trennung der Unternehmensaktivitäten (Ownership Unbundling) ist in der Richtlinie 2003/55/EG nicht vorgesehen. Ownership Unbundling ist daher für österreichische Netzbetreiber nicht vorgeschrieben. Das GWG II sieht eine Verpflichtung zur Entflechtung nach Rechtsform für alle Fernleitungsunternehmen und jene Verteilernetzbetreiber vor, die über mehr als 50.000 Hausanschlüsse verfügen. Betroffen sind hiervon derzeit fünf überregionale Fernleitungsunternehmen und ein Verteilernetzbetreiber. Alle anderen Netzbetreiber sind zumindest zur organisatorischen Entflechtung verpflichtet. Für alle Fern- und Verteilernetzbetreiber besteht zudem die Verpflichtung zum buchhalterischen Unbundling. Hinsichtlich der Detailgestaltung des buchhalterischen Unbundlings (etwa betreffend exakte

Kostenzuordnung) bestehen keine Vorgaben der Regulierungsbehörde.

Ab 1. Jänner 2007 soll Erdgastransit zu den von der E-Control Kommission genehmigten Allgemeinen Bedingungen und Tarifberechnungsmethoden erfolgen. Die Transittarife, die anhand der genehmigten Methoden zu berechnen sind, müssen dem Grundsatz der Kostenorientierung und der Nichtdiskriminierung entsprechen. Die EU-Verordnung 1775/2005 legt bestimmte Veröffentlichungspflichten für Transitunternehmen fest. So müssen ab 1. Juli 2006 genaue Angaben zur Kapazitätssituation und detaillierte Informationen zu den angebotenen Dienstleistungen veröffentlicht werden.

Der Übergang vom vormals verhandelten Zugang zu Transitleitungen zum Regime des regulierten Zugangs kann als ein wichtiger Schritt zu einem transparenten und diskriminierungsfreien Markt angesehen werden. Wichtig ist jedoch in diesem Zusammenhang vor allem die Überwachung der Einhaltung der Veröffentlichungspflichten der EU-Verordnung 1775/2005.

Zugang zum Endkunden

Der Zugang zum Kunden kann durch künstliche Erhöhung der Wechselkosten durch die etablierten Anbieter erschwert sein. In den ersten zwei Jahren seit der Liberalisierung haben nur rd. 1,7 % der Gaskunden den Versorger gewechselt.⁹³ Haushaltskunden wiesen dabei eine Wechselquote von 1,6 % auf (2002/2003 0,7 %, 2003/2004 0,9 %). Durch einen Versorgerwechsel hätte sich der durchschnittliche Haushaltskunde (15.000 kWh Jahresverbrauch) 2004 rd. 10 % einsparen können. Laut einer Umfrage der OGM (Österreichische Gesellschaft für Marketing) im Auftrag der E-Control vom Juni 2004 hatte knapp ein Fünftel der befragten privaten Haushalte angegeben, bei einer Einsparung in der Größenordnung

⁹¹ Horizontal integrierte Unternehmen sind Unternehmen, die mindestens eine der Funktionen kommerzielle Erzeugung, Transport, Verteilung von oder Versorgung mit Erdgas wahrnehmen und außerdem eine weitere Tätigkeit außerhalb des Erdgasbereichs ausüben.

Vertikal integrierte Unternehmen sind Unternehmen oder eine Gruppe von Unternehmen (die zueinander in einem Beherrschungsverhältnis im Sinne der Fusionskontrollverordnung 139/2004/EG stehen), die mindestens eine der Funktionen Transport oder Verteilung und mindestens eine der Funktionen Förderung von oder Versorgung mit Erdgas wahrnehmen.

⁹² Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG v. 26.6.2003, ABl L 176/57 v. 15.7.2003.

⁹³ Vgl. E-Control (Mai/Juni 2005); Versorgerwechsel in den österreichischen Elektrizitäts- und Gasmärkten, Untersuchungszeitraum Oktober 2003 bis September 2004, Working Paper Nr. 14, auf www.e-control.at

von 10 % wechseln zu wollen. Diese Diskrepanz zwischen Wechselbereitschaft (25 %) und tatsächlicher Wechselquote (0,7 % bzw. 0,9 %) lässt vermuten, dass es Hemmnisse für den Wechsel geben muss. Diese Hemmnisse können als Wechselbarrieren bezeichnet werden.⁹⁴

Wechselbarrieren haben zur Folge, dass dem Kunden bei der Durchführung eines Lieferantenwechsels Wechselkosten entstehen. Sie umfassen mehr als mögliche Wechselgebühren, die zudem im österreichischen Gasmarkt vom Netzbetreiber nicht in Rechnung gestellt werden dürfen. Unter Wechselkosten⁹⁵ können Transaktionskosten, vertragliche Wechselkosten, Unsicherheitskosten, psychologische Kosten, Kompatibilitätskosten und Lernkosten subsumiert werden (siehe Kasten I).

Das Vorhandensein von und die Höhe der Wechselkosten hat Einfluss darauf, um welchen Betrag der neue Anbieter den etablierten Anbieter unterbieten muss, um Kunden zum Wechsel zu bewegen. Die Höhe der Wechselkosten hat wesentlichen Einfluss auf die erzielbare Marge eines neuen Anbieters. In bestehenden Märkten wie dem Gasmarkt, in denen bereits so gut wie alle Kunden einen Lieferanten haben, und bei bestehender Marktdominanz – wie dies am Gasmarkt in einigen Teilmärkten zu beobachten ist – sind Wechselkosten eine wesentliche Barriere für den Markteintritt neuer Unternehmen.⁹⁶

Auf der anderen Seite kann neuen Anbietern der Zugang zu Kunden erschwert werden, wenn etablierte Unternehmen, die bisher noch nicht eigentumsrechtlich zwischen Vertrieb und Netz getrennt sind, durch die gemeinsame Nutzung von Verrechnungssystemen bzw. den direkten Zugang zu abrechnungsrelevanten Daten ihrer Kunden einen Kostenvorteil gegenüber unabhängigen Lieferanten haben. Dann entsteht den neuen Anbietern eine Erhöhung des administrativen Aufwands.

Zusammenfassung relevante Märkte

Auf allen Teilmärkten des österreichischen Gasmarktes ist eine hohe Konzentration der Marktmacht zumeist bei einem Unternehmen erkennbar. Sie ist deutlich höher als im Strommarkt. Die Dominanz der OMV Gas GmbH und ihres Tochterunternehmens EconGas GmbH ist auf nahezu allen Produktmärkten (dazu noch im Transportbereich) in der Regelzone Ost festzustellen.

Neue Anbieter, die Endkundenmärkte beliefern wollen, brauchen Zugang zu Transport- und Speicherkapazitäten sowie zum Ausgleichsenergiemarkt. In allen diesen Märkten sehen sich diese im Wesentlichen einem Unternehmen, der OMV Gas GmbH (oder EconGas GmbH) als dominantem Anbieter gegenüber, das zudem auch in Endkundenmärkten tätig ist (Tabellen 18, 19). Damit haben die OMV Gas GmbH und die EconGas GmbH wesentlichen Einfluss auf die Kosten der neuen Anbieter und auch auf die Kosten der etablierten Anbieter. Diese Situation wird neue Anbieter nicht ermutigen, in die Endkundenmärkte einzusteigen. Auch die Wettbewerbsintensität zwischen den etablierten Gasunternehmen wird eingeschränkt, wenn auf allen Märkten die Abhängigkeit von einem Unternehmen gegeben ist, das auch in den Endkundenmärkten tätig ist.

Zudem zeigen die Eigentumsverhältnisse (Abbildung 11, Seiten 46, 47), dass eine starke Einflussnahme der öffentlichen Hand auf die Gasunternehmen vorhanden ist und es eine starke Verflechtung der etablierten Unternehmen der Gaswirtschaft gibt. Durch politische Einflussnahme können unternehmerische Entscheidungen eingeschränkt werden. Tabelle 18 gibt eine Zusammenfassung über die Marktstruktur im österreichischen Gasmarkt.

⁹⁴ Vgl. G. Walsh, A. Klee, K.-P. Wiedmann, T. Waßmann (2005): Wechselbarrieren als Ursache für die Stabilität von Geschäftsbeziehungen, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 2, 2005, Jg. 29, S. 145 ff.

⁹⁵ Vgl. „Switching Costs“, Economic Paper 5, Annex A – literature review, Report prepared for the Office of Fair Trading and the Department of Trade and Industry by National Economic Research Associates

⁹⁶ ebenda

→ Überblick über sachlich und räumlich relevante Abgrenzung des Erdgasmarktes (Datenbasis 2004)

Tabelle 18

sachlich relevanter Markt	räumlich relevanter Markt	Anbieterstruktur	Marktkonzentration
Gasgroßhandel			
1. Stufe: Europäischer Gasgroßhandel	weiter als Regelzonen	Internationale und europäische Gasproduzenten	keine genauen Angaben möglich, Gazexport ist größter Anbieter
2. Stufe: Belieferung großer Weiterverteiler	Regelzonen	OMV Gas GmbH, E.ON Ruhrgas GmbH, RAG Beteiligungsgesellschaft GmbH	Anteil von OMV Gas mehr als 80 %, alle drei Anbieter zusammen ca. 100 %
Speichermarkt	Regelzone Ost	OMV Gas GmbH, RAG AG	Bei saisonalen Speicherprodukten: Marktanteil OMV Gas GmbH 75 % (Arbeitsgasvolumen), RAG AG 25 % Bei kurzfristigen Speicherprodukten: Marktanteil OMV Gas GmbH 100 %
Ausgleichsenergiemarkt	Regelzonen	RZ Ost: EconGas GmbH, RAG AG, STGW GmbH, Terragas GmbH, KELAG, Energie Ried	Bei Verkauf von Ausgleichsenergie (Einspeisung ins Gasnetz) und bei Kauf von Ausgleichsenergie (Entnahme aus Gasnetz): Marktanteil der drei größten Anbieter (EconGas, RAG, STGW) bei ca. 95 %.
Belieferung lokaler Weiterverteiler	Regelzonen	RZ Ost: EconGas GmbH, STGW GmbH, KELAG, CE Oil and Gas Trading GmbH RZ Tirol: Tigas GmbH RZ Vorarlberg: VEG	Marktanteil der drei größten Anbieter (EconGas, RAG, STGW) bei ca. 95 %, Marktanteil von EconGas mehr als 80 %, Anteil der größten drei Anbieter bei knapp 100 %
Belieferung von Endkunden			
Belieferung von Großkunden			
Industriekunden ab 500.000 m ³ Jahresverbrauch (leistungsgemessen)	Regelzonen	RZ Ost: EconGas, STGW, Terragas GmbH, Wingas, KELAG, CE Oil and Gas Trading GmbH RZ Tirol: Tigas GmbH RZ Vorarlberg: VEG	Marktanteil von EconGas mehr als 80 %, Anteil der größten drei Anbieter bei ca. 95 %
Kraftwerke (leistungsgemessen)	Regelzonen	EconGas GmbH, STGW GmbH	Marktanteil von EconGas bei 95 %, beide Anbieter zusammen 100 %
Belieferung von Kleinkunden			
Belieferung von nicht-leistungsgemessenen Haushaltskunden und kleinen Gewerbekunden mit Jahresverbrauch bis 100.000 m ³	enger als Regelzonen	RZ Ost: EnergieAllianz (Wienenergie Vertrieb GmbH, EVN Vertrieb GmbH, BEGAS Vertrieb GmbH, außerhalb des eigenen Netzgebietes switch), Erdgas Oberösterreich, STGW, Unsere Wasserkraft, Salzburg AG, MyElectric, KELAG, Linz Gas Vertrieb, Stadtwerke (Angebot nur im eigenen Netzgebiet) RZ Tirol: Tigas RZ Vorarlberg: VEG, Stadtwerke Bregenz	Marktanteil der einzelnen Local Player im jeweiligen Netzgebiet zwischen 90 bis 100 %; EnergieAllianz Anbieter mit höchstem Absatzvolumen
Belieferung von leistungsgemessenen Gewerbekunden mit Jahresverbrauch von 100.000 bis 500.000 m ³			

Quelle: E-Control

→ **Integration inländischer Unternehmen entlang der Wertschöpfungskette der Gaswirtschaft in Österreich**

	OMV AG	RAG AG	STGW
Produktion	OMV AG	RAG AG	Beteiligung an RAG Beteiligungs AG 10 %
Transit	OMV Gas (100 % OMV AG), Anteile an TAG GmbH (11 %) und WAG (51 %), alleiniger Eigentümer der Penta West, MAB, HAG, SOL		
Transport (Fernleitungen)	OMV Gas		Gasnetz Steiermark
Großhandel	EconGas (50 % OMV Gas) Gaswarenhandelshaus (25,1 %)	RAG Beteiligungs AG (hält 75 % an der RAG AG)	STGW
Speichermarkt	OMV Gas	RAG AG	
Ausgleichsenergiemarkt	EconGas (50 % OMV Gas)	RAG AG	STGW
Verteilung			Gasnetz Steiermark
Lieferung an Endkunden	EconGas (50 % OMV Gas)		STGW, Unsere Wasserkraft

Quelle: Homepages und Geschäftsberichte der Unternehmen

Tabelle 19

	Salzburg AG	KELAG	EnergieAllianz	OÖFG
	Beteiligung an RAG Beteiligungs AG 10 %		Beteiligung EVN AG an RAG Beteiligungs AG 50,05%	

	Salzburg Gasnetz	KELAG Netz	EVN Netz, BEGAS Netz	OÖFG
	EIS, Terragas (24,9 % Anteil)	KELAG	EconGas (EVN und Wienenergie 15,75 % Anteil, BEGAS 2,6 %) RAG Beteiligungs AG 50,05 %	EconGas (Anteil 15,55 %)

	Terragas (24,9 % Anteil)	KELAG	EconGas (EVN und Wienenergie 15,75 % Anteil, BEGAS 2,6 %)	EconGas (Anteil 15,55 %)
	Salzburg Gasnetz	KELAG Netz	EVN Netz, Wienergie Gasnetz, BEGAS Netz	OÖFG
	Salzburg AG, MyElectric (Anteil)	KELAG	Großkundenmarkt: Beteiligung an EconGas Kleinkundenmarkt: EVN Vertriebs GmbH, Wienergie Vertriebs GmbH, BEGAS Vertriebs GmbH, switch	Großkundenmarkt: Beteiligung an EconGas (Anteil 15,55 %) Kleinkundenmarkt: Erdgas Oberösterreich (100 % OÖFG)



Marktstruktur

→ Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

→ Zusammenfassung

- Die Verflechtungen zwischen österreichischen Strom- und Erdgasunternehmen werden intensiviert. Weitere Übernahmen durch große internationale Energieunternehmen in Europa können die Konzentration auf nationalen und grenzüberschreitenden Märkten erhöhen.
- Der öffentliche Anteil an den Strom- und Erdgasunternehmen ist unverändert hoch. Auch die Konzentration im Ausgleichsenergie- und Speichermarkt sowie in den Endkundenmärkten ist unverändert hoch.
- Es sind nur wenige ausländische Lieferanten in den Großkundenmärkten und kein ausländischer Lieferant in den Kleinkundenmärkten vertreten, wodurch sich der Wettbewerb um Endkunden maximal auf Österreich beschränkt.
- Ausschließlich der Stromgroßhandelsmarkt erstreckt sich räumlich auf einen übernationalen Markt, wobei Arbitragemöglichkeiten zwischen den einzelnen Ländern bzw. Großhandelsmärkten bei ausreichend vorhandenen Leitungskapazitäten genutzt werden.
- Die Bedeutung von LNG am Erdgasmarkt für Europa steigt weiter an und stellt potenziell auch für Österreich eine mögliche Erdgasquelle dar.

→ Schlussfolgerungen

- Die Rahmenbedingungen der Strom- und Erdgasmärkte sind zu harmonisieren. Die Transportverbindungen zwischen den Ländern sind auszubauen, um übernationale Großhandelsmärkte zu schaffen beziehungsweise zu erweitern.
- Die Vergabe von Transportkapazitäten im Strom- und Erdgasmarkt muss transparent und marktbasierend erfolgen, um einen effizienteren Einsatz von Kraftwerken und Primärenergie zu erreichen. Dadurch kann bei vorhandener Konkurrenz (respektive Wettbewerb) auch der Endkundenpreis sinken.
- Markteintrittsbarrieren sind abzubauen und Märkte räumlich auszuweiten (vor allem Ausgleichsenergie- und Endkundenmärkte), um den Wettbewerb in allen relevanten Teilmärkten bei Strom und Erdgas zu stärken.
- Die Unbundling-Vorgaben sind zu verstärken, zu präzisieren und durchzusetzen, um einen transparenten, gleichberechtigten Wettbewerb zwischen vertikal integrierten und nicht integrierten Unternehmen zu ermöglichen.



Markt
verhalten 2006



Seit der Strommarktliberalisierung führen die spezifischen Eigenschaften von Erzeugung und Großhandel von Strom (steigende Skalenerträge und Verbundvorteile) dazu, dass Unternehmen auch in diesem Bereich vermehrt Kooperationen und Zusammenschlüsse eingehen, um u.a. Kostenvorteile zu realisieren. Durch die angestiegenen Großhandelspreise und die ständig wachsende Nachfrage haben die Stromunternehmen vermehrt in den Bereich der Stromerzeugung investiert.

Österreichischer Erzeugungsmarkt

Auch am inländischen Markt ist eine verstärkte Investitionstätigkeit im Erzeugungsbereich zu beobachten. Als Gründe dafür sind die bereits oben angeführten Kostenvorteile und die hohen Großhandelspreise anzuführen. Im Fall von Österreich führen auch das ständig wachsende Stromhandelsbilanzdefizit und die damit verbundenen Sorgen um die Versorgungssicherheit zu verstärkten Investitionen in die Errichtung neuer Kraftwerke⁹⁷. Die österreichische Elektrizitätswirtschaft veranschlagt dafür bis zum Jahr 2015 rund € 6 Mrd. Investitionskosten. In Tabelle 20 sind die wichtigsten Projekte für die nächsten Jahre dargestellt. Anzumerken ist, dass derzeit kein ausländisches Unternehmen als möglicher Investor für den Neubau von Kraftwerken auftritt.

Die Zusammenschlüsse in den vergangenen zwei Jahren haben auf den Erzeugungs- und Großhandelsbereich nur geringe Auswirkungen gehabt. Sollten jedoch die derzeit geplanten Zusammenschlüsse umgesetzt werden (u.a. Energie Austria, Übernahme von Anteilen an ESTAG, KELAG und Linz AG durch den Verbund), so kommt es zu

einer weiteren Verflechtung der österreichischen Unternehmen (siehe auch Kapitel Kooperationen und Zusammenschlüsse am Endkundenmarkt). Nach dem Nichtzustandekommen des OMV/Verbund-Deals ist nach wie vor offen, ob die so genannte österreichische Stromlösung (Energie Austria) umgesetzt wird.

Der Verbund hat sich im Jahr 2006 mit 49 % an der neu gegründeten Energie Klagenfurt GmbH, in der die Strom-, Wärme-, und Erdgasvertriebsaktivitäten der Stadtwerke Klagenfurt AG gebündelt wurden, beteiligt. Als erstes Projekt der neuen Partner wird ein Erdgas-Kombi-Kraftwerk in Klagenfurt (400 MW) entstehen.

Schwerpunkt der EVN und der Energie AG OÖ ist es, die Stromaufbringung durch Eigenerzeugung zu erhöhen. Derzeit liegt der Anteil der Eigenerzeugung bei rd. 35 %. Dies soll im Fall der EVN neben Effizienzoptimierungen durch den Neubau von Wärme- und Wasserkraftwerken sowie durch eine Erweiterung des bestehenden Windparks von derzeit 30 MW auf 110 MW zu einem Eigenerzeugungsanteil von 40–60 % führen. Die Energie AG hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2015 weitestgehend Selbstversorger zu sein. Die Errichtung von drei neuen thermischen Kraftwerken und der Aus- und Neubau von Wasserkraftwerken wurden in diesem Zusammenhang bereits beschlossen. In Betrieb genommen wurden ein Biomassekraftwerk in Timelkam (50 MW) und das Kleinkraftwerk Mühlbach am Hochkönig. Ein weiteres Kraftwerk am Standort Timelkam ist geplant. Derzeit wird die Umweltverträglichkeitsprüfung für den Ausbau des Standorts Timelkam durchgeführt.

⁹⁷ Sorge um die Versorgungssicherheit haben hier vor allem die Eigentumsvertreter (Landespolitiker) der mehrheitlich im öffentlichen Eigentum befindlichen großen Stromunternehmen.

→ Geplante oder im Bau befindliche Kraftwerke in Österreich

Tabelle 20

Kraftwerkstyp/Bezeichnung	Unternehmen	Investitionsbedarf in Mio.	Leistung	Baubeginn	Netzeinspeisung
Gaskraftwerk Mellach	Verbund ATP	400,0	800 MW	2006	2009
Pumpspeicher Kaprun, Limberg II	Verbund AHP	365,0	480 MW	2006	2011
Pumpspeicher KW Kopswerk II	Illwerke/VKW-Gruppe	330,0	450 MW	2004	2007/2008
Laufkraftwerk Oberes Inntal	Verbund, TIWAG, Engadiner KW AG	270,0	88 MW	2009	2013
GuD-Kraftwerk Klagenfurt	Energie Klagenfurt, Verbund	250,0			
Ausbau Simmering	Wienenergie	20–300			
Gas-Dampfkraftwerk Timelkam	Energie AG	163,0	400 MW	2006	2008
KW Gössendorf/Großsulz	Verbund & Energie Smk.	110,0			
Windparks Weinviertel/Zentralraum NÖ	EVN AG	80,0			
Speicherkraftwerk Gerlos II	Verbund AHP	70,0	+135 MW	2004	2007
GUD FHKW-Linz Mitte	Linz AG	65,0	115 MW	2006	2007
KW Werfen/Pfarrwerfen	Salzburg AG/Verbund-AHP	61,0			
Biomassekraftwerk Simmering	Wienenergie	52,0		2004	2006
Biomassekraftwerke Mödling und Baden	EVN	40,0	5 MW	2005	2006
Laufkraftwerk Donaukraftwerk	Verbund AHP	39,0	+ 32 MW	2006	2010
Speicherkraftwerk Feldsee	KELAG	35,0	62 MW	2006	2008
Biomassekraftwerk Timelkam	Energie AG Oberösterreich	35,0			
Defregental und Prägraten	TIWAG	35,0	je 10 MW	2005	2006
KWKW Leoben	Verbund AHP	34,0	9,9 MW	2003	08.2005
Pumpspeicheranlage Hintermuhr	Salzburg AG	32,5	+1.178 GWh/a	2006	2007
Laufkraftwerk Gamp	Salzburg AG	29,0	8,58 MW	2005	2007
Biomasse KWK-Anlage Linz -Mitte	Linz AG	26,0	8 MW	2004	2006
KWKW Saalbach	Salzburg AG	22,0	+1,1 MW	2002	12.2004
KWKW Nussdorf	Verbund AHP, Wienstrom, EVN	15,0	4,8 MW	2004	08.2005
Speicherkraftwerk Nassfeld	Salzburg AG	11,8	+7,7 GWh	2006	2006/2007
Laufkraftwerk Ybbs/Kemmelbach	Fa. Wüster	9,0	3 MW	2004	08.2005
Wasserkraftwerk Trattenbach	Salzburg AG	6,9	5,2 MW		08.2005
KWKW Wiestal	Salzburg AG	0,8	214 kW	2005	2006

Quelle: VEÖ, E-Control

Die Umsetzung der geplanten Kraftwerksprojekte der TIWAG ist bisher noch nicht weit fortgeschritten. Neben einer Ablehnung der Kraftwerkspläne in Vent besteht bei anderen potenziellen Standorten Widerstand seitens der betroffenen Gemeinden. Trotzdem scheint das Unternehmen aber weiter die Bestrebungen zur Erhöhung der eigenen Erzeugung fortzuführen.

Unter dem Gesichtspunkt der hohen Großhandelspreise hat auch für die KELAG die Erhöhung des Eigenerzeugungsanteils Priorität. Ein Teil dieses Ziels könnte bereits durch die laufende Erweiterung des Kraftwerks Fragant um das Pumpspeicherkraftwerk Feldsee erreicht werden. Mit der Inbetriebnahme der beiden Kraftwerke erhöht die KELAG den Anteil der Eigenenerzeugung an der Gesamterzeugung um 15 %.

Neben den hohen Stromgroßhandelspreisen führen die stark schwankenden und ebenfalls hohen Primärenergiepreise (im Speziellen von Erdgas) zu einer Erhöhung der Erzeugungskosten. Um das Risiko schwankender Primärenergiepreise und der damit verbundenen hohen Kosten abzufangen, beteiligen sich vorwiegend große europäische Stromunternehmen vermehrt an Unternehmen im Bereich der Primärenergieauffindung. Aufgrund der geringen Größe der österreichischen Unternehmen im Vergleich zu den europäischen Energieunternehmen beschränken sich diese Aktivitäten lediglich auf den österreichischen Markt. So hat die EVN im Jahr 2005 ihre Beteiligung an der Rohöl-Aufsuchungs-AG erhöht.

Innerhalb des österreichischen Marktes waren die Zusammenschlussaktivitäten in den letzten beiden Jahren gering. Neben kleineren Beteiligungsveränderungen (u.a. reduzierte die Raiffeisen Landesbank Oberösterreich ihren Anteil an der EVN) verkaufte die EnBW die Anteile am Verbund und erhöhte anschließend die EnBW-Beteiligung an der EVN auf rd. 30 %.

Einige Stromunternehmen haben ihre Aktivitäten im Ausland sowohl über Tochterunternehmen als auch durch Übernahmen erhöht. Während der Verbund durch die 25 %-Beteiligung an der französischen Poweo SV im ersten Quartal 2006 in den französischen Erzeugungs- und Endkundenmarkt eingestiegen ist (geplant ist u.a. die Errichtung zweier Erdgaskraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 1.200 MW), betätigt sich die EVN vermehrt im südosteuropäischen Raum. So hat sich die EVN mit 90 % am mazedonischen Stromverteiler ESM AD (Elektrostopanstvo na Makedonija) sowie an Energieunternehmen in Bulgarien beteiligt. Neben dem osteuropäischen Raum beabsichtigt die EVN gemeinsam mit der STEAG seit März 2005 die Errichtung eines 750 MW Steinkohlekraftwerks in Duisburg-Walsum.

Der Verbund konnte im Juni 2006 mit der 36 %-Beteiligung an der italienischen Sorgenia (Erzeugung und Vertrieb) seine Aktivitäten am italienischen Strommarkt ausbauen. Durch die gemeinsame Errichtung der geplanten Kapazitäten von über 1.200 MW wird der Verbund somit auch in der italienischen Stromerzeugung tätig.

Kooperationen internat. Stromunternehmen

Nach wie vor kann innerhalb des europäischen Marktes eine starke Tendenz zu Kooperationen und Fusionen von Stromerzeugungsunternehmen beobachtet werden. Die Fusionsbestrebungen rund um Suez/Enel und GdF und das Übernahmeangebot von E.ON an Endesa sowie der mögliche Eintritt der Gazprom in den deutschen Strommarkt stellen die wichtigsten Ereignisse für den europäischen Energiemarkt der letzten beiden Jahre dar. Der russische Erdgasproduzent Gazprom, der mit möglichen Beteiligungen an den deutschen Stadtwerken und an RWE in Zusammenhang gebracht wurde, würde ein neues, vertikal integriertes Stromunternehmen darstellen, das dem Wettbewerb neue Impulse geben könnte.



Investitionen in neue Technologien

Durch die steigende Nachfrage und die hohen Primärenergie- und Großhandelspreise für Strom wurden in den Jahren 2005 und 2006 verstärkt Investitionen in neue Erzeugungstechnologien oder deren Effizienzsteigerung getätigt. Dies hatte verschiedene entscheidende Entwicklungen zur Folge. So konnten neben der Erhöhung des Wirkungsgrads von Erdgasturbinen auch im Bereich der schadstoffarmen Erzeugung aus konventionell thermischer Energie Erfolge beobachtet werden. Vattenfall ist in diesem Bereich mit seinen Plänen, einem CO₂-freien Braunkohlekraftwerk in Brandenburg, das als Pilotprojekt bis 2008 in Betrieb gehen soll, und dem Bau einer Geothermieanlage (4.000 m tiefe Bohrung) am Forschungsstandort Groß-Schönbeck, federführend.

Großhandel

Auch im Handel scheinen sich neue Unternehmensstrategien abzuzeichnen. Während ein Großteil der Unternehmen eine eigenständige Handelsabteilung besitzt, sind einige Stromunternehmen zusätzlich an reinen Tradern beteiligt. Im Fall von Unternehmen, die in der Stromerzeugung tätig sind, scheint dies vor allem durch die möglichen Preisbeeinflussungen besonders problematisch. Die Gewinne, die durch marktbeeinflussendes Verhalten erzielt werden, könnten unter Zuhilfenahme der externen Trader verstärkt und gleichzeitig externen Kontrollen entzogen werden.

→ Strategisches Verhalten österreichischer Stromunternehmen am Endkundenmarkt

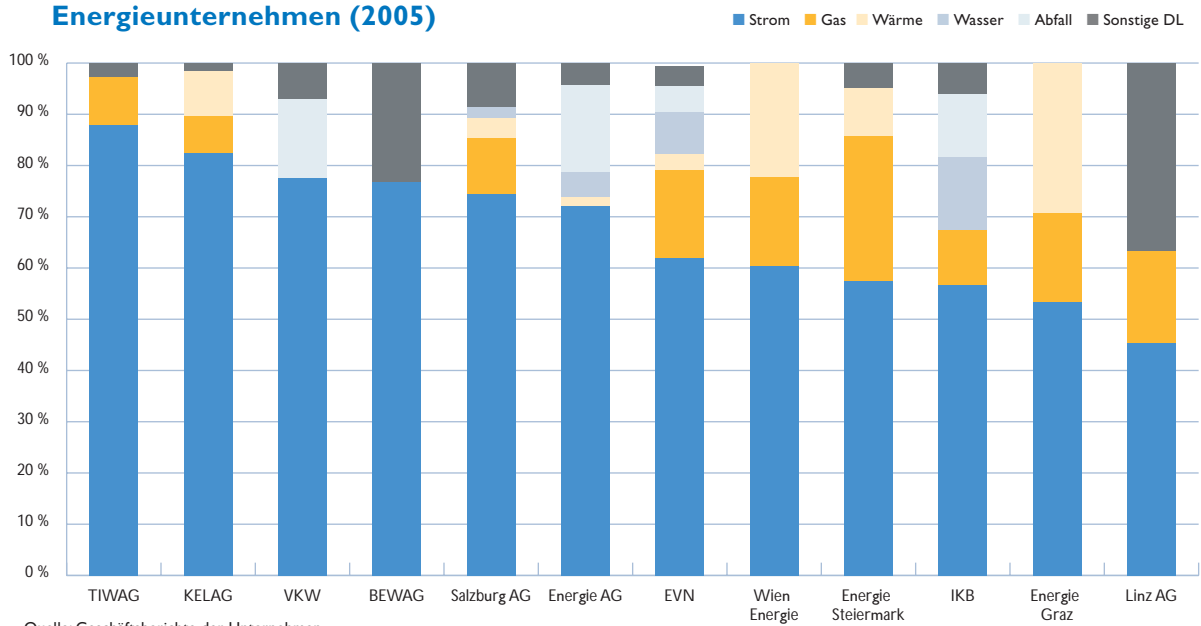
In diesem Kapitel werden die Strategien der Stromunternehmen am Endkundenmarkt dargestellt, wobei weder eine klare Trennung zwischen Groß- und Kleinkundenmarkt noch zwischen Endkunden- und anderen Teilmärkten gemacht werden kann. Ein Großteil der österreichischen Stromunternehmen ist vertikal und horizontal integriert, d.h. einerseits auf allen Marktstufen im Strombereich (von Erzeugung bis Belieferung von Endkunden) und andererseits auch in anderen Versorgungsdienstleistungsbereichen (u.a. Erdgas, Wasserversorgung, Abfall) tätig.

Abbildung 21 gibt einen Überblick über die Betätigungsfelder einiger österreichischer Energieunternehmen. Bis auf die Linz AG liegt der Anteil des Strombereichs bei über 50 % des Gesamtumsatzes. Die Abbildung zeigt jedoch auch, dass beachtliche Umsatzanteile auch in anderen Versorgungsdienstleistungsbereichen (u.a. Wasser, Wärme, Abfall) erzielt werden, was vor allem bei gemeindeeigenen Unternehmen der Fall ist.

Die Entwicklung der Umsatzanteile der größten Energieunternehmen in Österreich (exkl. OMV) nach Unternehmensbereichen von 2001 bis 2005 zeigt, dass der Anteil des Strombereichs

→ Umsatzanteile je Tätigkeitsbereich – ausgewählte österreichische Energieunternehmen (2005)

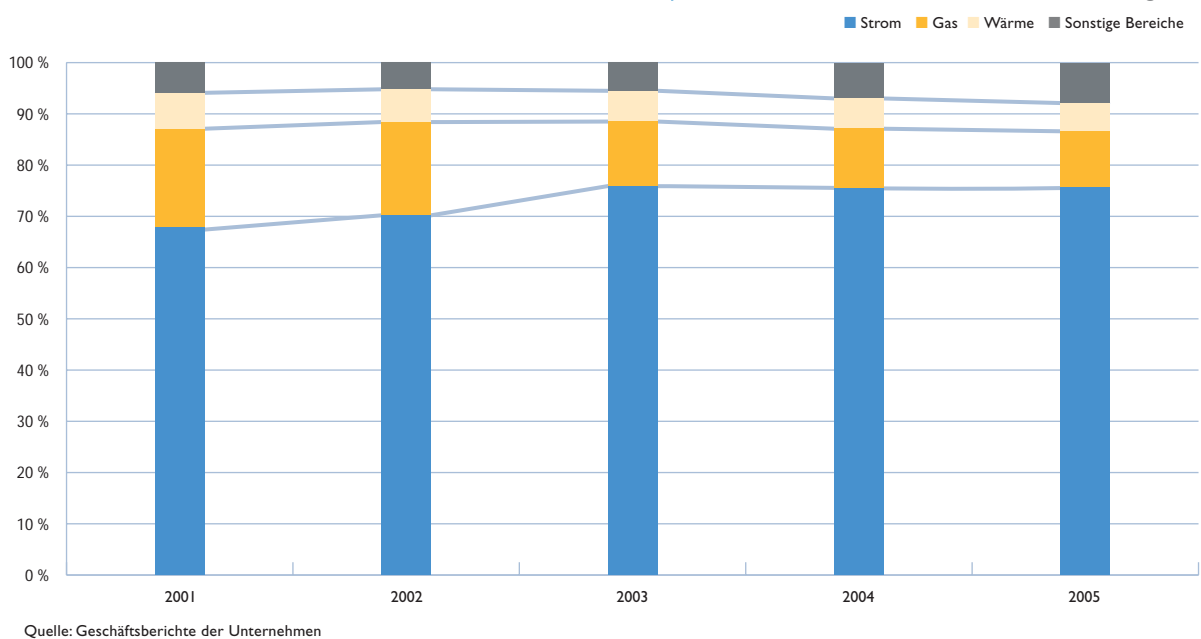
Abbildung 21



96

→ Umsatzanteile nach Unternehmensbereichen, 2001–2005

Abbildung 22



seit 2001 deutlich angestiegen und für rd. 75 % des Gesamtumsatzes verantwortlich ist. Der Anteil des Wärme- und Erdgasbereichs ist hingegen zurückgegangen. Der Anteil der sonstigen Bereiche (u.a. Abfall, Wasser, Telekommunikation) ist im Beobachtungszeitraum angewachsen.

Der Anstieg im Strombereich ist auf zwei Entwicklungen zurückzuführen. Einerseits auf die Ausweitung des Stromhandels und die gestiegenen Strompreise, die selbst bei gleichen Handelsmengen zu einem höheren Umsatz führen, und andererseits auf die Auslandstätigkeiten der Unternehmen sowohl direkt über eigene Tochterunternehmen als auch indirekt über Beteiligungen an bzw. Übernahmen von ausländischen Unternehmen.

Den Auslandsbereich haben vor allem die EVN, die Energie AG und der Verbund ausgeweitet. So hat die EVN zwei bulgarische (jeweils mehrheitlich) sowie ein mazedonisches Versorgungsdienstleistungsunternehmen (Strom-, Wasser- und Abfallgeschäft) übernommen. Daneben hält die EVN Beteiligungen an slowenischen, ungarischen und russischen Unternehmen, die mehrheitlich in Besitz der niederösterreichischen Landesgesellschaft sind. Die EVN bekräftigt in ihrem Geschäftsbericht die regionale Ausrichtung auf die Märkte in Mittel- und Osteuropa. Weiters konzentriert sich die Strategie der EVN auf die Ausweitung im Energievertrieb sowie den Ausbau des Wassergeschäfts und des Abfallbereichs. Ziel dieser Multi-Utility-Strategie ist es, den Kunden alles aus einer Hand anzubieten und dadurch mögliche Synergieeffekte zwischen den einzelnen Versorgungsdienstleistungssparten zu nutzen.

Die Energie AG hat in den letzten Jahren ebenfalls ihr Auslandsgeschäft verstärkt. Neben Beteiligungen im Energiebereich hat sich die Energie AG auf die Bereiche Entsorgung und

Wasserversorgung konzentriert. Die Auslandsaktivitäten der Energie AG konzentrieren sich ebenfalls vorwiegend auf den mittel- und osteuropäischen Raum und hier vor allem auf die Tschechische Republik und Ungarn. Neben dem Auslandsgeschäft hat die Energie AG in den letzten Jahren auch die Versorgungsdienstleistungsbereiche Wasser, Abwasser und Entsorgung ausgebaut. Mit Oktober 2006 kommt es auch zu einer Veränderung der Konzernstruktur der Energie AG. Gegründet wird eine Holding. Die einzelnen Geschäfts- und Servicebereiche werden in eigene Konzerngesellschaften eingebracht.

Die Verbund AG hat bei ihrer Expansionsstrategie nicht die Eröffnung neuer Geschäftsbereiche, sondern die Ausweitung von bereits bestehenden Segmenten verfolgt. So wurden die Handels- und Vertriebstätigkeiten des Verbund im In- und Ausland deutlich ausgeweitet. Dies führte von 2001 bis 2005 zu einer Verdoppelung der Umsatzerlöse dieses Segmentes. Neben der Ausweitung der Erzeugungs- und Handelsaktivitäten beliefert der Verbund über die Tochtergesellschaft APS seit Juli 2005 auch Haushalts- und Gewerbekunden. Der Verbund verfolgt das Ziel, rd. 25 % der eigenen Erzeugung an Endkunden abzugeben, wobei Endkunden nicht nur in Österreich, sondern auch im Ausland beliefert werden sollen. Geplant war auch der Rückkauf der APC (Großkundenvertrieb) von Istrabenz. Aufgrund der fehlenden Zustimmung im Aufsichtsrat konnte dieses Projekt nicht umgesetzt werden. Der Verbund hat jedoch die Vertriebstätigkeit auch für Großkunden mit Beginn des Jahres 2006 wieder aufgenommen. Die verstärkte Konzentration der Tätigkeiten auf den Vertriebsbereich entspricht auch der Intention, die Beteiligungen an den Landesgesellschaften KELAG und Steweag-Steg zu erhöhen. Der Verbund könnte die Anteile an den beiden Unternehmen auf jeweils über 50 % (inkl. indirekter Beteiligung) steigern. Im Jahr 2006 hat sich der

Verbund bereits an der Energie Klagenfurt mit 49 % beteiligt. Neben den Vertriebstätigkeiten in den Bereichen Strom, Erdgas und Wärme plant das Gemeinschaftsunternehmen der Stadtwerke Klagenfurt und des Verbund den Bau einer KWK-Anlage mit einer elektrischen Leistung von rund 400 MW.

Die Ausweitung des Handelsgeschäfts ist bei den meisten Landesgesellschaften mit eigenen Erzeugungseinheiten zu beobachten. So haben die Salzburg AG, die TIWAG, aber auch die KELAG sowie die VKW ihre Handelstätigkeiten deutlich ausgeweitet. Gleichzeitig verfolgen die Salzburg AG und die KELAG die Stärkung anderer Versorgungsdienstleistungsbereiche, die in den letzten Jahren deutliches Wachstum aufweisen.

Ein Großteil der Unternehmen hat in den letzten Jahren den Bereich erneuerbare Energie ausgebaut. So haben die EVN und die BEWAG vorwiegend den Windkraftbereich ausgeweitet und die Wienenergie und die Energie AG in Biomassekraftwerke investiert. Zusätzlich wurden in den letzten Jahren Kleinwasserkraftwerke neu- bzw. ausgebaut sowie revitalisiert. Die verstärkten Aktivitäten der Landesgesellschaften im Bereich erneuerbare Energiequellen sind vorwiegend auf die Förderungen auf Basis des

Ökostromgesetzes zurückzuführen. Die Ausweitung des Ökostrombereiches durch die Landesgesellschaften hat auch dazu geführt, dass diese den Großteil der Fördergelder erhalten. Dies ist vor allem deshalb nicht unbedenklich, da die Landesgesellschaften mehrheitlich im öffentlichen Eigentum stehen und die Eigentümervertreter stark im Gesetzesprozess und damit auch bei der Schaffung der Rahmenbedingungen der Förderung involviert sind.

Nachfolgende Tabelle zeigt Strategien zur Steigerung der Umsatzerlöse und zur Verbesserung der Ertragskraft einiger Energieunternehmen, wobei zwischen

- Optimierung der bestehenden Kerngeschäftsfelder (Strom, Erdgas, Wärme),
- Ausweitung von Handels- und Vertriebsaktivitäten,
- Erschließung und Ausweitung sonstiger Geschäftsbereiche,
- Expansion im Ausland (in einem der drei zuvor angeführten Bereiche)

unterschieden wird. Neben der Ausweitung sonstiger Versorgungsdienstleistungen steht bei den Unternehmen vor allem die Intensivierung der Handelsaktivitäten im Vordergrund.

→ **Strategien der Energieunternehmen**

Tabelle 21

	Optimierung Strom/Gas/Wärme	Ausweitung Handel/Vertrieb	Ausweitung sonst. Segmente	Expansion Ausland
EVN				
Wienenergie				
KELAG				
SAG				
Energie Steiermark				
TIWAG				
Verbund				
Energie AG				
BEWAG				
VKW				

Quelle: E-Control

Ähnliche Strategien wie die meisten österreichischen verfolgen die großen europäischen Energieunternehmen. Wie Tabelle 22 zeigt, erstrecken sich die Aktivitäten ebenfalls nicht nur auf den Strom- oder Erdgasbereich, sondern auch auf andere Versorgungsdienstleistungsbereiche. Die Energieunternehmen werden dabei nicht nur direkt, sondern auch über beteiligte Unternehmen (u.a. Stadtwerke) tätig. Vor allem in Deutschland war eine erhöhte Investitionstätigkeit in regionale Versorgungsunternehmen nach der Liberalisierung des Strommarktes zu beobachten, wobei vor allem die Absatzsicherung sowie die Ausweitung des Vertriebsgeschäfts im Vordergrund standen. Ähnlich könnten die Intentionen des Verbund, die Beteiligung an Landesgesellschaften zu erhöhen, beurteilt werden.

→ **Tätigkeitsbereich europäischer Energieunternehmen** Tabelle 22

	Strom	Gas	Wasser	Abfall	Kommunikation
Suez					
Vivandi					
RWE					
E.ON Ruhrgas					
EdF/GdF					
Endesa					
ENEL					
EnBW					
Vattenfall					

Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen

Kooperationen und Zusammenschlüsse am Endkundenmarkt

In den vergangenen zwei Jahren ist es nur zu wenigen Zusammenschlüssen am österreichischen Strommarkt gekommen. Einen Überblick über die Zusammenschlüsse im Strombereich gibt Tabelle 23.

Die Energie Austria, der geplante Vertriebs- und Großhandelszusammenschluss zwischen Verbund und der EnergieAllianz, wurde nach wie vor nicht umgesetzt. Im Gegensatz zur ursprünglichen Anmeldung sind die Energie AG und die Linz AG aus der EnergieAllianz ausgetreten und nicht mehr Teil der geplanten Energie Austria. Weiters haben sich die restlichen EnergieAllianz-Unternehmen und der Verbund darauf geeinigt, dass der Verbund auch an den Vertriebstöchtern der EnergieAllianz mit 33,3 % beteiligt wird. Wann und ob die Energie Austria umgesetzt wird, ist jedoch noch offen. Unter anderem arbeitet auch die Wienenergie an unterschiedlichen Strategien, die neben Kooperationen mit anderen Unternehmen auch eine Stand-alone-Variante vorsieht.

Der Verbund hat sich 2006 an der Energie Klagenfurt beteiligt, die die Vertriebsbereiche der Stadtwerke Klagenfurt (u.a. Strom, Erdgas) übernommen hat. Geplant ist ebenfalls, dass das Gemeinschaftsunternehmen eine KWK-Anlage errichtet.

Im Jahr 2005 hat sich die TIWAG an der Vertriebstochter der Salzburg AG – MyElectric – mit 50 % beteiligt. Gleichzeitig hat sich die TIWAG aus dem Kleinkundenmarkt außerhalb des angestammten Versorgungsgebietes zurückgezogen.

→ Überblick – Zusammenschlüsse und Beteiligungen seit 2000

Beteiligte Unternehmen/Jahr	neues Unternehmen	Zusammenschluss/Beteiligung
Stadtwerke Klagenfurt AG Verbund 2006	Energie Klagenfurt GmbH	Stadtwerke Klagenfurt 51 %, Verbund 49 %
TIWAG, Salzburg AG 2005		TIWAG übernimmt 50 %, die restlichen 50 % verbleiben bei Salzburg AG
EnBW, EVN 2005		Erhöhung der Anteile der EnBW an der EVN
EVN, RAG BeteiligungsAG 2005		Erhöhung der Anteile der EVN an der RAG
Salzburg AG, Ruhrgas Austria AG 2003	Terragas	75,1 % RAG, 24,9 % Salzburg AG
BEGAS, EVN, Linz Erdgas/Wärme, OMV Erdgas, OÖ Ferngas, Wien- energie 2002 (operativ 2003)	EconGas GmbH	2,6 % BEGAS, 15,7 % EVN, 0,45 % Linz Erdgas/Wärme, 50 % OMV Erdgas International, 15,55 % OÖ Ferngas, 15,7 % Wiengas
gas-alive, Steirische Erdgas- Wärme GmbH 2003		80 % Beteiligung der Steirischen Erdgas-Wärme GmbH
Verbund (APT) EnergieAllianz (e&t) 2004	APT neu*	APT und e&t verschmelzen zu APT (neu):Verbund 2/3 EnergieAllianz 1/3 Anteil
Verbund EnergieAllianz (e&s) 2004	e&s*	Neugründung Verbund 1/3 EnergieAllianz 2/3
BEWAG/BEGAS, Energie AG EVN, Linz AG, Wienenergie 2002	EnergieAllianz	Kooperation auf Vertriebs- und Handelsebene
Steg-Steweag Hereschwerke Energie GmbH 2003		Übernahme der restlichen 51 % der Hereschwerke
Steg-Steweag Überland Strom GmbH 2003		Übernahme der restlichen 51 % der Überland Strom GmbH
Steg-Steweag 2000	Steweag-Steg GmbH	Zusammenschluss
Steweag Feistritzwerke Gleisdorf 2000	Feistritzwerke-Steweag GmbH	Beteiligung der Steweag zu 27 % an Feistritzwerke-Steweag GmbH
Steweag Stadtwerke Hartberg 2000		Beteiligung der Steweag zu 25,1 % an Stadtwerke Hartberg
ESTAG Verbund 2004		ESTAG übernimmt 20 % Verbund-anteile an Unsere Wasserkraft
ESTAG Grazer Stadtwerke AG 2002	Energie Graz GmbH	ESTAG kauft 49 % von der Stadt Graz
Salzburger Stadtwerke SAFE 2000 Salzburg AG Verbund 2004	Salzburg AG	Zusammenschluss Salzburg AG übernimmt restliche 20 % an MyElectric
IKB TIWAG 2002		Beteiligung (25 % + 1 Aktie an IKB)
TIWAG, Steirische Erdgas-Wärme GmbH, Stadtwerke Lienz 2004	Stadtwärme Lienz Produktions- und Vertriebs GmbH	Gründung Gemeinschaftsunternehmen, TIWAG u. Steir. Erdgas-Wärme jew. 48 % Anteil, StW Lienz 4 %
TIWAG Stadtwerke Kufstein GmbH 2004	Bioenergie Kufstein GmbH	Gründung Gemeinschaftsunter-nehmen (jeweils 50 % Anteil)
Energie AG EWWAG Wels 2002	Wels Strom GmbH	Energie AG kauft 49 %
RLB OÖ Energie AG 2003		RLB OÖ übernimmt 6,5 % EVN-Anteil von Energie-Contracting Steyr
Stadtwerke Kapfenberg KELAG 2002		Beteiligung (35 % an Stadtwerke Kapfenberg)
BEWAG Stadtgemeinde Jenners- dorf Steweag-Steg 2003		BEWAG übernimmt Kraftverteilungs-anlage Jennersdorf AG zu 100 %

Quelle: E-Control

* noch nicht umgesetzt

Tabelle 23

Bereich	Ebene	Vertikale/horizontale Integration
Erzeugung, Vertrieb (Strom, Erdgas, Fernwärme)	größter Erzeuger in Ö, Stadtwerk	vertikale Integration
Beschaffung und Vertrieb von Energie (insb. Strom)	Landesgesellschaften	vertikale Integration
Strom + Erdgas	Landesgesellschaft, ausländisches Unternehmen	vertikale + horizontale Integration
Aufsuchung Erdöl+Erdgas, Förderung, Verkauf, Speicherung v. Erdgas	Landesgesellschaft	vertikale Integration
Gasvertrieb an Großkunden > 500.000 m ³	Landesgesellschaft, Tochtergesellschaft eines ausländischen Unternehmens	horizontale Integration
Gasvertrieb an Großkunden > 500.000 m ³	EnergieAllianz Austria + Landesgesellschaften + Importeur/Produzent	vertikale + horizontale Integration
Gasvertrieb an industrielle Verbraucher und Großkunden > 500.000 m ³	Dienstleister + Landesgesellschaft	horizontale Integration
Koordinierung des Kraftwerkseinsatzes, Stromhandel	5 Landesversorger u. landeshauptstädt. Versorger + größter Erzeuger in Ö	vertikale + horizontale Integration
Belieferung von Stromkunden > 4 GWh	5 Landesversorger u. landeshauptstädt. Versorger + größter Erzeuger in Ö	vertikale + horizontale Integration
Strom- und Erdgasvertrieb (Kleinkunden < 4 GWh)	Stadtwerk + mehrere Landesversorger	horizontale Integration
Strom + Fernwärme	Regionaler Versorger + Landesversorger	vertikale + horizontale Integration
Stromnetz + Stromversorgung	Regionaler Verteilnetzbetreiber + Landesversorger	horizontale Integration
Strom	Regionaler Versorger + Landesversorger	horizontale Integration
Strom	Regionaler Versorger + Landesversorger	vertikale + horizontale Integration
Strom + Fernwärme u.a. Ver- und Entsorgung	Regionaler Versorger + Landesversorger	vertikale + horizontale Integration
Strom- und Erdgasvertrieb	Landesversorger + Lieferant	vertikale Integration
Strom + Erdgas	Stadtwerk + Landesversorger	vertikale + horizontale Integration
Strom + Erdgas	Stadtwerk + Landesversorger	vertikale + horizontale Integration
Strom- und Erdgasvertrieb	Landesversorger + Lieferant	vertikale Integration
Strom + Erdgas (Gas inkl. Netz)	Stadtwerk + Landesversorger	vertikale + horizontale Integration
Ökostrom + Fernwärme	Landesversorger Erdgas + Landesversorger Strom	horizontale Integration
Ökostrom + Fernwärme	Regionaler Versorger + Landesversorger	horizontale Integration
Strom	Regionaler Versorger + Landesversorger	vertikale + horizontale Integration
Strom + Gas + Fernwärme u.a.	Investor + Landesversorger	-
Strom + Erdgas	Stadtwerk + Landesversorger	vertikale + horizontale Integration
Strom	Regionaler Versorger + Landesversorger	horizontale Integration

Im Mai 2006 wurden von der OMV und dem Verbund angekündigt, die beiden Unternehmen fusionieren zu wollen. Erste Gespräche darüber haben zwischen Verbund und OMV bereits 2005 stattgefunden. Geplant war in einem ersten Schritt die Übernahme der öffentlichen Anteile am Verbund durch die OMV und in einem zweiten Schritt die Vollfusion der beiden Unternehmen (siehe Abbildung 23).

Zielsetzung der beiden Unternehmen war es, ein vertikal und horizontal integriertes Unternehmen zu gründen, wobei die Bereiche Stromerzeugung (Gaskraftwerke), Handel (u.a. auch Baumarten-Hub) und integrierte Angebotserstellung für Strom und Erdgas jene Bereiche darstellen, die vollständig integriert werden sollten. Weitere Konvergenzen liegen laut den beiden Unternehmen im Bereich der Erdgas- und Stromnetze vor.

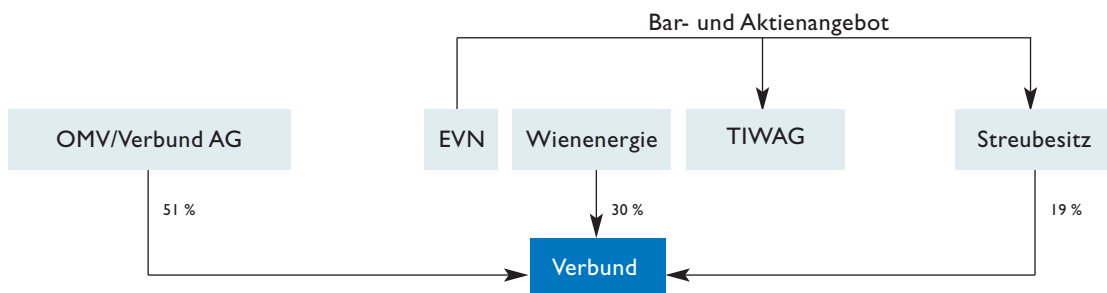
Aufgrund der fehlenden Zustimmung der TIWAG, EVN und Wienenergie als Aktionäre bzw. politischer Interventionen der Landeshauptleute, die gleichzeitig auch Eigentümerversorger der jeweiligen Landesgesellschaften sind, haben die OMV und der Verbund von einer Umsetzung der Übernahme abgesehen. Die Landeshauptleute haben gefordert, dass das Unternehmen OMV/Verbund mehrheitlich im öffentlichen Eigentum steht. Dies hätte bedeutet, dass der öffentliche Anteil an der OMV von 35 % auf 51 % erhöht würde. Zentraler Punkt der Argumentation der

Landeshauptleute war die Sicherung der heimischen Wasserkraft sowie die Erhaltung einer Mehrheitsbeteiligung an den Netzgesellschaften, wobei dies bei der OMV derzeit nicht der Fall ist. Wirtschaftsminister Bartenstein hat jedoch angekündigt, die Verhandlungen über eine Umsetzung zu einem nationalen Champion im Herbst nach den Wahlen wieder aufnehmen zu lassen.

Sollte es jedoch zur Umsetzung der Übernahme kommen und die Energie Austria in der neuen Struktur genehmigt werden, hat dies nachhaltig negative Auswirkungen auf den Strommarkt in Österreich. Wie in Abbildung 24 dargestellt, entsteht neben einem bereits marktbeherrschenden Unternehmen am Erdgasmarkt auch ein marktbeherrschendes Unternehmen am Strommarkt. Der Verbund ist bereits mit jeweils rd. 35 % an der KELAG und der Steuereag-Steg beteiligt. Diese Beteiligungen gehen bei einer Übernahme an die OMV über. Sollten die Beteiligungen der RWE und EdF an den beiden Landesgesellschaften an den Verbund – respektive an OMV/Verbund – übergehen, so würde das neue Unternehmen jeweils die Mehrheit an den Landesgesellschaften halten. Die OMV ist über die EconGas bereits mit der EnergieAllianz verbunden. Diese Verbindung würde durch den Zusammenschluss der Energie Austria sowie der Übernahme des Verbund durch die OMV weiter verstärkt. Zu erwarten wären negative Auswirkungen auf den Wettbewerb in allen Endkundenmärkten sowie auch auf den

→ Geplante Struktur OMV/Verbund

Abbildung 23



Quelle: OMV/Verbund

vorgelagerten Märkten (u.a. Ausgleichsenergiemarkt). Die Gefahr sowohl von Absprachen als auch eines Rückzugs vom Verbund aus dem Endkundenmarkt scheint gegeben. Für die Weiterentwicklung des Marktes und zur Stärkung des Wettbewerbs ist sowohl die Übernahme des Verbund als auch der Zusammenschluss zur EnergieAllianz abzulehnen.

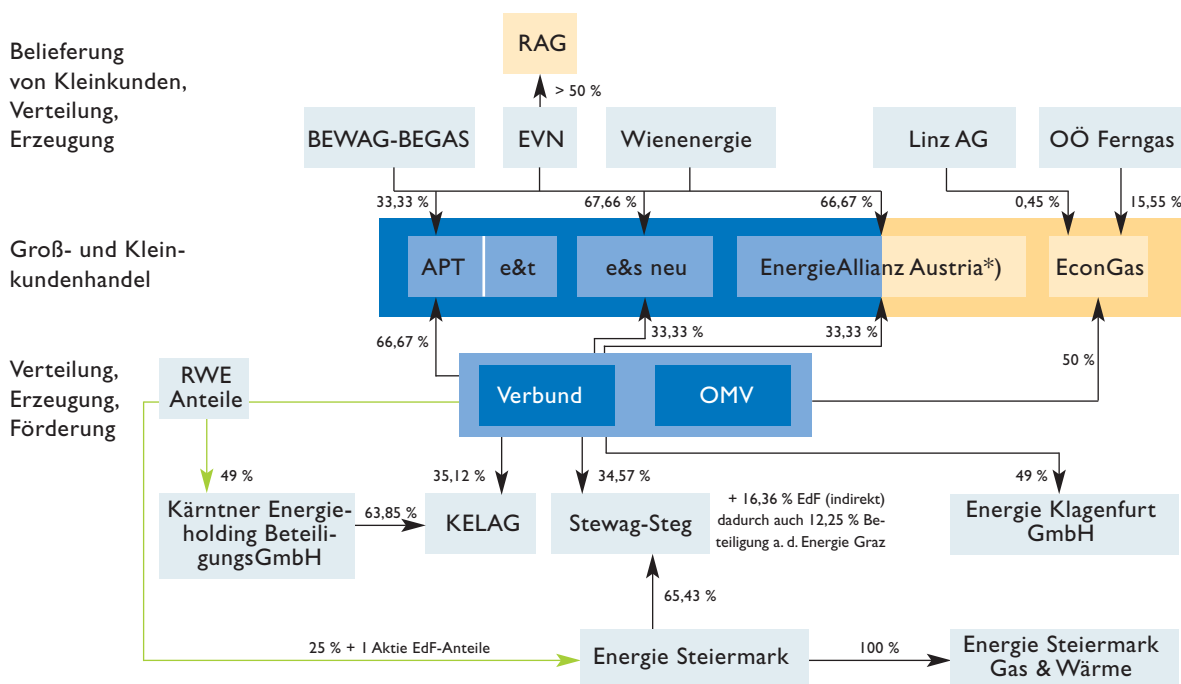
Vertriebsstrategien der Stromunternehmen

Die Belieferung von sowohl Groß- als auch Kleinkunden durch die Landesgesellschaften und Stadtwerke beschränkt sich zumeist auf das ehemalige Versorgungsgebiet. Eine aktive Bearbeitung des Marktes sowie intensives Marketing mit der Zielsetzung, neue Kunden außerhalb des angestammten Netzbereiches zu gewinnen, betreibt kein etabliertes Unternehmen. Im Großkundenmarkt ist zu beobachten, dass die Landes-

gesellschaften und Stadtwerke meist ausschließlich im eigenen Versorgungsgebiet den Industriekunden Angebote legen. Holt ein Industriekunde Angebote von Stromunternehmen außerhalb des Verteilnetzbereiches ein, so erhält dieser keine bzw. Angebote zu Strompreisen, die deutlich über jenen des dortigen Anbieters liegen. Weshalb die Stromunternehmen außerhalb des angestammten Netzbereiches keine Angebote bzw. Angebote zu höheren Strompreisen legen, ist unter Voraussetzung von stattfindendem Wettbewerb nicht nachvollziehbar. Das Verhalten der Unternehmen ist vor allem deshalb nicht nachvollziehbar, da der Strompreis meist auf Basis einer Preisformel (unter Berücksichtigung der aktuellen Großhandelspreise) berechnet wird. Ob ein Kunde innerhalb oder außerhalb des angestammten Versorgungsbereiches seinen Standort hat, ist für die Belieferung und das Preisrisiko unerheblich.

→ **Mögliche Unternehmensstruktur nach Energie Austria und Verbund/OMV** Abbildung 24

■ Strom ■ Gas ■ bei Übernahme der Anteile der RWE und der EdF



Quelle: E-Control

*) Retailvertrieb

Im Kleinkundenmarkt (Haushalts- und Gewerbekunden) sind die ehemaligen Monopolunternehmen außerhalb des angestammten Netzbereichs meist über Vertriebsgesellschaften vertreten. So sind die EnergieAllianz-Unternehmen über die Tochtergesellschaft switch, die TIWAG (seit 2005) und Salzburg AG über MyElectric und die Steweag-Steg über Unsere Wasserkraft am Kleinkundenmarkt tätig. Direkt treten die KE-LAG, die Energie Klagenfurt sowie die VKW am Kleinkundenmarkt österreichweit auf. Die Entwicklung der Werbeausgaben zeigt jedoch, dass mit Ausnahme von der Vertriebstochter des Verbund (APS) kein österreichweit tätiger Lieferant aktiv am Kleinkundenmarkt versucht, Kunden zu gewinnen bzw. in Werbemaßnahmen investiert (siehe auch Kapitel Werbeaktivitäten österreichischer Stromunternehmen). Neben den eigenen Internetseiten ist der Tarifkalkulator der E-Control die einzige Plattform, auf dem die Unternehmen ihre Produkte österreichweit darstellen und bewerben.

Klassische Werbeträger wie Zeitungen, Zeitschriften sowie Außenwerbung werden von den etablierten Stromlieferanten ausschließlich auf regionaler Ebene eingesetzt. Im Vordergrund steht dabei vorwiegend Imagewerbung bzw. die Darstellung des Gesamtunternehmens, das die Versorgung sicherstellt (u.a. EVN „Wir sind immer für Sie da“). Eine Unterscheidung, wer u.a. für die Versorgungssicherheit zuständig ist – Lieferant oder Netzbetreiber – wird nicht vorgenommen, wodurch Kleinkunden den Bereich Versorgungssicherheit größtenteils etablierten Lieferanten zuordnen. Mittels Werbung, die dies auch suggeriert, haben die ehemaligen Monopolunternehmen die Möglichkeit, die Ängste der Kunden vor einem Lieferantenwechsel zu verstärken bzw. von Vorteilen eines Lieferantenwechsels abzulenken. Die damit vermittelte Information über die Werbeaktivitäten der angestammten Lieferanten ist für den Kunden irreführend und führt zu höheren Wechselkosten für einen neuen Lieferanten, da diese Ängste über den Energiepreis und/oder über

vermehrte Informationen kompensiert werden müssen. Beide Maßnahmen führen zu niedrigeren Margen bei neuen Lieferanten.

Eine Unterscheidung zwischen Energiepreis und Netzkosten wird bei den Produkt- bzw. Preisblättern auf der Homepage oder in Kundenzeitschriften der etablierten Unternehmen für nicht gemessene Kunden (Haushalts- und Gewerbekunden) nicht vorgenommen. Angeboten wird ein All-Inclusive Preis, der Energie- und Netzkosten beinhaltet. Um einen Preisvergleich mit einem anderen Lieferanten vorzunehmen, ist aber ausschließlich der Energiepreis von Bedeutung. In diesem All-Inclusive Preis werden von den meisten Unternehmen häufig auch die so genannten kalkulatorischen Mehraufwendungen gemäß § 19 ÖkostromG⁹⁸ nicht berücksichtigt. Diese werden neben u.a. KWK-Zuschlag, Ökostromförderung und Energieabgabe unter Steuern und Abgaben angeführt. Bei einem Energiepreisvergleich mit anderen Lieferanten werden die dem Energiepreis zuzuordnenden Abgaben durch den Endkunden meist nicht berücksichtigt, was dazu führt, dass der Energiepreis niedriger erscheint. Die kalkulatorischen Mehraufwendungen werden von einigen Lieferanten an Endkunden weiterverrechnet, obwohl die Großhandelspreise deutlich über dem gesetzlich festgelegten Verrechnungspreis (45 €/MWh) liegen. Eine nachvollziehbare und transparente Berechnung dieser meist getrennt vom Energiepreis ausgewiesenen Kosten ist für den Endkunden somit nicht gegeben.

Selbst wenn sich ein Haushalts- oder Gewerbekunde die Mühe macht, den Energiepreis zu berechnen, findet dieser zum Teil nicht die notwendigen Informationen auf den Internetseiten der etablierten, integrierten Unternehmen, da neben Allgemeinen Lieferbedingungen auch die Netztarife nicht ausgewiesen werden. Beim Außenauftritt der integrierten Unternehmen ist für den Kunden oftmals nicht ersichtlich, ob es sich um den Netzbetreiber oder den Lieferanten handelt. Die Unternehmen

⁹⁸ Die Mehraufwendungen gemäß § 19 ÖkostromG sind Aufwendungen, die den Lieferanten aufgrund der Abnahmeverpflichtung von elektrischer Energie um einen fixen Verrechnungspreis von der Ökostromabwicklungsstelle entstehen können.

haben bereits entsprechend den gesetzlichen Unbundling-Vorgaben den Netzbereich von den anderen Unternehmensbereichen getrennt, der Name der Netzgesellschaft sowie das Logo ist – abgesehen von einem Zusatz Netz – gleich (u.a. Wienenergie Stromnetz, KELAG Netz). Der Internetauftritt der Netzbetreiber unterscheidet sich – sofern eine getrennte Darstellung erfolgt – kaum von demjenigen der Muttergesellschaft. Informationen über die Trennung des Netzbereiches von anderen Unternehmensbereichen erhalten die Endkunden kaum von den integrierten Unternehmen, was auch dazu führt, dass der Informationsstand der Endkunden über Unbundling sehr gering ist. Dies zeigt sich auch in der Zuordnung des Themenbereichs Versorgungssicherheit, der von einem Großteil der Kleinkunden fälschlicherweise dem Lieferanten zugeschrieben wird.

Die getrennte Darstellung der einzelnen Unternehmensbereiche und somit die Schaffung einer eigenen Unternehmensidentität im Außenauftritt der Netzgesellschaft findet zumeist nicht statt. Es scheint die Strategie der integrierten Unternehmen zu sein, dass der Kunde weiterhin nicht zwischen den einzelnen Unternehmensteilen unterscheiden kann, was durch u.a. Außenauftritt, Preisgestaltung und -informationen der ehemaligen Monopolunternehmen verstärkt wird. Die fehlende Information für den Kunden sowie die zum Teil irreführende Darstellung führen dazu, dass die Aufwendungen für neue Anbieter, Kunden zu gewinnen, erhöht werden. Dies hat zur Folge, dass die Marge der neuen Anbieter geringer ist, da die (psychologischen) Wechselkosten der Kunden kompensiert werden müssen, was einerseits über einen niedrigen Energiepreis und andererseits über die Bereitstellung von Informationen erfolgen kann.

In den letzten Jahren differenzieren die etablierten Unternehmen vermehrt ihre Produkte einerseits über die Erzeugungsart (Ökostrom, Strom aus erneuerbarer Energie) und andererseits über den Erzeugungsort (regional erzeugte

elektrische Energie). Die EnergieAllianz hat mit dem Unternehmen Naturkraft eine eigene Tochtergesellschaft gegründet, die Strom aus erneuerbaren Energiequellen anbietet, jedoch ausschließlich im angestammten Netzbereich der beteiligten Unternehmen tätig ist. Die Vertriebsunternehmen der EnergieAllianz (mit Ausnahme der BEWAG) und der Salzburg AG haben in den letzten Jahren eigene Ökostromprodukte eingeführt. Die Linz AG stellt mit der Produktgruppe Regionalstrom die Nähe der Produktionseinheiten zu den Endkunden dar. Beide Produktgruppen (Strom aus erneuerbaren Energiequellen bzw. regional erzeugter Strom) werden zu höheren Preisen (bis zu + 15 %) angeboten als die etablierten Produkte.

Bei einem Wechsel zu einem neuen Lieferanten müssen Haushalts- und Gewerbekunden meist eine Bindung von einem Jahr eingehen. Bei den meisten Local Playern war dies bis vor ein bis zwei Jahren nur eingeschränkt der Fall. Um jedoch auch Kleinkunden über einen längeren Zeitraum zu binden, bieten auch Incumbents ihren bisherigen Kunden Jahresverträge – oftmals in Verbindung mit einem Rabatt – an.

Haustürgeschäfte und alternative Vertriebswege

Im Gegensatz zu anderen EU-Mitgliedsländern (u.a. in Großbritannien), in denen Haustürgeschäfte aktiv genutzt werden, um Kunden zu gewinnen, wird das Haustürgeschäft zur Kundengewinnung in Österreich nicht eingesetzt. Zwar haben zu Beginn der Liberalisierung einige neue Vertriebsunternehmen versucht, über das Haustürgeschäft in den Markt einzutreten, aufgrund des schlechten Images haben sich die Lieferanten jedoch aus dieser Vertriebsmöglichkeit zurückgezogen.

Zurückzuführen ist das schlechte Image des Haustürgeschäfts einerseits auf das Fehlverhalten einiger Mitarbeiter der Vertriebsfirmen sowie andererseits auf ausführliche negative Berichterstattung der Incumbents über Haustürgeschäfte. Neben allgemeinen Pressemeldungen

haben die Unternehmen über Kundenzeitschriften oder Hausanschlüsse direkt auf die Haustürgeschäfte neuer Anbieter reagiert. Unter anderem ist in der Kundenzeitschrift „24 Stunden für Wien“ der Wienenergie seit mehreren Jahren in jeder Ausgabe ein Beitrag, wie sich Haushaltskunden vor Haustürgeschäften schützen können, zu finden. Dies hat dazu geführt, dass die Haustürgeschäfte eingestellt wurden.

Sofern die Endkunden vollständig und richtig durch die Vertriebsmitarbeiter informiert werden, stellt das Haustürgeschäft eine effektive Möglichkeit dar, Kunden zu gewinnen. Der Informationsstand über die Liberalisierung und die Möglichkeiten, die sich für die Kunden dadurch ergeben haben, ist bei den Endkunden nach wie vor sehr gering. Nur wenige Kunden haben sich bereits mit den Themen Liberalisierung und Lieferantenwechsel auseinandergesetzt. Erster Kontakt ist dabei die Rechnung. Die meisten Endkunden finden die Rechnung jedoch unübersichtlich und zu komplex gestaltet. Über den Vertriebsmitarbeiter erhalten die Endkunden jene Informationen, die notwendig sind, eigenständig eine Entscheidung über einen möglichen Lieferantenwechsel zu treffen. Da die Informationen, die für einen Wechsel notwendig sind, ausschließlich auf der Rechnung zu finden sind, erhält der potenzielle neue Lieferant diese Daten bei einem Haustürgeschäft, wodurch eine schnelle und reibungslose Abwicklung des Wechsels ermöglicht wird.

Im Jahr 2006 hat es nur einige wenige Versuche gegeben, über den direkten Kundenkontakt Kunden zu gewinnen. MyElectric ist etwa über eine Marketingfirma in Einkaufszentren aufgetreten, um potenzielle Kunden zu informieren und mit diesen Lieferverträge abzuschließen.

Ausländische Unternehmen in Österreich

Ausländische Energieunternehmen sind ausschließlich über Beteiligungen an Unternehmen am österreichischen Strommarkt vertreten. Für ausländische Unternehmen scheint nach wie vor der Markteintritt über Beteiligungen an Stromunternehmen attraktiver als die direkte Belieferung von Endkunden.

Die EdF plant jedoch, ihre Anteile an der ESTAG (25 % + 1 Aktie) abzugeben und sich somit aus dem österreichischen Markt zurückzuziehen. Welche Strategie die RWE bei der KELAG verfolgt, ist unklar. Einerseits besteht zwar ein Vorkaufsrecht bei weiterer Privatisierung der KELAG⁹⁹, andererseits hat der Verbund mehrmals Interesse bekundet, die Anteile der RWE an der KELAG zu übernehmen.

Die Istrabenz Tochter APC beliefert zwar weiterhin österreichische Industriekunden, ein erhöhter Wettbewerb am Großkundenmarkt durch die Übernahme der APC vom Verbund ist jedoch nicht zu beobachten. Abzuwarten bleibt, wie die APC zukünftig am Großkundenmarkt agieren wird.

Werbeaktivitäten österreichischer Stromunternehmen

Unternehmen verfolgen mit Marketing- bzw. Werbemaßnahmen unterschiedliche Zielsetzungen. Neben Werbung als Information (Verringerung der Suchkosten) bzw. als Ergänzung zum beworbenen Produkt (Imageträger, Ansehen), wird Werbung meist dazu eingesetzt, um Kundenpräferenzen zu beeinflussen und Loyalität zum Produkt bzw. zum Unternehmen und damit Markteintrittsbarrieren aufzubauen.

⁹⁹ Eine weitere Privatisierung der KELAG ist jedoch nur dann möglich, wenn das BVG-Eigentum abgeändert wird, sodass nicht mehr mindestens 51 % der Anteile im öffentlichen Eigentum stehen müssen. Die Änderung des BVG-Eigentums wurde im Zuge des Zusammenschlussvorhabens OMV/Verbund bereits diskutiert, wobei sich die Landeshauptleute dagegen ausgesprochen haben.

Unter Markteintrittsbarrieren sind jene Bedingungen zu subsumieren, die den Markteintritt erschweren oder hinauszögern bzw. jene Vorteile, die ein etablierter Anbieter gegenüber einem potenziellen Wettbewerber hat.

Ist ein Unternehmen beim Markteintritt nicht erfolgreich, so stellen Werbeausgaben versunkene Kosten (Sunk Costs) für das Unternehmen dar. Der Markteintritt eines Unternehmens ist bei einem hohen Bekanntheitsgrad der bereits am Markt tätigen Unternehmen und hoher Kundenloyalität mit einem hohen Risiko verbunden. Um ein erfolgreiches Branding zu erreichen und ein Produkt erfolgreich zu etablieren, wie ein bereits am Markt tätiges Unternehmen, sind erhebliche Marketingkosten notwendig. Stellen die Investitionen Sunk Costs dar, so werden neue Anbieter abgehalten, in den Markt einzutreten, da bei einem Fehlschlag des Markteintritts Verluste entstehen. Je höher diese Kosten sind, desto unwahrscheinlicher ist der Markteintritt neuer Unternehmen. Die Höhe der Sunk Costs entscheidet somit über den Grad der Fragmentierung des Marktes; je höher die Sunk Costs, desto weniger Firmen sind am Markt und desto höher ist die Konzentration. Durch hohen Bekanntheitsgrad und das geschaffene Vertrauen zum Produkt entstehen aufgrund der begrenzten Substitutionsfähigkeit der Produkte „reputational monopolies“¹⁰⁰, weshalb durch die Incumbents Markteintrittsbarrieren geschaffen werden.

Hat ein (Strom- oder Erdgas-)Unternehmen bereits eine Marke geschaffen und dadurch Vertrauen für sein Produkt aufgebaut, kann es einen höheren Preis (Premiumpreis) selbst bei homogenen Produkten wie Strom und Erdgas verlangen und somit eine höhere Marge erzielen, ohne wesentliche Kundenverluste

befürchten zu müssen. So kann selbst in Märkten mit homogenen Gütern eine Marke einem Produkt eine gewisse Einmaligkeit verleihen.

Eine Produktdifferenzierung der Produkte Strom und Erdgas aufgrund unterschiedlicher Qualität ist weitestgehend nicht möglich. Lediglich im Strombereich ist eine gewisse Differenzierung aufgrund unterschiedlicher Primärenergieträger und Erzeugungsarten möglich. Die Qualität an sich („Was kommt aus der Steckdose bzw. dem Erdgashahn?“) ist unabhängig vom Lieferanten.

Der Aufbau einer Marke und damit verbunden die Schaffung von Vertrauen zu einem Produkt bzw. zu einem Unternehmen ist meist jedoch erst mittel- oder langfristig möglich. Zusätzlich geringe Margen aufgrund zusätzlicher Kosten gegenüber den Incumbents – u.a. zurückzuführen auf Markteintrittsbarrieren – führen zu einem hohen Markteintrittsrisiko bei potenziellen Wettbewerbern.

Von den heimischen Unternehmen wird Werbung vorwiegend zur Imagepflege eingesetzt. Aktiv Werbung zur Kundenneugewinnung wird fast ausschließlich – wenn auch in nur sehr geringem Ausmaß – durch Lieferanten betrieben, die erst nach der Liberalisierung in den Markt eingetreten bzw. als Vertriebsunternehmen von Incumbents gegründet worden sind. Lediglich die Vertriebstochter der Verbundgesellschaft, die seit Juli 2005 Haushalts- und Gewerbekunden beliefert, setzt Werbung mittels Zeitungsinserten, TV- und Radiowerbung zur Kundengewinnung etwas intensiver ein. Zu beobachten ist allerdings auch, dass trotz einiger Werbeanstrengungen und eines deutlich geringeren Energiepreises im Vergleich zu den ehemaligen Monopolunternehmen die Wechselrate bzw. der Marktanteil

¹⁰⁰ Bagwell (2003), The Economic Analysis of Advertising

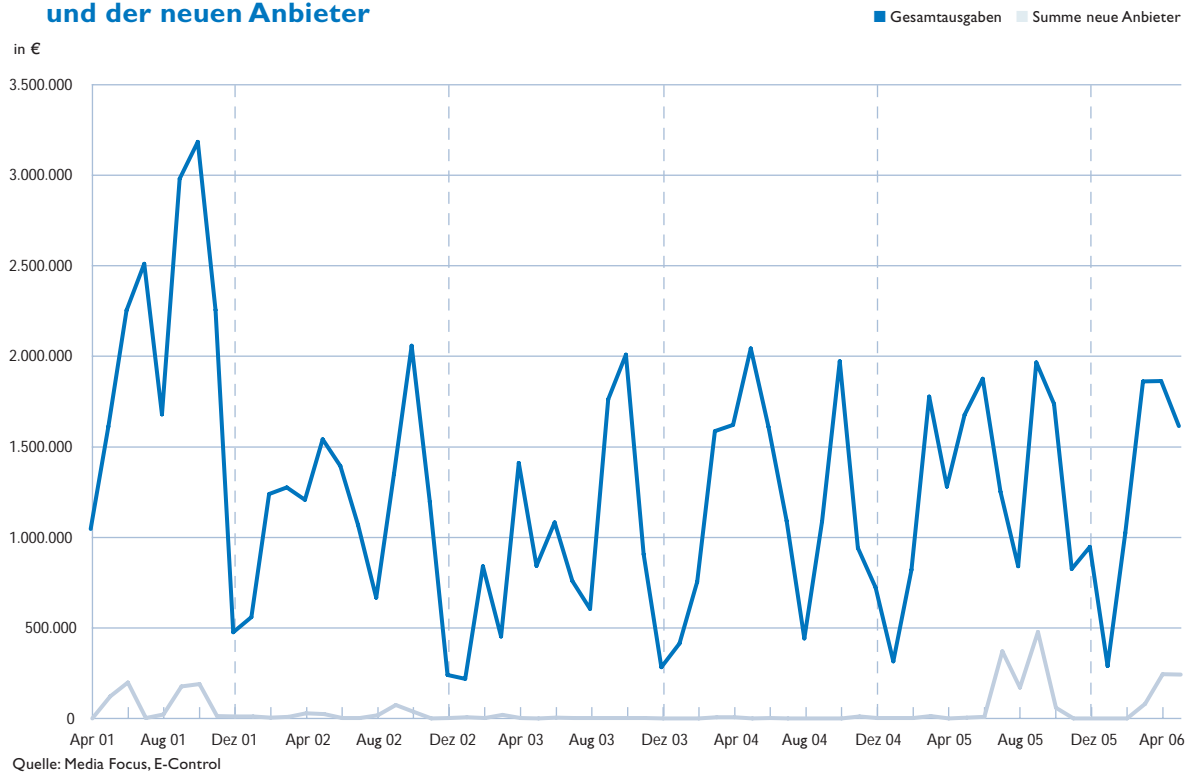
des Verbund am Markt für die Belieferung von Kleinkunden (Haushalts- und Gewerbekunden) sehr niedrig ist.

Die Entwicklung der gesamten Werbeausgaben der Stromunternehmen zeigt, dass nach einem Rückgang in den Jahren 2002 und 2003 in den Jahren 2004 und 2005 wieder deutlich mehr in Werbemaßnahmen investiert wurde (siehe auch Abbildung 25). Das hohe Niveau und der Anstieg in den Jahren 2004 und 2005 ist jedoch vorwiegend auf die Unternehmen der EnergieAllianz (neben der EVN, der Wienenergie und der BEWAG auch die Linz AG und die Energie

AG) zurückzuführen. Da diese Unternehmen jedoch nur im eigenen Verteilnetzbereich Kunden beliefern, kann davon ausgegangen werden, dass die Werbeausgaben ausschließlich zur Imagepflege eingesetzt werden. Die Werbeaktivitäten der EnergieAllianz-Unternehmen in den letzten beiden Jahren wurden u.a. aufgrund des geplanten Zusammenschlusses zur Energie Austria intensiviert, um so ein positiveres Bild des Zusammenschlusses zu schaffen. Zu beobachten ist auch, dass um den Jahrestag der Liberalisierung (Oktober) die Werbeausgaben deutlich ansteigen und die jährliche Spitze darstellen (Ausnahme 2004).

→ Werbeausgaben der Stromunternehmen (gesamt) und der neuen Anbieter

Abbildung 25



Im Vergleich zu den Gesamtausgaben ist der Anteil der Werbeausgaben der neuen Anbieter von nur geringer Bedeutung. In der ersten Phase der Liberalisierung haben einige Unternehmen versucht, aktiv durch Werbung Kunden zu gewinnen und erfolgreich in den Markt einzusteigen. Seit Oktober 2002 tendieren die Werbeausgaben der neuen Anbieter jedoch gegen Null. Die geringen Werbeausgaben der neu in den Markt eingetretenen Stromlieferanten deuten auch auf eine Verringerung der Wettbewerbsintensität hin.

Erst mit dem Markteintritt der Vertriebstochter APS des Verbund sind die Werbeausgaben der neuen Anbieter deutlich gestiegen (Abbildung 26). Seit der Liberalisierung ist der Verbund der

erste Lieferant, der mit einer intensiveren und aggressiveren Werbestrategie den Endkundenmarkt (Belieferung von Haushalts- und Gewerbekunden mit elektrischer Energie) bearbeitet. Im Vergleich zur Telekommunikationsbranche sind die Werbeausgaben und -aktivitäten jedoch gering. Trotz der im Vergleich zu den anderen neuen Lieferanten höheren Werbeausgaben und eines im Vergleich zu den Incumbents niedrigen Energiepreises haben zum Verbund bisher nur rd. 50.000 Haushalts- oder Gewerbekunden gewechselt. Kurzfristig ist ohne entsprechende Marketingaufwendungen sowohl zum Aufbau einer Marke als auch zur Verringerung der Suchkosten (Werbung als Information) nur ein geringer Marktanteil am Endkundenmarkt zu erreichen.

→ Werbeausgaben der neuen Anbieter (ohne Vertriebsfirmen der Landesgesellschaften)

Abbildung 26

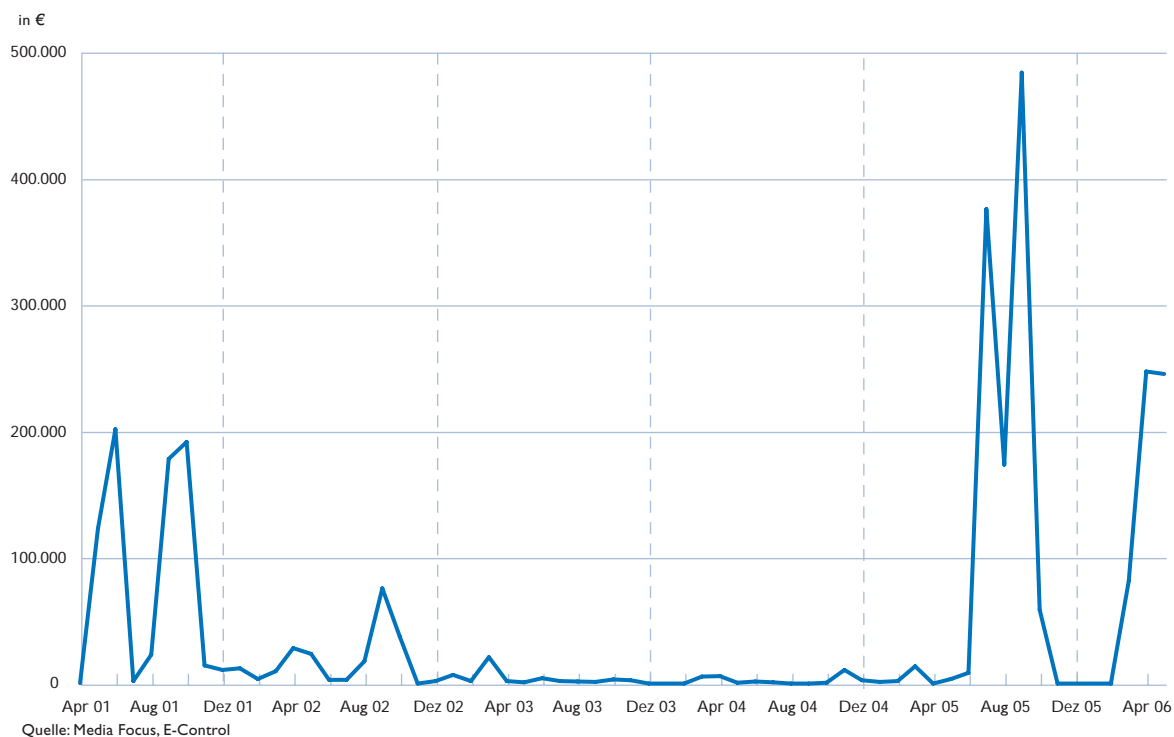
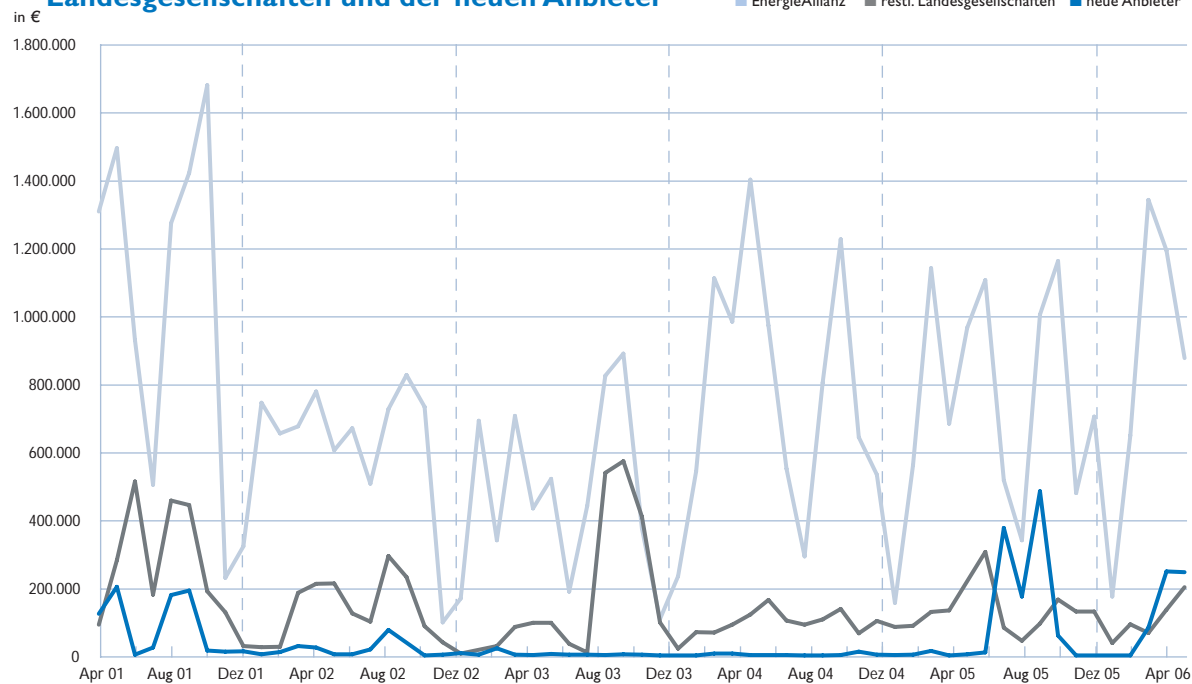


Abbildung 27 zeigt deutlich, dass der Großteil der Werbeausgaben durch die Unternehmen der EnergieAllianz erfolgt. Lediglich zum Jahrestag der Liberalisierung im Jahr 2003 kam es zu einem deutlichen Ansteigen der Werbeausgaben bei den restlichen Landesgesellschaften. Seit dem Jahr 2004 bewegen sich die Werbeausgaben der restlichen Landesgesellschaften auf niedrigem Niveau. Selbst zu den Jahrestagen der Liberalisierung wurden die Werbeausgaben bei den restlichen Landesgesellschaften nicht erhöht.

Der Vergleich der gesamten Werbeausgaben der EnergieAllianz, der restlichen Landesgesellschaften und der neu am Markt tätigen Lieferanten seit der Liberalisierung zeigt ebenfalls deutlich, dass die EnergieAllianz-Unternehmen in Summe rd. 80 % der gesamten Werbeausgaben aller

Stromunternehmen getätigt haben. Auf die neu am Markt auftretenden Lieferanten entfallen im Zeitraum April 2001 bis Mai 2006 nur 5 % der gesamten Werbeausgaben, wobei die höheren Werbeausgaben seit Juli 2005 hauptsächlich durch den Verbund dazu beigetragen haben. Der Anteil der restlichen Landesgesellschaften an den gesamten Werbeausgaben ist mit 15 % ebenfalls niedrig. Mit Ausnahmen der Vertriebs-tochter des Verbund betreiben die Stromunternehmen reine Imagewerbung; einerseits durch ständige Präsenz über Inserate und Außenwerbung sowie andererseits durch Sportsponsorship gezielt bei Unternehmenszusammenschlüssen zur Beeinflussung der öffentlichen Meinung. Ob bei integrierten Unternehmen der Netzbetreiber oder der Lieferant das Unternehmen bewirbt, ist trotz des gesetzlich vorgeschriebenen

→ Werbeausgaben der Unternehmen der EnergieAllianz, der restlichen Landesgesellschaften und der neuen Anbieter Abbildung 27

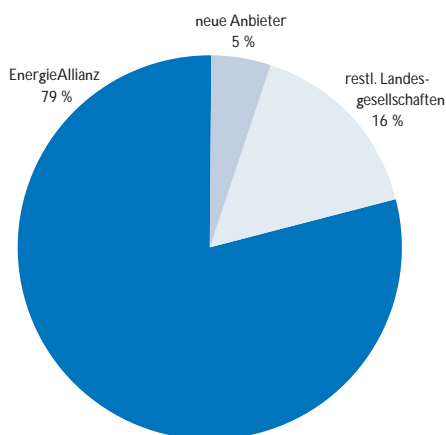


Quelle: Media Focus, E-Control

Unbundlings oftmals nicht nachvollziehbar. So wirbt u.a. die EVN sowohl auf ihrer Homepage als auch in Fernsehwerbungen mit „Die EVN ist immer für Sie da“. Eine Differenzierung zwischen Lieferanten und Netzbetreiber wird nicht vorgenommen. Eine Zuordnung ist auch für den Endkunden nicht möglich.

→ Anteil an den Werbeausgaben April 2001 bis Mai 2006

Abb. 28



Quelle: Mediafocus, E-Control

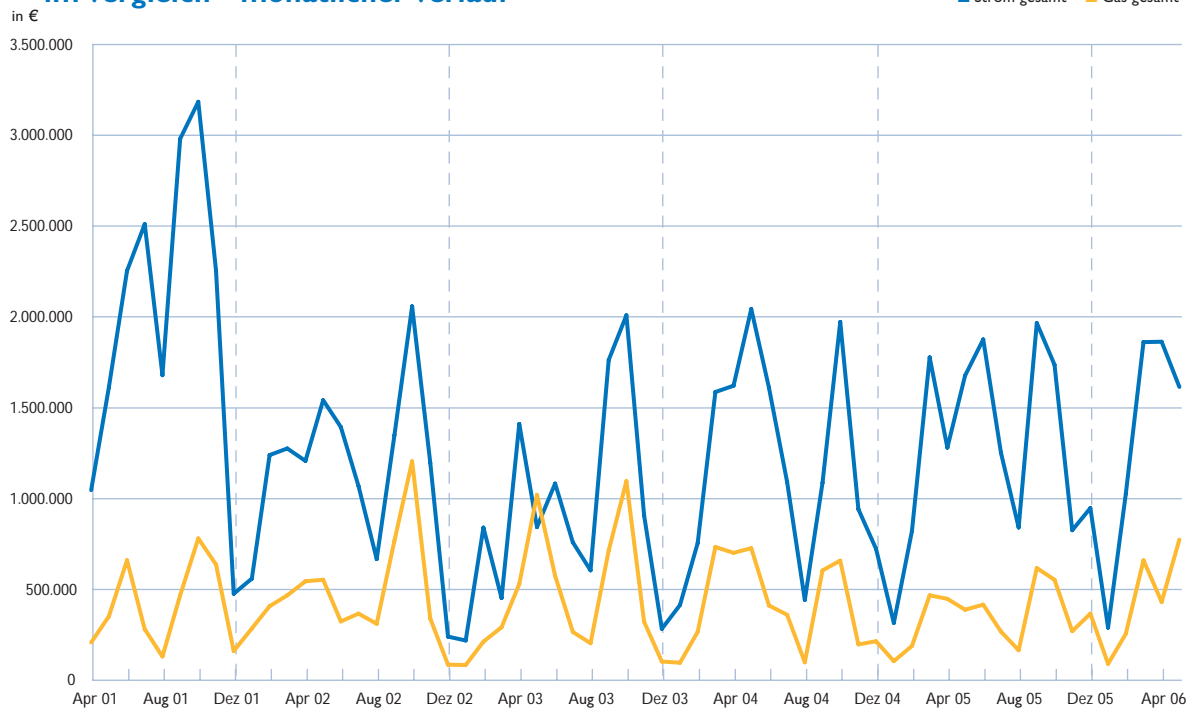
Die Werbeausgaben der Stromunternehmen liegen weiterhin deutlich über jenen der Erdgasunternehmen. Die Entwicklung der Werbeausgaben im Strom- und Erdgasbereich zeigt, dass die Werbeausgaben der Stromunternehmen seit 2003 wieder angestiegen sind, wogegen diese im Erdgasbereich seit 2002 jährlich geringer

werden. Zurückzuführen ist dies einerseits auf den Stellenwert im Unternehmen bzw. die geringere Anzahl von Erdgasunternehmen im Vergleich zu den Stromunternehmen. Bei integrierten Unternehmen ist der Anteil des Strombereichs am Gesamtumsatz deutlich höher als jener des Erdgasbereichs. Andererseits ist die im Vergleich zum Strommarkt noch geringere Wettbewerbsintensität im Erdgasmarkt ein wesentlicher Einflussfaktor. Aufgrund dieser noch geringeren Wettbewerbsintensität ist eine Verstärkung der Werbeaktivitäten durch die Incumbents im Erdgasbereich zur Kundenbindung offensichtlich nicht notwendig.

Die Werbeaktivitäten der Strom- und Erdgasunternehmen konzentrieren sich vorwiegend auf die Printmedien (Tageszeitungen, Wochen- und Fachzeitschriften). Außenwerbung (Plakatwerbung) wird ebenfalls von den meisten Unternehmen verwendet, wobei das Niveau deutlich niedriger ist. Radio, Fernseh- und Kinowerbung wird über den Betrachtungszeitraum nicht konstant als Werbeträger eingesetzt. Wenn doch, dann ist dies um den Jahrestag der Liberalisierung der Fall. Ein vermehrter Einsatz der Fernsehwerbung ist seit Mitte 2005 zu beobachten, wobei nur wenige Strom- und Erdgasunternehmen diesen Werbeträger nutzen. Prospekte (u.a. Kundenzeitschriften) und unpersönliche Zuschriften (DirectMail) werden von einem Großteil der Unternehmen genutzt. Die Werbeausgaben bewegen sich im Vergleich zu den anderen Werbeträgern zwar auf niedrigem, dafür aber auf konstantem Niveau über den Betrachtungszeitraum.

→ Werbeausgaben der Strom- und Erdgasunternehmen im Vergleich – monatlicher Verlauf

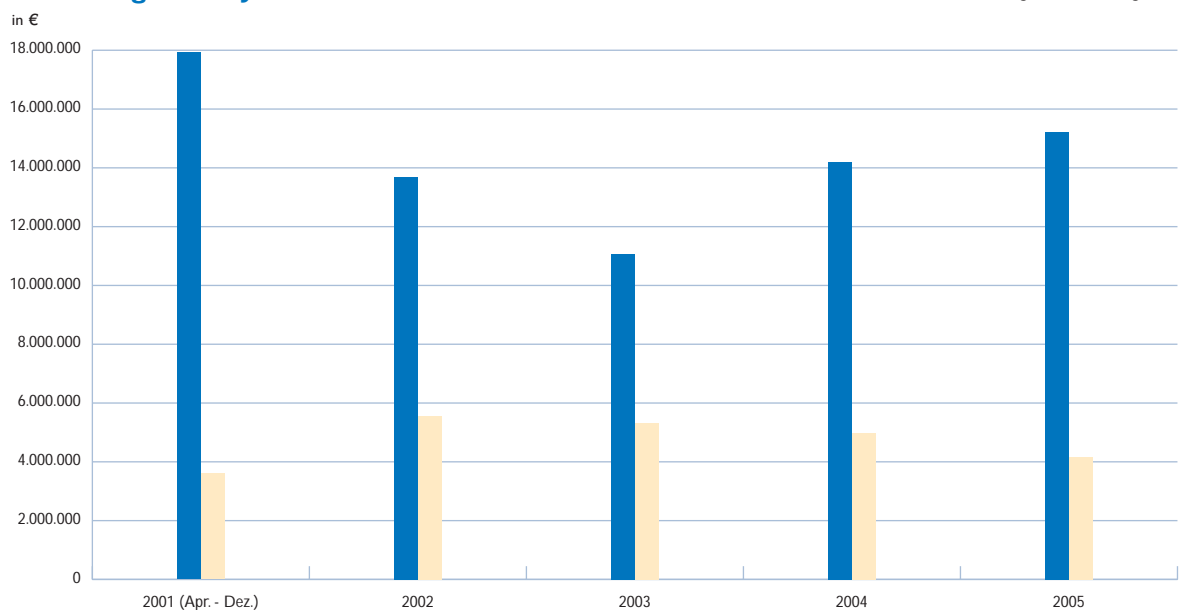
Abbildung 29



Quelle: Media Focus, E-Control

→ Werbeausgaben der Strom- und Erdgasunternehmen im Vergleich – Jahressumme

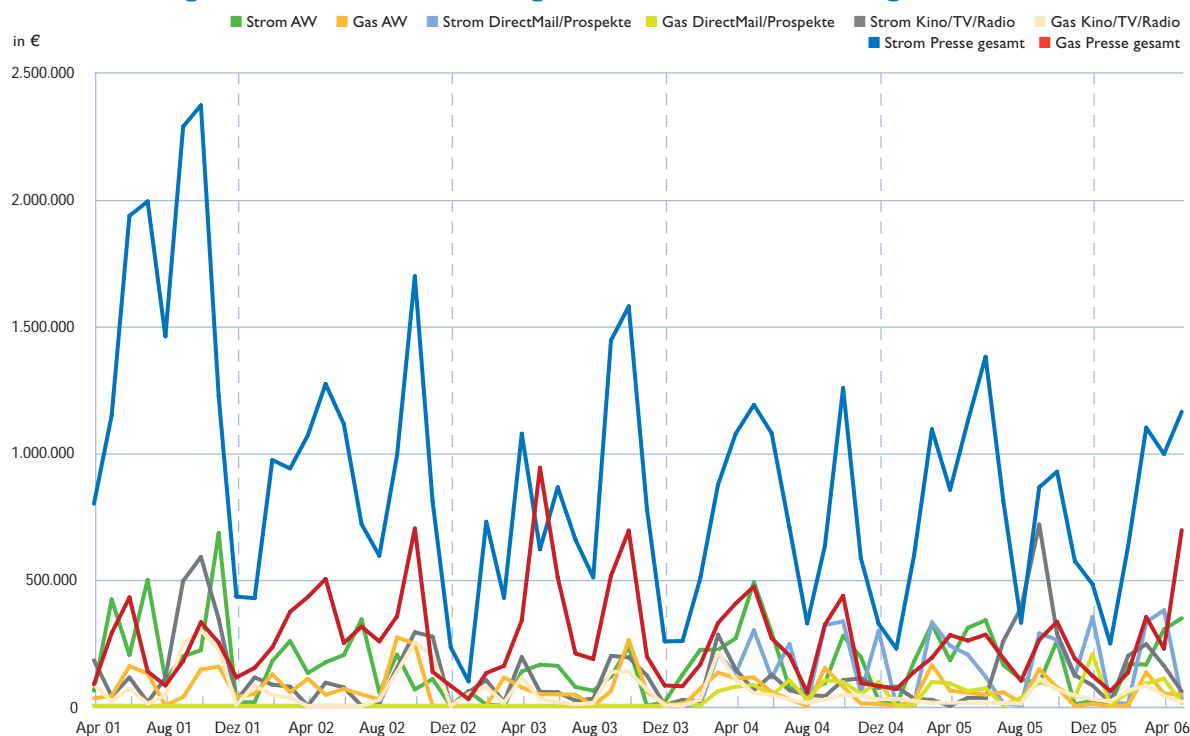
Abbildung 30



Quelle: Media Focus, E-Control

→ Werbeausgaben im Strom- und Erdgasbereich nach Werbeträgern

Abbildung 31



Quelle: Media Focus, E-Control

Sponsoring

Neben den oben dargestellten Werbeformen sind eine Vielzahl der Strom- und Erdgasunternehmen im Sponsoringbereich tätig. Die zwei größten Bereiche dabei sind das Sport- und das Kultursponsoring. Im Sportbereich findet das Sponsoring überwiegend in zwei Bereichen statt: bei Wintersportarten (vorwiegend Skifahren) und bei Teamsportarten (u.a. Fußball, Handball, Eishockey). Unterstützt werden durch

die Unternehmen meist lokal ansässige Teams, die größtenteils in österreichweiten Ligen vertreten sind. Interessant erscheint dies vor allem deshalb, da die Landesgesellschaften vorwiegend innerhalb ihres angestammten Versorgungsgebietes Kunden beliefern. Sofern Landesgesellschaften oder Stadtwerke Endkunden außerhalb ihres angestammten Bereiches beliefern, findet die Kundengewinnung nicht aktiv statt.



Preiselastizität und Nachfrageverhalten von Endkunden

Die Preiselastizität der Nachfrage¹⁰¹ zeigt die Reaktion der Kunden auf Preisveränderungen. Ist die Preiselastizität der Nachfrage hoch, so ist die Wahrscheinlichkeit gering, dass ein Elektrizitätsunternehmen wie ein Monopolist Preise anheben kann, ohne durch Kundenverluste Profiteinbußen zu erleiden.

Untersuchungen über die Preiselastizität der Nachfrage (Mengenreduktion aufgrund von Preiserhöhungen) für den österreichischen Strommarkt liegen nicht vor. Studien¹⁰² für den schweizerischen, amerikanischen und australischen Strommarkt zeigen jedoch, dass die Preiselastizität bei Haushaltskunden zwischen -0,1 und -0,3 liegt. Die Preiselastizität bei Gewerbe- und Industriekunden ist erwartungsgemäß mit -0,35 bis -0,38 etwas höher, jedoch auch deutlich unter dem Wert von -1. Der geringe Nachfragerückgang bei Preiserhöhungen führt dazu, dass Stromunternehmen Preiserhöhungen durchführen können, ohne mit erheblichen Mengenverlusten aufgrund von Verbrauchsreduktionen der Endkunden rechnen zu müssen, und so die Möglichkeit haben, den Umsatz bzw. die Gewinne zu erhöhen.

Zu erwarten ist, dass die Preiselastizität österreichischer Stromkunden in einem ähnlichen Bereich liegt. Trotz der Preiserhöhungen der lokalen Anbieter steigt die jährliche Nachfrage stetig. Eine Mengenreduktion wird von den Kunden mangels Substitutionsgüter nicht vorgenommen. Davon zu unterscheiden ist der Wechsel des Lieferanten (Nachfragesubstitution) aufgrund u.a. von Preisunterschieden und

Serviceleistungen der einzelnen Anbieter. Anzunehmen ist jedoch, dass Kleinkunden weder die nachgefragte Menge noch den Anbieter wechseln, wodurch Strompreiserhöhungen für die lokalen Anbieter gewinnbringend sein dürften.

Wechselverhalten und Motive der Endkunden

Die Wechselraten der Haushalts- und Gewerbekunden sind nach fast fünf Jahren mit liberalisiertem Strommarkt nach wie vor im niedrigen einstelligen Bereich. Trotz Einsparungen bei einem Lieferantenwechsel von bis zu 15 % der Gesamtkosten verbleiben die Haushalts- und Gewerbekunden bei dem angestammten Lieferanten. Aufgrund der Homogenität des Produktes Strom sollte der Preis der wesentliche Faktor bei der Wahl des Lieferanten sein. Sofern somit ein Lieferant Kunden günstiger beliefert als ein anderer, sollten die Kunden kurzfristig den Anbieter wechseln. Offensichtlich spielen bei der Wahl des Lieferanten jedoch noch andere Faktoren eine wichtige Rolle.

Ein wesentliches Kriterium für Haushalts- und Gewerbekunden ist eine sichere und kontinuierliche Stromversorgung. Die Endkunden ordnen diese Eigenschaft fälschlicherweise dem Lieferanten zu. Für die Versorgungssicherheit und weitere netztechnische Aufgaben ist ausschließlich der Netzbetreiber verantwortlich. Da bei einem Lieferantenwechsel der Netzbetreiber gleich bleibt und dieser alle Endkunden nicht-diskriminierend zu behandeln hat, ändert sich bei einem Lieferantenwechsel an der Qualität der Serviceleistungen nichts. Durch gezielte Werbemaßnahmen und fehlende Information für die Endkunden verstärken die integrierten ehemaligen Monopolunternehmen

¹⁰¹ Rein mathematisch zeigt die Preiselastizität der Nachfrage die prozentuale Änderung der Nachfrage bei einer 1 %igen Erhöhung des Preises. Berücksichtigt man bei der Berechnung der Preiselastizität den Zeitraum, so kann zwischen kurzfristiger und langfristiger Betrachtung unterschieden werden. Dabei kann angenommen werden, dass die Elastizität, d.h. die Reaktion der Kunden auf Preisänderungen, bei einer längerfristigen Betrachtung größer ist, weil sie auch zeitverzögerte Reaktionen erfasst.

¹⁰² Spierer (1988), Filippini (2000), NIEIR (2004), www.commodities-now.com (2006)

die vorhandenen Ängste der Haushalts- und Gewerbekunden. Die bisherige Preispolitik der Incumbents zielt ebenfalls darauf ab. Den Endkunden wird ausschließlich ein All-Inclusive Preis angeboten (u.a. auf Preisblättern, Rechnungen, in Informationsbroschüren und Kundenzeitschriften), ohne eine Trennung zwischen Energiepreis und Netzkosten vorzunehmen. Selbst auf Nachfrage erhalten die Kunden bei einigen integrierten Unternehmen keine Aussagen über den Energiepreis. Da nur die Energiekomponente im Wettbewerb steht, ist jedoch für einen Lieferantenwechsel diese Information notwendig.

Nach dem Themenbereich Versorgungssicherheit stehen für die Kunden die Kosten im Vordergrund. Erst dann folgen die Themenbereiche nachvollziehbare und übersichtliche Rechnung, Umweltbewusstsein (Primärenergieträger) und Kundenorientierung.

Je höher die Abnahmemenge, desto wichtiger sind jedoch die Kostenvorteile, die sich durch einen Wechsel ergeben. Zurückzuführen ist dies auf einen besseren Informationsstand großer Abnehmer gegenüber Haushalts-, aber auch gegenüber Gewerbekunden sowie auf den Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten der Unternehmen. Wie der 1. Zwischenbericht der Branchenuntersuchung zeigt, ist für die meisten Gewerbe- und Industriekunden der Preis das wichtigste Auswahlkriterium. Jedoch gaben Unternehmen mit größeren Abnahmemengen auch an, dass Versorgungssicherheit ein wichtiges Kriterium bei der Wahl des Lieferanten ist. Selbst ein Teil der Großkunden betrachtet die Sicherstellung der Versorgung fälschlicherweise

als Dienstleistung des Lieferanten. Als weitere Kriterien wurden Bindefristen, langjährige Beziehungen sowie Gegengeschäfte mit dem Lieferanten angeführt.

All diese Faktoren spielen bei der Wahl des Lieferanten eine wichtige Rolle, jedoch mit unterschiedlichen Gewichtungen. Die Informationen über Höhe der Stromkosten, Nachvollziehbarkeit der Rechnungen sowie Stromherkunft und Kundenservice haben die Endkunden nur von ihrem derzeitigen Anbieter, nicht jedoch von Wettbewerbern, die zum Teil deutlich günstiger Endkunden mit elektrischer Energie beliefern. Dies ist einerseits auf die geringe Präsenz der anderen Anbieter zurückzuführen. Wie in Kapitel Werbeaktivitäten österreichischer Stromunternehmen gezeigt, sind die Werbeaktivitäten der potenziellen Lieferanten sehr gering. Der Kunde fühlt sich dadurch schlecht informiert und die geringe Präsenz am Markt führt gleichzeitig auch zur Verunsicherung des Kunden und geringerem Vertrauen in andere Lieferanten. Andererseits bedeutet ein geringerer Informationsstand für den Kunden, dass dieser selbst tätig werden muss, die notwendigen Informationen (u.a. Erstellung eines Preisvergleichs, Ablauf des Lieferantenwechsels) einzuholen. Ein Großteil der Kunden hat u.a. aufgrund des geringen Informationsstandes jedoch die Erwartung, dass der Lieferantenwechsel in keiner Kosten-Nutzen-Relation steht. Das heißt, der Aufwand zur Informationseinholung ist deutlich höher als die zu erwartende Preisersparnis. Im Vordergrund bei der Reduktion der Stromkosten steht bei den meisten Kunden oftmals nicht der Wechsel zu einem anderen Lieferanten, sondern eine Verbrauchsreduktion.



Im europäischen Gasmarkt ist ein Trend zu einer verstärkten Integration von Gashandel und -produktion erkennbar. Unternehmen wie E.ON Ruhrgas und RWE haben Interesse an Beteiligungen in der russischen Gasproduktion gezeigt.¹⁰³ E.ON Ruhrgas hat als einziges europäisches Unternehmen einen 5 %-Aktienanteil an Gazprom und beteiligt sich sowohl an russischen Erdgasfeldern als auch am Bau neuer Transportleitungen. Die Erhöhung der eigenen Gasproduktion durch Beteiligungen an der Gasproduktion anderer Unternehmen ist ein strategisches Ziel der E.ON (15 bis 20 % des Gasabsatzes aus eigenen Quellen)¹⁰⁴. Wintershall hat mit Gazprom bereits gemeinsame Tochterunternehmen gegründet (z.B. Wingas). Die E.ON arbeitet im Endkundengeschäft und in der Gasförderung mit Gazprom zusammen.¹⁰⁵ Auch Gaz de France und ENI als weitere bedeutende europäische Gasunternehmen sind in der Gasförderung tätig.

Der russische Gasproduzent Gazprom plant dagegen ein verstärktes Engagement im Downstream Bereich. Gazprom hat über die britische Unternehmenstochter Gazprom Marketing & Trading Ltd. Gesellschaften in Frankreich und den Vereinigten Staaten gegründet (Gazprom Marketing & Trading France SAS, Gazprom Marketing & Trading USA Inc.). Im deutschen Gasmarkt ist Gazprom über Wingas aktiv, im britischen Gasmarkt über Gazprom Marketing & Trading Ltd. Für die Beteiligungen an den russischen Erdgasfeldern hat Gazprom zudem von

den interessierten Unternehmen auch Beteiligungen an Downstream-Gasgesellschaften eingefordert.¹⁰⁶ Als strategisches Ziel hat Gazprom Aktivitäten an der gesamten Gaslieferkette angegeben. Auch andere Gasproduzenten wie Statoil sind als Lieferanten im europäischen Markt aufgetreten.

Beteiligung österreichischer Erdgasunternehmen an der Gasproduktion

Mit der OMV AG und der Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) sind zwei österreichische Unternehmen in der Gasproduktion tätig. Durch den Kauf der rumänischen Petrom hat die OMV bedeutende Gasproduktionskapazitäten erworben. Petrom fördert in Rumänien rund 6,2 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr und verfügt über sichere Reserven von rund 66 Mrd. m³.

Im April 2005 meldete die OMV den größten Gasfund in Österreich seit mehr als 20 Jahren. Die im Wiener Becken nördlich von Strasshof gefundenen Reserven betragen rund 4 Mrd. m³. Ein weiteres bedeutendes Gasvorkommen (rund 1,5 Mrd. m³) wurde im Dezember 2005 im Wiener Becken bei Ebenthal gefunden. In Österreich förderte die OMV im Jahr 2005 rund 1,2 Mrd. m³ Erdgas und verfügte per 31. Dezember 2005 über sichere Erdgasreserven von rund 15,3 Mrd. m³. Diese Angaben berücksichtigen noch nicht die Funde aus dem Jahr 2005, die erst durch Erweiterungsbohrungen im Jahr 2006 genau abgeschätzt werden sollen (Tabelle 24).

¹⁰³ Im Juli 2006 hat E.ON einen Rahmenvertrag für die Beteiligung am Gasfeld Yushno Russkoje mit Gazprom abgeschlossen. E.ON erhält 25 % minus eine Aktie an dem Gasfeld (d.h. ca. 6,25 Mrd. m³/a Fördermenge). Im Gegenzug gibt E.ON jeweils 50 % minus eine Aktie an den ungarischen Gasgesellschaften E.ON Földgaz Storage und E.ON Földgaz Trade sowie 25 % plus eine Aktie am regionalen Strom- und Gasversorger E.ON Hungaria ab. www.energate.de; zudem hat E.ON im September 2005 die britische Gasförderungsgesellschaft Caledonia Oil and Gas Limited für rund € 690 Mio. übernommen. Vgl. www.eon.com

¹⁰⁴ Vgl. www.eon.com

¹⁰⁵ Wintershall übernimmt 25 % minus eine Aktie am Erdgasfeld Yushno Russkoje und zusätzlich weitere zehn % in Form von Aktien, die nicht stimmberechtigt sind. Im Gegenzug stockt Gazprom ihren Anteil an Wingas auf 50 % minus einer Aktie auf. Zudem beteiligt sich Gazprom an einer Wintershall-Gesellschaft, die Explorations- und Produktionsbeteiligungen in Libyen hält. www.energate.de

¹⁰⁶ www.gazprom.com

→ OMV: Erdgasproduktion 2005 und sichere Erdgasreserven zum 31.12.2005

Tab. 24

	Erdgasproduktion in Mrd. m ³	Erdgasreserven in Mrd. m ³
Österreich	1,2	15,3
Rumänien (Petrom)	6,2	66,0
Übriges Europa	0,2	1,1
Afrika		0,5
Mittlerer Osten	1,1	7,9
Australien/Neuseeland	0,3	2,5
Gesamt	9,0	93,3

Quelle: OMV AG, www.omv.com

Die RAG ist nach der OMV das zweitgrößte österreichische Unternehmen im Bereich der Öl- und Gasproduktion sowie der Gasspeicherung. Die RAG betreibt in ihren rund 4.200 km² umfassenden Konzessionsgebieten in Oberösterreich, Salzburg und Niederösterreich 70 Öl- und 123 Gassonden (davon 6 Speichersonden)¹⁰⁷. In Bayern umfasst das Konzessionsgebiet der RAG rund 2.800 km². Im Jahr 2005 förderte die RAG in Österreich rund 0,4 Mrd. m³ Erdgas und verfügte per 31. Dezember 2005 über sichere Erdgasreserven von rund 6,2 Mrd. m³. Im Jänner 2006 kündigte die RAG an, die Produktionsstätte im salzburgischen Haidach in einen Gasspeicher umzuwandeln. Das Arbeitsgasvolumen des Speichers soll 2,4 Mrd. m³ betragen und würde damit dem Fassungsvermögen aller bereits in Österreich existierenden Speicher entsprechen.

Anfang April 2005 hat die EVN ihren Anteil an der RAG-Beteiligungs AG (RBG) von 40 % auf 50,5 % erhöht. Dadurch kann die EVN indirekt

die RAG kontrollieren, an der die RBG 75 % der Aktien hält. Der Erwerb des Anteils erfolgte durch Aktientausch von EVN-Anteilen am südwestungarischen Gasversorgungsunternehmen KÖGAZ gegen Anteile von E.ON an der RBG. Weitere Aktionäre der RBG sind die E.ON Ruhrgas, die Salzburg AG und die Steirische Gas-Wärme GmbH. Andere österreichische Erdgasunternehmen sind nicht an Gasproduktionen beteiligt.

Beteiligung österreichischer Erdgasunternehmen an ausländischen Erdgasunternehmen

Von den österreichischen Gasunternehmen ist vor allem die OMV AG über ihre Beteiligung an der EconGas (OMV Gas 50 %) und an der rumänischen Petrom auch außerhalb Österreichs im Gasgeschäft tätig. Über die Mehrheitsbeteiligung an der rumänischen Petrom ist die OMV AG in Rumänien, Bulgarien, Serbien und Montenegro sowie Bosnien und Herzegowina aktiv.

EconGas hat in Deutschland die EconGas Deutschland GmbH und in Italien die EconGas Italia S.r.l. gegründet mit dem Ziel, auf diesen Märkten verstärkt tätig zu werden. EconGas setzte im Jahr 2005 rd. 20 % ihrer gesamten Verkaufsmenge im benachbarten Ausland ab. Bis 2010 soll das Verkaufsvolumen auf 12 Mrd. m³ erhöht werden.

Weitere österreichische Erdgasunternehmen sind nicht an ausländischen Erdgasversorgern beteiligt. Die Unternehmen beschränken sich auf den österreichischen Endkundenmarkt und lassen keine Strategie erkennen, ihre Gashandelsaktivitäten auch auf das Ausland auszuweiten.

¹⁰⁷ Vgl. www.rohoel.at



Kooperationen und Zusammenschlüsse am Endkundenmarkt

Seit der Gründung der EconGas GmbH im Jahr 2002/2003, dem derzeit größten Anbieter im Industriekundenbereich ab 500.000 m³/Jahr, kam es in Österreich zu keinen vergleichbaren Zusammenschlüssen dieser Größenordnung.

Das deutsche Unternehmen Wingas ist im Oktober 2004 als einziges Unternehmen direkt in den österreichischen Markt eingetreten, um Endkunden zu versorgen. Außerdem wurde zum Umbau der Erdgaslagerstätte Haidach in einen Erdgasspeicher mit einem Volumen von 2,4 Mrd. m³ ein Joint-Venture-Vertrag mit der RAG und der Gazexport geschlossen. Wingas wird nach der geplanten Fertigstellung im Jahr 2007 die Speicherkapazitäten im Speicher Haidach unter anderem zur Strukturierung und Absicherung der Lieferungen nach Süddeutschland einsetzen.

Ausländische Unternehmen sind daher nach wie vor größtenteils über Beteiligungen (GdF/EdF, RWE, E.ON Ruhrgas) auf dem österreichischen Erdgasmarkt tätig.

Die Ankündigung in der Tageszeitung „Die Presse“ vom 21. Dezember 2005, CE Oil & Gas Trading würde per 1. Jänner 2006 Haushalte beliefern, wurde nur in beschränktem Umfang umgesetzt. Das seit dem Jahr 2003 als Erdgas-händler in Österreich registrierte Tochterunternehmen der Wiener Investmentgesellschaft Vienna Capital Partners (VCP) versorgt bisher lediglich zwei Haushaltskunden, um sich Überblick über die entsprechenden Abläufe zu verschaffen. Strategisch wird sich CE Oil & Gas Trading jedoch nach eigenen Angaben neben in- und ausländischen Industriebetrieben auf die Versorgung von Klein- und Mittelunternehmen konzentrieren.

Die im Jahr 2001 gegründete Tochtergesellschaft der EnergieAllianz Austria, switch Energievertriebsgesellschaft mbH, bietet seit 1. Juli 2006 seinen Privat- und Businesskunden zusätzlich zum Strom auch Erdgas an und folgt damit dem internationalen Trend.

Die EVN hat im Jänner 2005 zwei regionale Stromversorgungsunternehmen in Südost-Bulgarien und im März 2006 das mazedonische Stromversorgungsunternehmen ESM übernommen. Bei diesen Akquisitionen spielten auch die Perspektiven im Gasbereich eine wesentliche Rolle.

Die deutsche Verbundnetz Gas-Erdgascommerz GmbH und die italienische Hera Trading S.r.L haben mit jeweils 50 %igem Anteil die Flame-energy Trading GmbH mit Sitz in Wien gegründet, um sich von dort aus in Märkten wie Frankreich, Schweiz, Slowenien und Österreich langfristig im Erdgassektor mit Handels- und Transportdienstleistungen zu etablieren.

Beim Gas Release Programm der EconGas am 12. Juli 2006 ersteigerte kein österreichisches bzw. in Österreich tätiges Energieunternehmen Erdgas. Den Zuschlag für die 250 Mio. m³ Erdgas am Hub Baumgarten erhielten fünf Bieter aus Italien, den Niederlanden und Großbritannien.

Im Rahmen der strategischen Überlegungen der OMV zielt EconGas auf eine internationale Ausrichtung im Gashandelsgeschäft ab. Bis 2010 soll das Verkaufsvolumen auf 12 Mrd. m³ Erdgas verdoppelt werden. Der Markteintritt in Süddeutschland konzentriert sich auf die Versorgung von Industriekunden und öffentlichen Einrichtungen. Die gleichen strategischen Überlegungen gelten auch für den norditalienischen Markt, wobei die Verteilung zusätzlicher Kapazitäten auf der TAG eine wesentliche Rolle

spielt. Außerdem wird von EconGas geplant, bis 2010 in Ungarn, Slowenien, Kroatien, Rumänien, Tschechien und in der Slowakei Erdgas anzubieten. Infolge dieser Erweiterungen findet der Aufbau eines Risikomanagements und der Einsatz unterschiedlicher Controlling-Instrumente statt. Die wachsende Liquidität am Central European Gas Hub in Baumgarten soll dazu führen, Tauschgeschäfte und Handelsvolumina innerhalb bzw. zwischen den einzelnen von EconGas versorgten Ländern und dem Hub zu fördern.

Ob die KELAG, unter Einfluss der RWE Energy (49 % an der Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH), oder die Steirische Gas Wärme, an der die französischen Energiekonzerne Electricité de France (EdF) und Gaz de France (GdF) über die Beteiligungsgesellschaft Société d'Investissement en Autriche 25 % plus eine Aktie halten, langfristige strategische Überlegungen in diese Richtung anstellen, ist nicht bekannt.

Angebotsverhalten nach Kundengruppen

Die Angebotslegung der Anbieter im Großkundenmarkt in der Regelzone Ost ist nicht auf ihr ehemaliges Netzgebiet beschränkt: EconGas, Steirische Gas Wärme und vereinzelt auch KELAG bieten regelzonenweit an. Anbieter wie Terragas (zunächst nur Tochtergesellschaft der E.ON Ruhrgas) und Wingas haben kein eigenes Netzgebiet und sind daher österreichweit – noch beschränkt auf die Regelzone Ost – tätig. Das Angebotsverhalten (z.B. Angebotslegung an Großkunden) wird zum Teil auch durch die geringe Verfügbarkeit zusätzlicher Gasmengen eingeschränkt.

Im Kleinkundenmarkt ist dagegen die Angebotslegung vor allem der Stadtwerke auf die eigenen Netzgebiete konzentriert. Grundsätzlich kann

davon ausgegangen werden, dass das Halten von Kunden im eigenen Netzgebiet deutlich kostengünstiger ist als die Akquisition neuer Kunden in anderen Netzgebieten. Es ist daher nicht zu erwarten, dass Stadtwerke, die in einer wirtschaftlich schwächeren Position als die ehemaligen Landesferngasgesellschaften sind, aktiv außerhalb ihrer Netzgebiete Anbieter akquirieren und damit auch initiieren, dass Anbieter verstärkt in ihrem Netzgebiet Angebote stellen. Anbieter, die regelzonenweit Angebote im Endkundenmarkt stellen, sind KELAG, Steirische Gas Wärme über ihre Tochtergesellschaft Unse-re Wasserkraft, Salzburg AG über MyElectric sowie erdgasOÖ und Linz Gas. Die EnergieAllianz bietet seit 1. Juli 2006 über ihre Tochtergesellschaft switch Gas auch außerhalb der Netzgebiete ihrer Eigentümer an.

Werbeaktivitäten österreichischer Erdgasunternehmen

Anders als im Strombereich waren die Werbeausgaben der Erdgasunternehmen in den Jahren 2004 und 2005 rückläufig. Ein Jahr nach der Öffnung des österreichischen Erdgasmarktes haben sich die Ausgaben für diverse Werbeaktivitäten jenen zum Liberalisierungszeitpunkt im Oktober 2002 angenähert, wobei sämtliche Spitzen im Zeitverlauf größtenteils den Werbebudgets der Unternehmen der EconGas (BEGAS, EVN, Wienenergie, OMV, Linz AG, OÖF) zuzuordnen sind. Rund um den Liberalisierungsjahrestag im Oktober sowohl 2004 als auch 2005 sind die Werbeausgaben zwar angestiegen, jedoch insgesamt auf ein niedrigeres Niveau als zum Liberalisierungsbeginn 2002 gesunken.

In den Monaten März bis Mai 2004 wurde von EconGas-Unternehmen intensiv in Werbung investiert, die restlichen Landesgesellschaften haben nahezu eine Verdreifachung ihrer Werbeaktivitäten im Juni 2004 zu verzeichnen.

Abbildung 32 zeigt, dass im Frühjahr 2006 die Werbeausgaben wieder deutlich angestiegen sind. Die Spitze im Mai 2006 ist auf die geplante Fusion zwischen OMV und Verbund zurückzuführen. In diesem Zusammenhang wurde seitens OMV verstärkt auf Imagewerbung gesetzt.

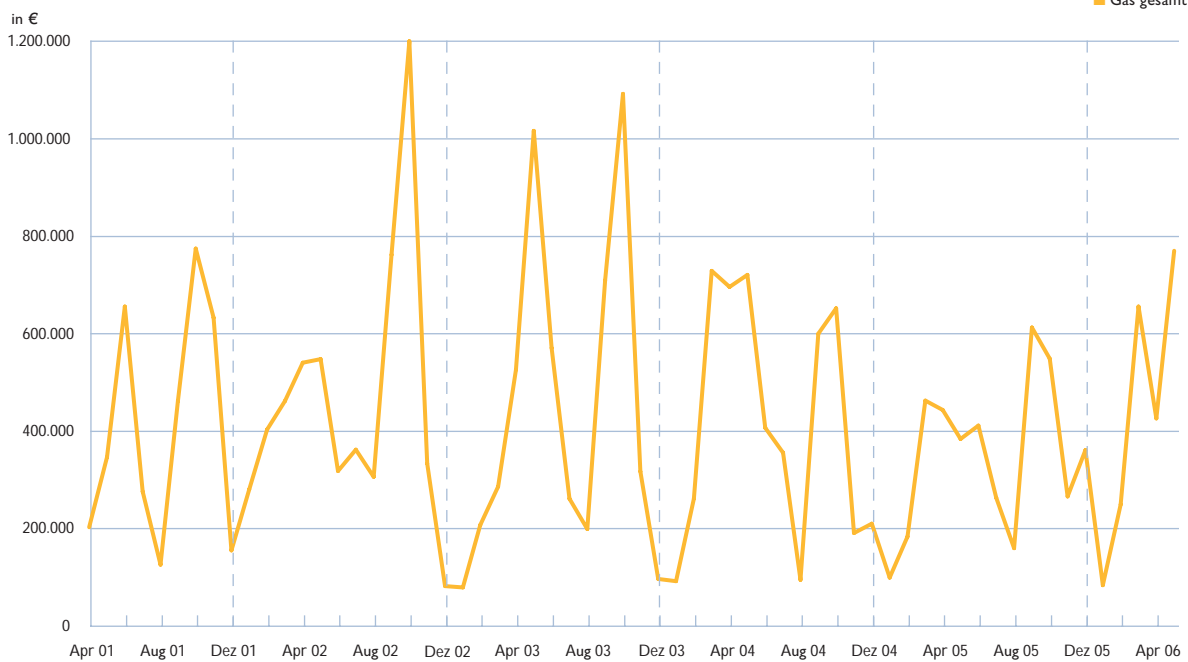
Haustürgeschäfte und alternative Vertriebswege

Im Gegensatz zum Liberalisierungszeitpunkt im Oktober 2002 haben sich fast vier Jahre

später die alternativen Anbieter von Erdgas (MyElectric, Unsere Wasserkraft usw.) aus dem Haustürgeschäft vollkommen zurückgezogen. Der Grund dafür liegt ähnlich wie im Strombereich am schlechten Image der Haustürgeschäfte, das in der Vergangenheit durch dubiose Anbieter, nicht zuletzt zum Schaden der seriösen Lieferanten und zum Vorteil der Incumbents, aufgebaut wurde. Alternative Vertriebswege (z.B. Verkauf im Supermarkt) bzw. diesbezügliche

→ Werbeausgaben der Erdgasunternehmen

Abbildung 32



Quelle: Media Focus, E-Control

Kooperationen mit Partnern aus unterschiedlichen Bereichen gibt es aufgrund des Zugangs zu den Kundendaten, die für einen Wechsel notwendig sind, im Vergleich zur Telekommunikationsbranche kaum.

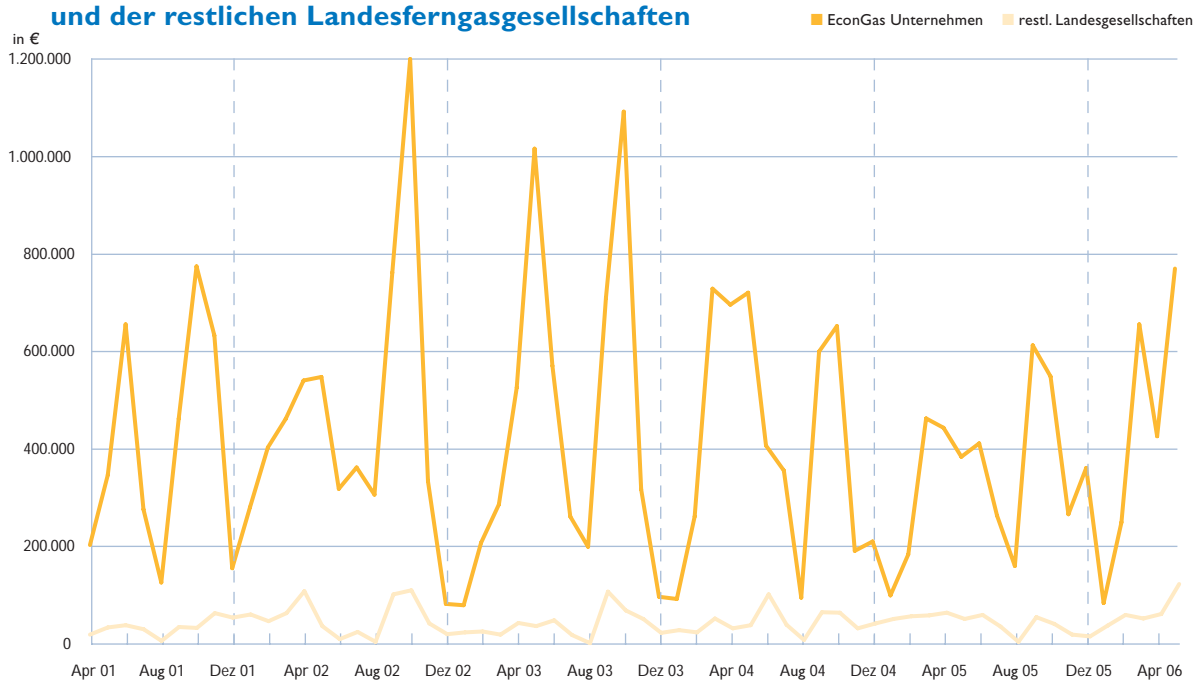
Die Entwicklung neuer Produkte (z.B. Fixpreise für Haushaltskunden) ist nur in geringem Ausmaß vorhanden. Nur die KELAG hat in der Vergangenheit einen Fixpreis für den Zeitraum von

einem Jahr garantiert, was bei steigenden Erdgasimportpreisen eine interessante Option für die Endkunden bedeutet.

Eine offensive Maßnahme der einzelnen Unternehmen stellt die Rabattpolitik dar, über die versucht wird, zu den Billigstbietern zu gehören. Darüber hinaus werden durch Zusatzprodukte für den Kunden Angebote attraktiver gestaltet.

→ Werbeausgaben der Unternehmen der EconGas und der restlichen Landesferngasgesellschaften

Abbildung 33



Quelle: Media Focus, E-Control



Marktverhalten

→ Verhalten der Erdgaskunden

Preiselastizitäten in der Nachfrage von Endkunden

Die Gasnachfrage der Endkunden wird als unelastisch eingeschätzt, d.h. bei Preissteigerungen ist nur ein geringer Mengenrückgang zu erwarten, da Endverbraucher den Gasverbrauch kurzfristig nur gering einschränken können. Vor allem kurzfristige Veränderungen im Gasverbrauch für Heizzwecke werden im Wesentlichen von der Temperaturentwicklung und nicht von der Preisentwicklung beeinflusst. Da Gas beim Endkunden aus wirtschaftlichen Gründen nicht lagerbar ist, können Gaskunden anders als Heizölkunden Preisunterschiede in verbrauchsschwachen Monaten nicht nutzen, um ihre eigenen Kosten zu reduzieren.

Langfristig können Preissteigerungen beim Erdgasverkauf zur Substitution durch andere Energieträger führen, wobei die Vorteilhaftigkeit des Erdgases gegenüber dem Heizöl durch das Prinzip anlegbarer Preise gesichert ist, sodass nicht mit einem Wechsel zum Heizöl zu rechnen ist.

Wechselverhalten und Motive von Erdgaskunden

Das Wechselverhalten der Kunden ist nach wie vor ein Indikator, der Aufschluss über die Wettbewerbsintensität in einem Markt geben kann. Insgesamt haben seit der Gasmarktliberalisierung im Oktober 2002 (bis Oktober 2005) rund 32.000 Kunden ihren Energielieferanten gewechselt, was einer Wechselrate von 2,5 % entspricht.

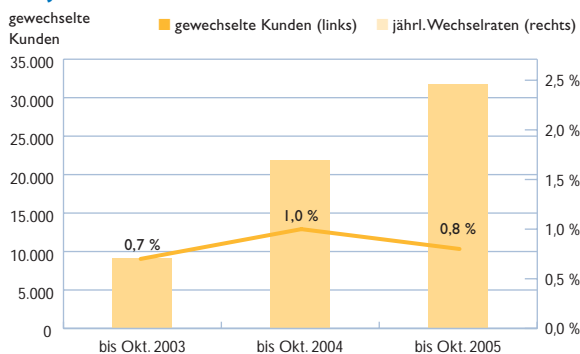
Während im Gasjahr 2005 (Oktober 2004 bis September 2005) im Vergleich zum Vorjahr um rd. 2.800 weniger Haushaltskunden gewechselt haben (bis Oktober 2004 = rd. 12.000 und bis Oktober 2005 = 9.200), erhöhte sich die Anzahl der wechselwilligen Industriebetriebe und Kraftwerke um rd. 51,2 % (Abbildung 34). Ein Grund dafür könnte das Auslaufen der – schon vor der Liberalisierung abgeschlossenen – eher langfristigen Lieferverträge der Industriekunden sein.

Mengenmäßig wurden bis Oktober 2005 insgesamt rd. 10.300 GWh gewechselt. Dies entspricht einem Anteil von 10,6 % an der Endabgabe (Abbildung 35). Der Anstieg der gewechselten Energiemengen im Gasjahr 2005 – trotz rückgängiger Wechselraten bei den Zählpunkten – ist auf die deutlich höhere Wechselbereitschaft der leistungsgemessenen Kunden zurückzuführen.

In den Netzbereichen Tirol und Vorarlberg haben die Kunden nach wie vor keine Möglichkeit, Erdgas von alternativen Lieferanten zu beziehen, da eine Leitungsverbindung zum ostösterreichischen Gasnetz nicht gegeben ist. Optional könnten Alternativenanbieter über das deutsche Gasnetz bis zur Regelzongrenze Tirol bzw. Vorarlberg transportieren, jedoch zu vergleichsweise doppelt so hohen Durchleitungstarifen, sodass ein konkurrenzfähiges Angebot nicht gelegt werden kann. Aus Sicht der Regulierungsbehörde ist daher die leitungs-technische Anbindung von Tirol und Vorarlberg an die Regelzone Ost aus Wettbewerbsgründen wesentlich.

→ Anzahl Versorgerwechsel am österreichischen Gasmarkt, jährliche Wechselraten

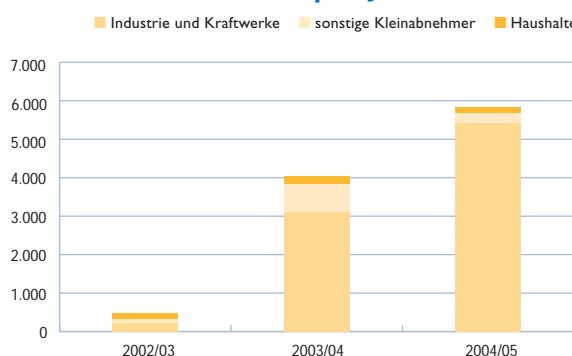
Abb. 34



Quelle: E-Control

→ Gewechselte GWh pro Jahr

Abb. 35



Quelle: E-Control



Marktverhalten

→ Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

→ Zusammenfassung

- Die Investitionstätigkeiten in die Errichtung, den Ausbau und die Revitalisierung von Kraftwerken hat zugenommen. Allerdings konzentrieren sich diese Investitionen auf die angestammten Unternehmen, Markteintritt im Stromproduktionssektor erfolgt nicht.
- Die Auslandstätigkeiten der Strom- und Erdgasunternehmen wurden ausgeweitet sowohl direkt über Tochterunternehmen (vor allem im Großhandelsmarkt) als auch durch Übernahmen von ausländischen Energieunternehmen (auf allen Wertschöpfungsstufen).
- Österreichische Strom- und Erdgasunternehmen konzentrieren sich neben dem Strom- und Erdgasbereich auf die Ausweitung anderer Versorgungsdienstleistungen.
- Die Werbeaktivitäten neuer Anbieter sind deutlich zurückgegangen. Es gibt keinen nennenswerten Wettbewerbsdruck durch Informationsaktivitäten neuer Anbieter.
- Die angestammten Anbieter im Strom- und Erdgasbereich setzen Marketingmaßnahmen ausschließlich zur Imagepflege und nicht zur Kundenakquisition ein.
- Es gibt ein hohes Engagement der angestammten Elektrizitätsunternehmen im wettbewerblich geschützten Ökostrombereich.
- Die Reaktion von Kleinkunden auf Preiserhöhungen der Strom- und Erdgasunternehmen (Lieferantenwechsel) ist nach wie vor gering.

→ Schlussfolgerungen

- Zusammenschlüsse auf dem Strom- und Erdgasmarkt sind weiterhin kritisch zu sehen. Die Auswirkungen bereits erfolgter Kooperationen sind deshalb genau zu überwachen.
- Die Transparenz bei Marktinformationen und der nicht diskriminierende Zugang zu diesen sowohl für Lieferanten (u.a. über eine zentrale Bereitstellung von Informationen über z.B. Neuanschlüsse) als auch für Endkunden ist zu verbessern.
- Striktere Unbundling-Vorgaben in Bezug auf eine deutlichere Darstellung der Aufgabenbereiche des Netzbetreibers und des Lieferanten sollten dazu führen, dass Konsumenten ihre Wahlmöglichkeit ohne Bedenken wahrnehmen können.



Markt
ergebnis 2006



Marktergebnis

→ Preis- und Volumenentwicklungen am Strommarkt

Großhandelsmarkt

Der europäische Großhandelsmarkt war 2005 neuerlich von einer Verlagerung der Handelsgeschäfte vom bilateralen Handel hin zum Börsenhandel geprägt. Die Performance der deutschen EEX spiegelt diese Entwicklung deutlich wider. Nach einem 20 %igen Anstieg von 2003 auf 2004 erhöhte sich das Spotmarktvolumen von 2004 auf 2005 um knapp 45 % auf 85,7 TWh. Dieser Wert entspricht 15,51 % der gesamten nationalen Jahresnachfrage in Deutschland. In Europa wird dieser hohe Anteil des Spotmarktvolumens von der spanischen OMEL, der italienischen GME und der skandinavischen Nordpool übertroffen¹⁰⁸.

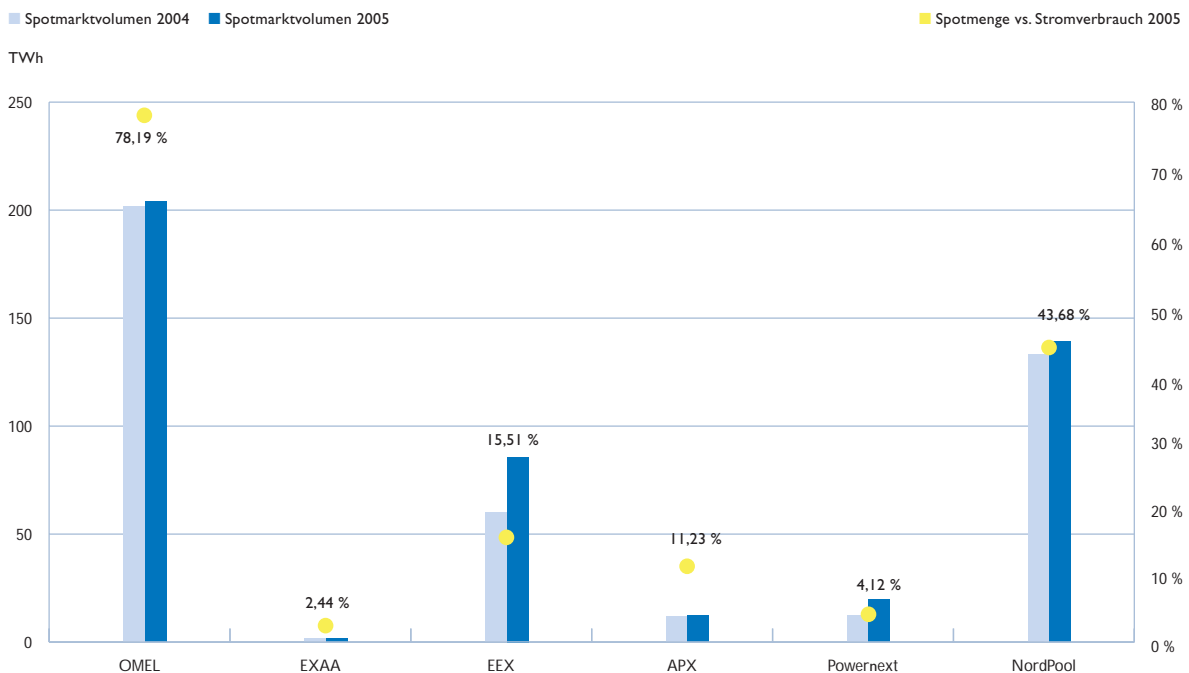
Die Handelsumsätze etablierter europäischer Börsenplätze werden in Abbildung 36 dargestellt. Bei der Betrachtung der Werte wird klar, dass die deutsche Entwicklung auch bei anderen europäischen Börsen beobachtet werden kann.

Die Volumina steigen durchwegs an, und auch 2006 scheint sich dieser Trend fortzusetzen. Die Rekordwerte des ersten Halbjahres 2006 unterstreichen diese Vermutung. Das Jahr 2006 lässt auch für die österreichische Börse EXAA – nach einem volumenschwachen Jahr 2005 – wieder Zuwächse erwarten.

Die Preise der Börsenprodukte sind von verschiedenen Faktoren abhängig. Um die Entwicklung von Strompreisen beschreiben zu können, müssen die den Preis beeinflussenden Faktoren identifiziert und im zeitlichen Ablauf beobachtet werden. Grundsätzlich sind zwei Bereiche zu unterscheiden. Der erste Bereich betrifft alle für das Angebot relevanten Faktoren der Erzeugung (Primärenergie-, CO₂-Preise, Temperatur, Niederschläge und Kraftwerksabschaltungen) und führt über die Änderung des Angebots zu geänderten Marktpreisen. Der zweite Bereich besteht hingegen aus allen nachfrage-

→ Gehandelte Stromvolumina vs. Marktanteile

Abbildung 36



Quelle: EXAA, EEX, OMEL, NordPool, Powernext, APX, E-Control

¹⁰⁸ Diese Börsen haben allerdings staatlich verordnete Regelungen, die Marktteilnehmer dazu zwingen, Teile der Erzeugung über den Spotmarkt anzubieten, und weisen daher entsprechend hohe Werte auf.

seitigen Einflüssen auf den Preis. Als wichtigste Faktoren sind hier Temperatur- und Kalendereffekte (alle saisonbedingten Nachfrageänderungen wie z.B. Feiertage, Ferienzeiten, Wochenenden usw.) zu nennen. Sowohl extrem niedrige als auch hohe Temperaturen führen über zusätzlich benötigten Strom für Heizung bzw. Kühlung zu einer höheren Nachfrage und somit zu steigenden Preisen.

Der Einfluss der einzelnen Faktoren kann für Termin- oder Spotmarktprodukte unterschiedlich stark sein. Die Richtung der Wirkung ist hingegen für alle Preise dieselbe. Terminmarktpreise reagieren zum Beispiel stärker auf Änderungen der CO₂- oder Primärenergiepreise, während eine kurzfristige Änderung von Angebot oder Nachfrage zu einer stärkeren Reaktion der Spotpreise führt.

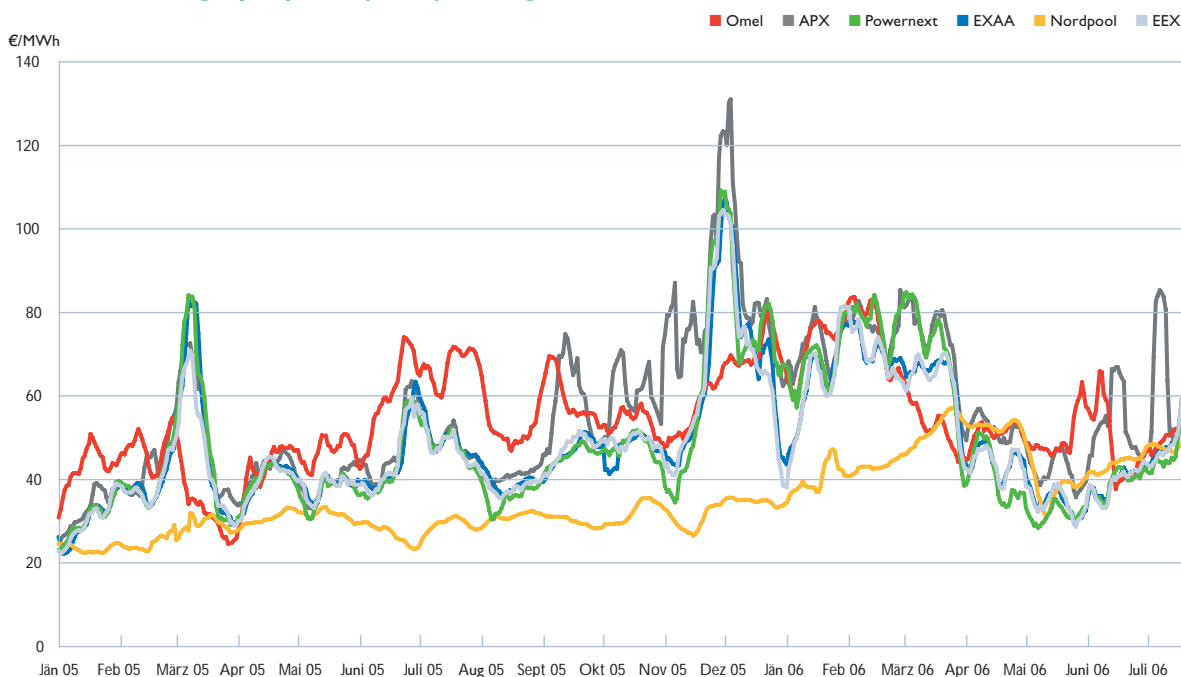
Abbildung 37 und Abbildung 38 machen deutlich, dass die Futurespreise eine wesentlich geringere Volatilität als die Spotpreise aufweisen und kaum auf kurzfristige Angebots- bzw. Nachfrageänderungen reagieren. Nur fundamentale Modifikationen des Marktes, die auch längerfristig Gültigkeit haben, fließen in die Preisentwicklung ein. Der Vergleich der Entwicklungen des EEX Base Spotpreises („Spikes“ fallen heraus) mit der Year-Ahead Futures Zeitreihe zeigt einen ähnlichen Verlauf. Eine von der Spotpreisentwicklung getrennte Betrachtung der Futurespreise erscheint daher nicht notwendig.

Spotmarktpreisentwicklung

Das Jahr 2005 brachte durch die Einführung des CO₂-Zertifikatehandels fundamentale Änderungen im Bereich der Erzeugung. Seit 1. Jänner 2005 muss für jede Tonne CO₂-Ausstoß ein Zertifikat nachgewiesen werden. Dadurch

→ **Entwicklung Spotpreis (Base) – ausgewählte Strombörsen**

Abbildung 37



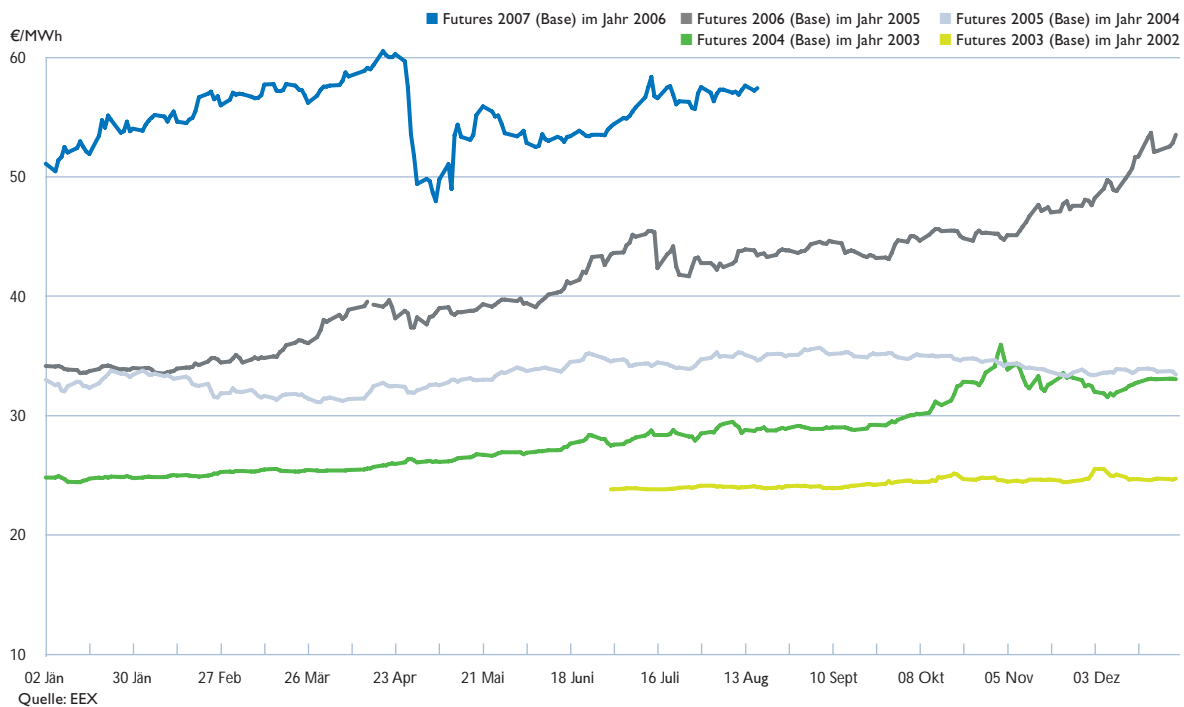
Quelle: EXA, EEX, OMEL, NordPool, Powernext, APX

erhöhen sich die Kosten der kalorischen Produktion, die in Europa den Preis stark mitbestimmt. Die dargestellten Spot-Basepreise (siehe Abbildung 38) korrespondieren zu Beginn des Jahres 2005 klar mit dieser Entwicklung. Der damit verbundene Preisanstieg wird durch die steigenden Öl- und Erdgaspreise weiter unterstützt. Mit Ausnahme der Nordpool ist diese Entwicklung für alle angeführten europäischen Börsen zu beobachten. In den Nordpool-Ländern wird die CO₂ bedingte Erhöhung der Erzeugungspreise durch eine günstige

klimatische Situation (milde Temperaturen und ausreichend Niederschläge führen zu hoher Wasserkraftwerkserzeugung) kompensiert. Ein Teil der hohen europäischen Strompreise wird aber durch den grenzüberschreitenden Handel auch in die nordischen Länder exportiert. Spanien befindet sich hingegen in einer genau gegensätzlichen Situation. Wenig Niederschläge und niedrige Wasserstände führen gemeinsam mit den hohen internationalen Preisen zu den höchsten europäischen Spotmarktpreisen.

→ Year-Ahead Base Futures

Abbildung 38



→ **Windfall Profits**

Kasten 4

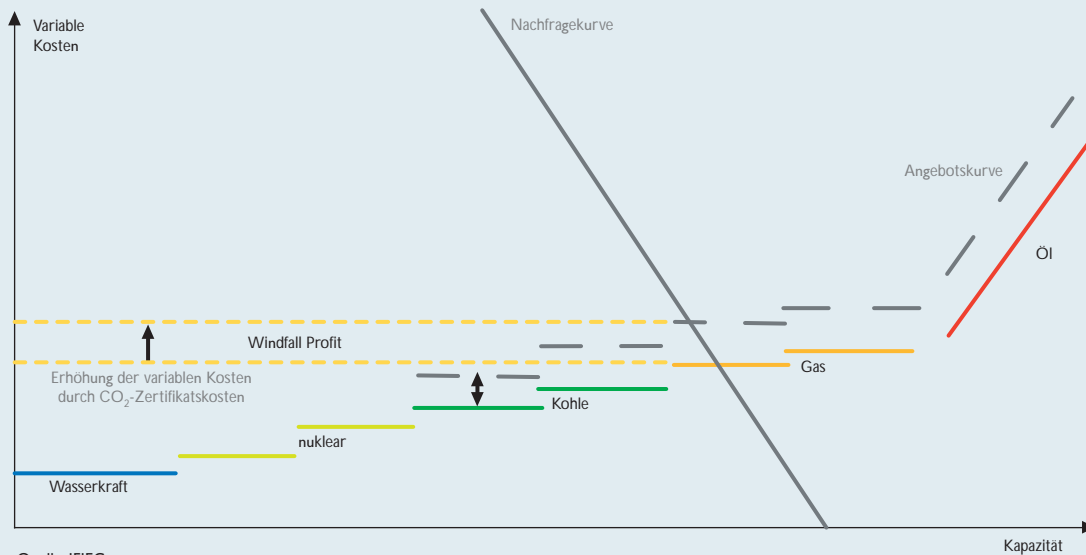
Mit Einführung der CO₂-Zertifikate ist es zu einem Anstieg der Großhandelspreise gekommen. Die Betrachtung der Zertifikatspreise und der Großhandelspreise zeigt deutlich, dass die Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise die Großhandelspreise – trotz Gratiszuteilung der Zertifikate – beeinflusst.

Der Börsepreis ergibt sich aus den Erzeugungskosten (Grenzkosten) der letzten abgerufenen Einheit (meist Steinkohle- oder Erdgaskraftwerk). Die Erzeugungskosten setzen sich im Wesentlichen aus den Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten zusammen (nicht berücksichtigt werden die Kapitalkosten) – die gratis

erhaltenen Zertifikate werden dem CO₂-Zertifikatspreis gleichgesetzt. Dies hat dazu geführt, dass trotz einer gratis Zuteilung im Vorhinein die Großhandelspreise gestiegen sind. Die gestiegenen Großhandelspreise haben zu höheren Gewinnen bei den Erzeugungsunternehmen geführt, da diese nicht mit zusätzlichen bzw. mit nur geringen zusätzlichen Kosten konfrontiert waren. Diese zusätzlichen Gewinne, ohne eigene Anstrengung der Unternehmen, werden als Windfall Profits bezeichnet. Abbildung 39 zeigt die Auswirkungen auf den Preis. Durch das CO₂-Zertifikatesystem kommt es zu einer Erhöhung der variablen Kosten und somit zu einem höheren Marktpreis.

→ **Veränderung des Marktpreises durch das CO₂-Zertifikatesystem**

Abbildung 39



Laut Berechnungen des VKI¹⁰⁸ in Deutschland beträgt der Preisaufschlag bei RWE aufgrund der CO₂-Zertifikate im Jahr 2005 rd. 9,3 €/MWh (rd. 20 % des Großhandelspreises), was zu einem Windfall Profit bei RWE bzw. zu zusätzlichen Kosten der Endkunden von rund € 1,8 Mrd. führt. Für die gesamte Strombranche in Deutschland errechnet der VKI einen Windfall Profit von mehr als € 5 Mrd. pro Jahr.

Durch das CO₂-Zertifikatesystem kommt es somit zu einer Umverteilung von Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden hin zu den Erzeugungsunternehmen. Die Umverteilung ist aufgrund des Kaufkraftverlustes für die gesamte Volkswirtschaft problematisch. Die gestiegenen Strompreise können mittelfristig auch zur Verlagerung von Standorten energieintensiver Branchen führen.

Die zusätzlichen Einnahmen der Unternehmen können vor allem von den großen Erzeugungsunternehmen strategisch genutzt werden. Einerseits, um die Konzentration im Erzeugungsbereich zu erhöhen (Aufkauf weiterer Energieunternehmen vor allem in Ost- und Mitteleuropa) und andererseits um die strukturelle Integration durch Übernahmen von Unternehmen am Endkundenmarkt zu verstärken.¹⁰⁹

Reduktion der volkswirtschaftlichen Kosten

Um die Kosten für eine Volkswirtschaft zu verringern, könnte – zumindest ein Teil – der CO₂-Zertifikate versteigert werden. Da bereits die Kosten für CO₂-Zertifikate im Strompreis eingepreist wurden, sollte dies gemäß der Theorie zu keiner weiteren Erhöhung der Strompreise führen. Kostenmäßig würden sich für die Stromunternehmen bei einer Versteigerung der CO₂-Zertifikate im Vergleich zur Situation vor der Einführung des CO₂-Zertifikatesystems keine Änderungen ergeben, da die Kosten aufgrund der notwendigen Zukäufe in den Großhandelspreis einfließen.

Konstant steigende CO₂-Preise (siehe Abbildung 42), tiefe Temperaturen und verstärkt durchgeführte Kraftwerksrevisionen Ende Februar bzw. Anfang März 2005 haben zu extrem hohen Nachfrageniveaus und einer angespannten Angebotssituation geführt. Die Preise sind stark angestiegen und erreichen mit Werten über € 100 (EXAA) Höchststände. Die am 10. März 2005 durchgeführten Streiks der französischen Gewerkschaft und Kernkraftwerksrevisionen (die französische Kernkraftwerkserzeugung ist bis zu 20 % offline) haben die Preise über die Grenzen hinweg hoch gehalten und die durch ein nun milderes Klima erwartete Preiskorrektur verzögert.

Mit sinkenden Temperaturen und einer Erhöhung des Angebots (Kraftwerke gehen wieder ans Netz), bewegt sich der Preis im Mai 2005 bei rund 40 €. Bis Juni bewegen sich die Spotpreise, die durch hohe Volatilität geprägt sind, großteils in einem Korridor von 35–45 € und weisen mit Ausnahme von Nordpool und OMEL sehr ähnliche Niveaus auf.

Der Nordpoolpreis, der bis zum Jahresende relativ konstant bleibt, zeigt 2005 durchwegs eine sehr starke Abhängigkeit von der Temperatur und der Wasserkrafterzeugung. Beide Faktoren sind sehr günstig und bringen Preise am unteren Ende der europäischen Preisskala mit sich. Niedrige Wasserstände und die geringe Wasserkraftwerkserzeugung in Spanien führen ab April erneut zu einem Anstieg der OMEL-Preise im Vergleich zu den Entwicklungen an den anderen europäischen Strombörsen.

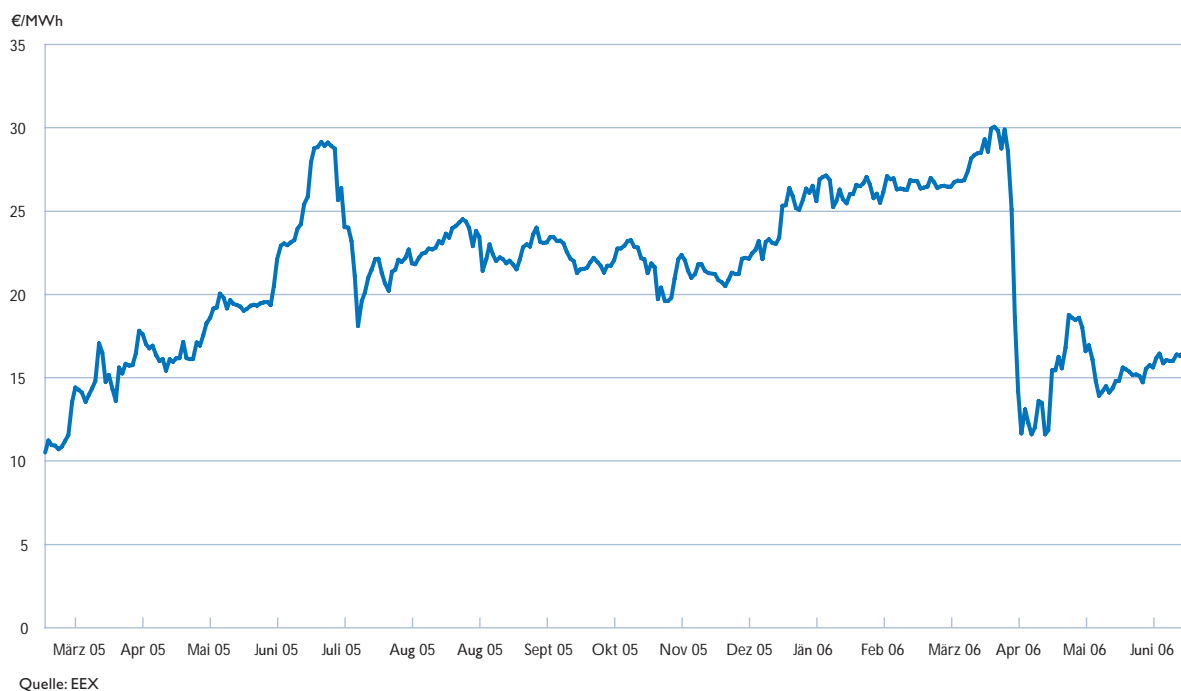
Temperaturbedingt steigen Anfang Juni auch die Preise an den anderen europäischen Börsen. Durch die starke Nachfrage, kombiniert mit den niedrigen Wasserständen und hohen Primärenergiepreisen, erreichen die Preise in Europa im Juli Jahreshöchststände.

¹⁰⁸ vgl. Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. – VKI (2005)

¹⁰⁹ vgl. Leprich (2005)

→ EEX EU-Allowance Zertifikate – Spot

Abbildung 40



Der Rückgang der Nachfrage im Ferienmonat August bringt etwas Entspannung. Ende des Monats gibt die USA aufgrund der Versorgungsprobleme nach den Wirbelstürmen die strategischen Ölreserven frei. Dies führt zu fallenden Erdgaspreisen und dadurch zu sinkenden Strompreisen. Nach der Preisreduktion auf ein Niveau von 40–50 €/MWh bewegen sich die Preise in den nächsten beiden Monaten auf einem Niveau. Eine Ausnahme stellt die Amsterdam Power Exchange (APX) dar, bei der es durch Kraftwerks-, Interkonnektorkapazitätsausfälle (September bzw. Oktober) und niedrige Temperaturen (November) zu einem Anstieg des Strompreises gekommen ist.

Durch die niedrigen Temperaturen zum Jahreswechsel kommt es zu deutlichen Preisanstiegen.

Mit Ende der Kälteperiode kommt es im ersten Quartal 2006 wieder zu einer Preiskorrektur auf ein Niveau von 60–80 €/MWh. Die Preise bewegen sich bis zum April auf diesem Niveau. In den nordischen Ländern ist erneut eine abweichende Entwicklung zu beobachten. Die extreme Trockenheit und die damit verbundene geringe Wasserkraftwerkserzeugung führen zu steigenden Preisen. Ende März gleichen sich die nordischen Preise jenen der anderen Strombörsen an.

Die im April 2006 in Süd- bzw. Zentraleuropa einsetzenden starken Niederschläge lassen die Preise etwas sinken. Mit der Veröffentlichung der CO₂-Verbrauchsdaten fünf europäischer Länder sind die CO₂-Preise deutlich zurückgegangen. Der CO₂-Preis fällt, bezogen auf seine

Höchststände zu Beginn des Monats, um knapp zwei Drittel. Die Verbrauchsdaten der Niederlande (Überschuss von 6 Mio. t verglichen mit einer Vorhersage von einem Engpass von 2,6 Mio. t), Tschechien, Estland, Frankreich (25 Mio. t weniger werden benötigt) und Spanien (6 Mio. t zu viel prognostiziert) führen gemeinsam mit milden Temperaturen und hohen Wasserständen zu einem deutlichen Rückgang der CO₂-Preise. Weitere Werte aus anderen Ländern (z.B. Polen 30 Mio. t Überschuss), deren Ausstoß durchgehend überschätzt wurde, drücken bis zur Jahresmitte 2006 weiter auf den CO₂-Preis. Danach steigen die Zertifikatspreise aus nur bedingt nachvollziehbaren Gründen wieder an. Ein Grund dafür könnte das Zuwarten von „Long Playern“, die anscheinend noch nicht am Markt aufgetreten sind, sein.

Die niedrigen Wasserstände in Spanien im Sommer 2006 führen abermals zu hohen Strompreisen an der OMEL, während die

entspannende klimatische Situation in Nord-europa zu einem Rückgang der Preise an der Nordpool führt.

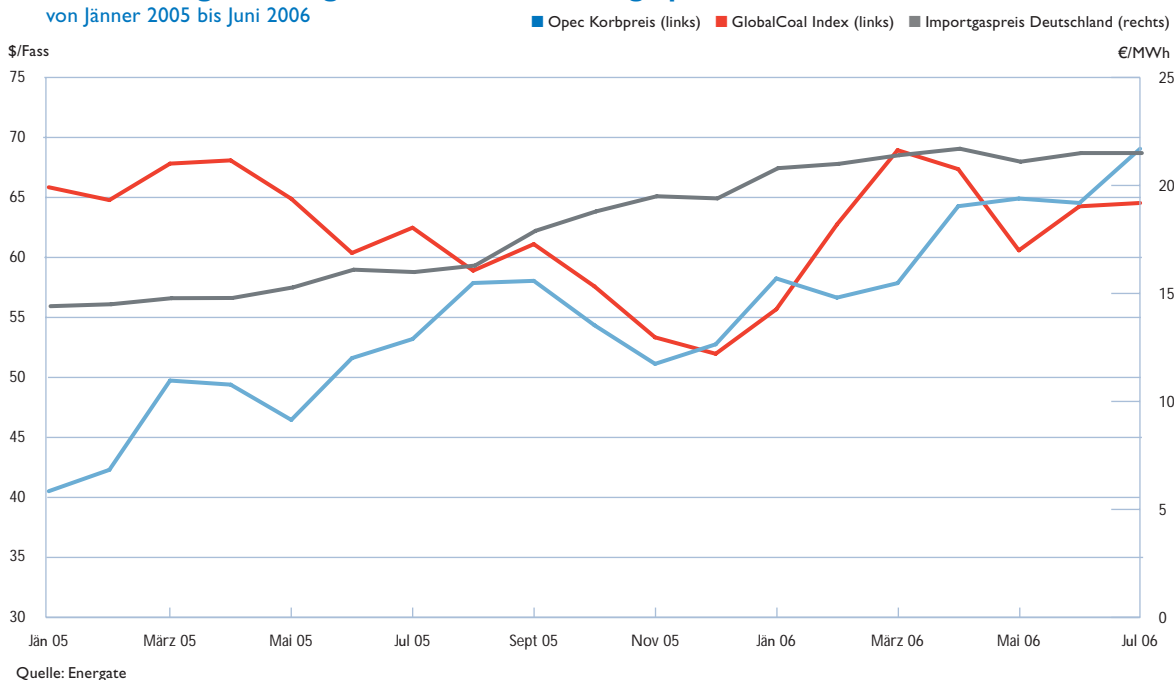
Durch das Sinken der Wasserstände, steigende Primärenergiepreise und einen Rückgang der französischen Nuklearerzeugung steigen die Preise im Juli auf ein Niveau von rd. 60 €/MWh.

Um die zukünftige Entwicklung der Preise beurteilen zu können, bleibt abzuwarten, wie sich die geopolitische Situation im Nahen Osten entwickeln wird. Bei einem weiteren Ansteigen der Öl- bzw. Erdgaspreise ist mit Strompreisen über 60 €/MWh durchaus zu rechnen.

Die für den Strompreis so wichtige Primärenergiepreisentwicklung ist für die Jahre 2005 und 2006 in Abbildung 41 dargestellt. Die zu beobachtenden Erhöhungen sind, wie bereits angesprochen, für einen beträchtlichen Teil des Strompreisanstiegs verantwortlich. Während die

→ **Entwicklung von ausgewählten Primärenergiepreisen**
von Jänner 2005 bis Juni 2006

Abbildung 41



Kohlepreise nach einer stark negativen Entwicklung 2005 (minus 35 % seit Höchststand 2004), Mitte 2006 wieder auf einen Preis von etwa 65 \$/t gesunken sind, weisen Öl- und Erdgaspreise seit Beginn 2005 Steigerungsraten von 70 % bzw. 74 % auf.

Zusammengefasst ist der Anstieg der Großhandelspreise in den vergangenen Jahren auf nachfolgende Faktoren zurückzuführen:

- Anstieg der Primärenergiepreise,
- Übernahmen und Fusionen im Erzeugungsbereich,
- Abbau der Überkapazitäten,
- Einführung des CO₂-Zertifikatesystems.

Konvergenz von Strom- und Erdgasmarkt

Auf den Großhandelsmärkten wird der Strompreis durch Angebot und Nachfrage bestimmt. Die Angebotskurve besteht aus allen Preis-Mengen-Paaren, die die Stromproduzenten bereit sind anzubieten. Der Angebotspreis beinhaltet daher Erzeugungskosten und gewinnorientierte Aufschläge. Die Preis-Mengen-Paare der Lieferanten bzw. der Händler bestimmen hingegen die Nachfragekurve. Der Schnittpunkt der beiden Kurven determiniert den Preis. Somit führen sowohl Angebots- als auch Nachfrageänderungen zu Preisreaktionen. Während eine geänderte Nachfrage durch Faktoren wie z.B. Wirtschaftswachstum oder Klima hervorgerufen wird, führen vor allem Schwankungen der Primärenergiepreise zu Anpassungen des Angebots.

Je nach Kraftwerkstyp unterscheiden sich die Erzeugungskosten einer MWh Strom. Das Kraftwerk, das zur Produktion der letzten gehandelten Einheit Strom herangezogen wird

(Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage), wird Grenzkraftwerk genannt. Die Erzeugungskosten dieses Kraftwerks bestimmen den Preis. So sind im Fall der Region A/D/F entweder Erdgas- oder Kohlekraftwerke preisbestimmend. Da Erdgaskraftwerke aufgrund ihrer höheren Erzeugungskosten (siehe Tabelle 25) erst bei höheren Strompreisen zum Einsatz kommen, stellen sie oft das Grenzkraftwerk dar. Aus diesem Grund ist der Einfluss des Erdgaspreises auf den Strompreis besonders hoch.

Durch die Einführung der EUETS-Zertifikate (EU Emission Trading System) kam es im Jahr 2005 zu einer überproportionalen Belastung der Kohleerzeugung. Die zusätzlichen Kosten reichten aber nicht aus, um die Merit-Order-Kurve (Reihung der Kraftwerkstypen entlang der Angebotskurve bezüglich ihrer Erzeugungskosten) zu verschieben. Die Kosten der Stromerzeugung der Erdgaskraftwerke sind deutlich höher als jene der Kohlekraftwerke. Selbst bei Einbeziehung der CO₂-Kosten, die die Stromproduktion aus Kohle aufgrund der hohen Emissionswerte fast doppelt so stark belasten, kommt es zu keiner Änderung der Produktionsreihenfolge. Kohlekraftwerke bleiben in der Stromgewinnung deutlich günstiger als Erdgaskraftwerke.

Der Erdgas-Kohle-Spread (Tabelle 25 untersucht die Situation unter Zuhilfenahme der Durchschnittswerte 2005) zeigt ganz deutlich, dass kurz- und mittelfristig keine Änderung zu erwarten ist. Es würde starker Preissenkungen oder Effizienzgewächse im Bereich der Erdgas-erzeugung bedürfen, um eine Modifikation herbeizuführen. Selbst bei der Erhöhung der Transportkosten für Kohle kommt es nicht zu einer Änderung der Merit-Order-Liste.

→ Erzeugungskostenvergleich – Gas-Kohle-Spread¹¹⁰

Tabelle 25

	Einheit	Gas	Kohle
Primärenergiepreis	€/MWh	20,21	6,96
CO ₂ -Preis	€/t	20,43	20,43
CO ₂ -Emissionswert bei 100 % Effizienz	t/MWh	0,19	0,34
CO ₂ -Kosten	€/MWh	3,83	6,95
Kraftwerkseffizienz	%	45 %	45 %
Primärenergiekosten	€/MWh	44,91	15,46
CO ₂ -Kosten	€/MWh	8,51	15,44
Summe	€/MWh	53,51	30,89
EEX Peak Spot	€/MWh	56,00	56,00
Clean Spark Spread		2,58	
Dark Clean Spark Spread			25,11
Gas-Kohle-Spread 2005		22,52	

Quelle: Argus, energate, Berechnungen E-Control

→ Definitionen – Spark Spread

Kasten 5

Spark Spread misst die Wirtschaftlichkeit von Energieerzeugungsformen. Ist der Spread positiv, so indiziert dies, dass die Produktion von Strom durch die betrachtete Erzeugungsart wirtschaftlich sinnvoll ist.

Es können 2 Arten von Spark Spread beobachtet werden:

1. Die Kosten einer Erzeugungsform inklusive oder exklusive der CO₂-Kosten werden mit dem geltenden Marktpreis verglichen. Diese Spreads müssen positiv sein, um aus der Erzeugungsform Profit erwirtschaften zu können. Zum Beispiel:

Gas/Strom- bzw. Kohle/Strom-Spread:
Vergleicht die Erzeugungskosten pro Einheit mit dem Verkaufspreis pro Einheit.

Clean Spark Spread:

Erdgas/Strom-Spread minus CO₂-Zertifikatskosten.

Dark Green Spread:

Kohle/Strom-Spread minus CO₂-Zertifikatskosten.

2. Die Kosten von zwei unterschiedlichen Erzeugungsformen werden miteinander verglichen. Diese Spreads geben Auskunft darüber, welche Erzeugung höhere bzw. niedrigere Kosten verursacht. Zum Beispiel: Gas/Kohle Spread: vergleicht die Kosten der Erzeugung einer Einheit Strom aus Kohle bzw. Erdgas miteinander.

¹¹⁰ Wechselkurs \$/€: 0,804

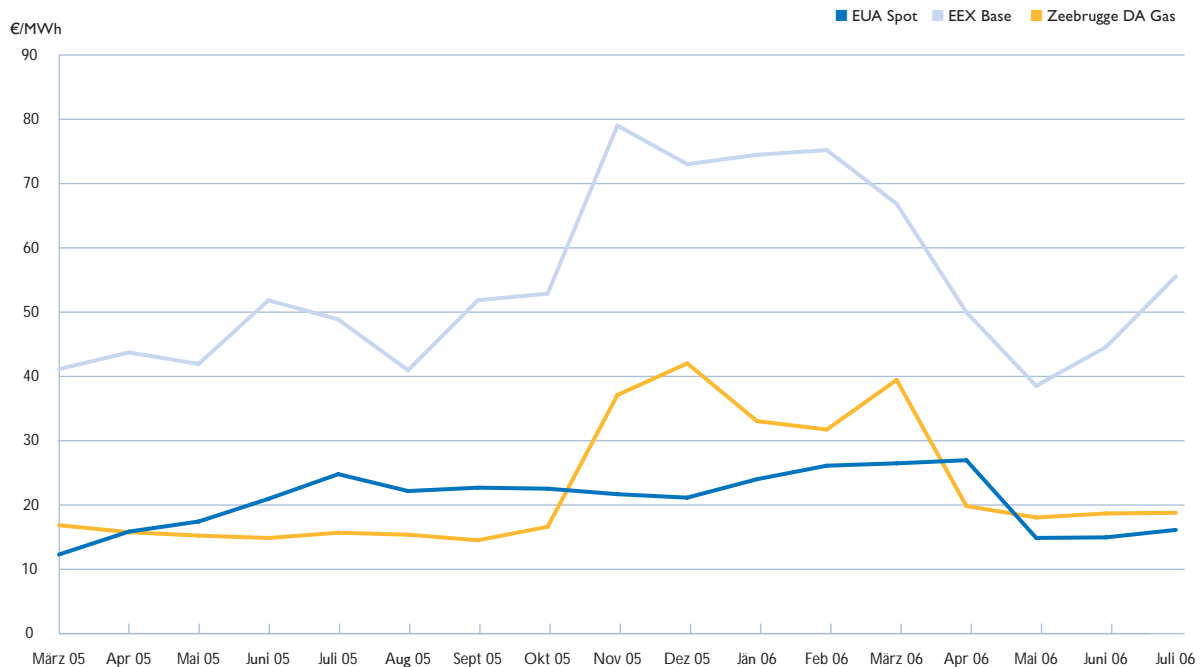
Abbildung 42 macht deutlich, dass der Zusammenhang zwischen Day-Ahead Zeebrugge Erdgaspreisen und EEX-Base-Preisen (reflektieren gesamte Preiszone) sehr stark ist. Große Änderungen des Erdgaspreises, wie im März bzw. April 2006 (National Grid UK meldet Versorgungsengpässe, USA öffnet strategische Reserven) führen zu sehr ähnlichen Änderungen des EEX-Preises und verdeutlichen den Zusammenhang.

Im Gegensatz dazu sind die Korrelationswerte der EUA-Zertifikatspreise und Erdgaspreise nur niedrig (ebenfalls Abbildung 42). Dies ist auf den ersten Blick erstaunlich, da die CO₂-Preise die Produktion aus Erdgas verteuern bzw. verbilligen und daher einen Einfluss auf die Nachfrage und somit auf den Erdgaspreis haben sollten.

Dieser Effekt würde aber nur dann eintreten, wenn die höheren CO₂-Zertifikate zu einer Änderung der Merit-Order-Kurve führen. Nur dann würden sich die aus Erdgaskraftwerken produzierte Strommenge und damit die Nachfrage nach Erdgas ändern. Wie bereits erwähnt, ist dies im Vergleich mit der günstigeren Kohle nicht der Fall. Nach oben hin sind auch keine Änderungen zu erwarten, da die etwas teureren Ölkraftwerke ebenfalls auf die CO₂-Preisänderungen reagieren. Andere Erzeugungsformen wie z.B. Biomasse bleiben trotz etwaiser zukünftiger CO₂-Preiserhöhungen ebenfalls deutlich teurer als Erdgas. Die Nachfrage nach Erdgas und damit der Erdgaspreis sind somit relativ unabhängig vom CO₂-Preis.

→ Strom-, Erdgas- und CO₂-Zertifikatspreis

Abbildung 42



Quelle: EEX, energate, E-Control

Entwicklung am Ausgleichsenergiemarkt für Strom¹¹¹

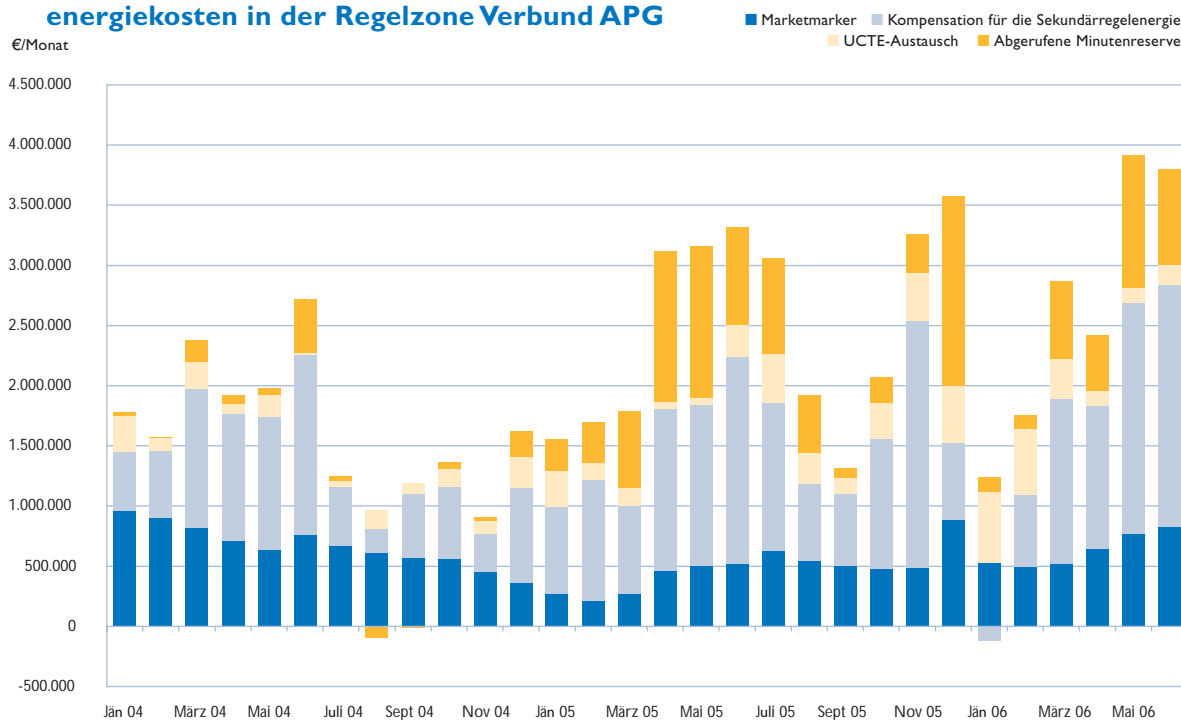
Während im Jahr 2005 die Rahmenbedingungen für die Aufbringung der Ausgleichsenergie größtenteils unverändert blieben, änderten sich für die Regelzone APG die Regeln der Clearingpreisbildung und der Ausgleichsenergieverrechnung. Diese Änderung erschien notwendig, da die bisherige Clearingpreisermittlung Marktstrukturen teilweise nur unzulänglich abbildete, wodurch kontraproduktive Preischarakteristika und Anreize entstehen konnten.

So kam es in der Vergangenheit bei ungünstigen Marktconstellationen vor, dass kleine Regelzonenabweichungen zu hohen Clearing-Preissprüngen und dadurch zu hohen Preisrisiken führten. Dies wurde dadurch verstärkt, dass Bilanzgruppen im Allgemeinen unmittelbar keine

Kenntnis über die Lage der Regelzone hatten, was aber für die Clearingpreisbildung wesentlich ist. Dieses Risiko wurde dadurch gemindert, dass einerseits zwischen der Regelzonenabweichung und dem Clearingpreis ein formelmäßiger Zusammenhang hergestellt wurde und andererseits der Regelzonenführer den Bilanzgruppen zeitnahe Informationen über die Abweichung seiner Regelzone zur Verfügung stellt. Die ab 1. Juli 2005 eingeführte Formel (auch „Trichter“ genannt) ist darüber hinaus so parametrisiert, dass etwa 80 % der monatlichen Gesamtausgleichsenergiekosten über den Clearingpreis eingebracht werden. Der verbleibende Betrag wird rechnerisch auf die in den Bilanzgruppen verbrauchte Energiemenge verteilt (sozialisiert). Das System wird nach wie vor einem Monitoring durch die Marktteilnehmer und die Regulierungsbehörde unterzogen.

→ Monatliche Höhe und Zusammensetzung der Ausgleichsenergiekosten in der Regelzone Verbund APG

Abbildung 43



Quelle: APCS

¹¹¹ Folgende Ausführungen konzentrieren sich soweit nicht anders angegeben auf das Ausgleichsregime der größten österreichischen Regelzone Verbund APG.

Die Gesamtausgleichsenergiekosten (Saldo der Ausgleichsenergiezahlungen und -erträge aller Bilanzgruppen in der Regelzone) sind im Jahre 2005 aber auch im zweiten Quartal 2006 relativ hoch ausgefallen. In beiden Perioden wies die Regelzone der Verbund APG tendenziell ein Defizit aus, das durch Ausgleichsenergielieferungen gedeckt werden musste und zu höheren Kosten führte. Dazu trugen auch die allgemein gestiegenen Großhandelspreise bei, die auch in den unterschiedlichen Ausgleichsenergiekomponenten ihren Niederschlag fanden.

In der Verursachung des Regelzonenungleichgewichtes spielt der Ökobilanzgruppenverantwortliche (ÖKO-BGV) weiterhin eine entscheidende Rolle. Ob die ÖKO-Bilanzgruppe, die auch relativ schwer prognostizierbare Windkraftleistungen umfasst, unter- oder überdeckt

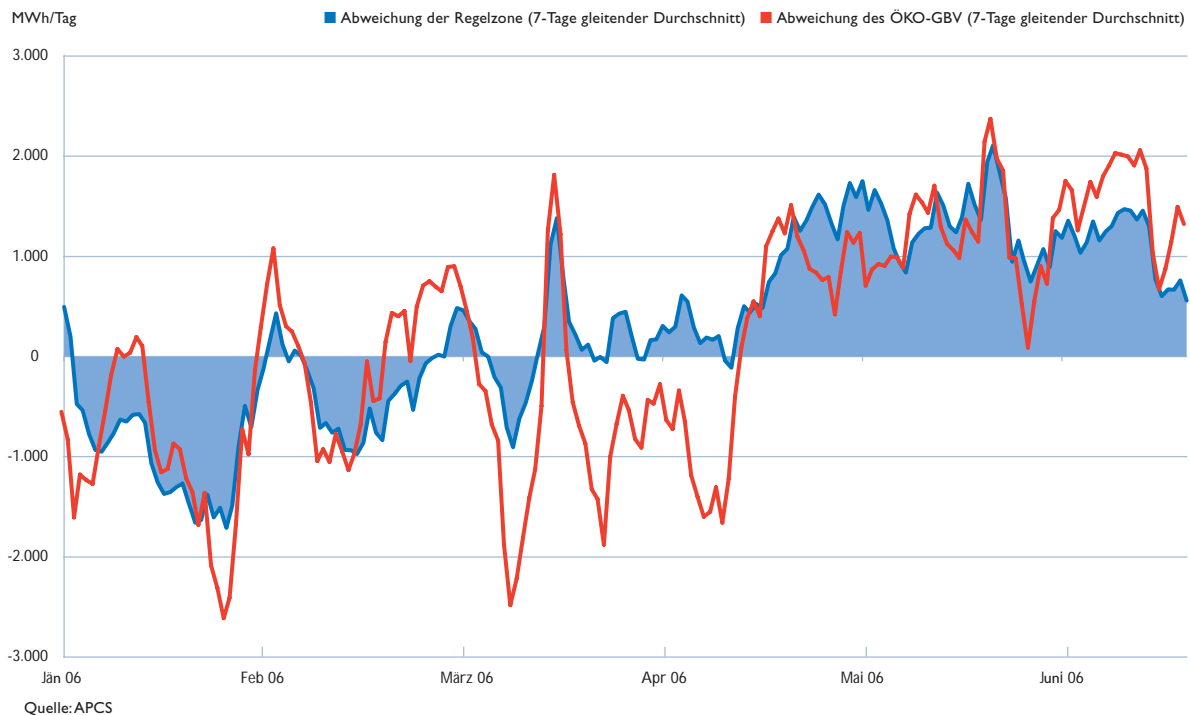
ist, entscheidet tendenziell über die Richtung des Ungleichgewichtes in der gesamten Regelzone. So war 2005 die ÖKO-Bilanzgruppe in 77 % aller Viertelstunden gleichzeitig „long“, wenn die Regelzone überdeckt war, oder gleichzeitig „short“, wenn sie unterdeckt war. Dies wirkte sich ungünstig auf die Ausgleichsenergiekostenzuteilung aus. Der ÖKO-BGV trug alleine etwa 75 % der gesamten Ausgleichsenergiekosten.

Strompreisentwicklung – Industrie

Die Strompreise für Industriekunden sind in den letzten beiden Jahren weiter stark angestiegen. Dies ist in erster Linie auf die Preisentwicklung am Großhandelsmarkt zurückzuführen; u.a. aufgrund der gestiegenen Preise der Primärenergieträger (Gas, Öl, Kohle) sowie der Einführung des CO₂-Zertifikatesystems. Da die Anbotsgestaltung der Lieferanten in den letzten

→ Regelzonenungleichgewicht und Fahrplanabweichung des ÖKO-BGV in der Regelzone der Verbund APG im I. Hj. 2006¹¹²

Abbildung 44



¹¹² Negative Werte bedeuten eine Überlieferung der Regelzone bzw. der Öko-Bilanzgruppe. Positive Werte weisen auf eine Unterdeckung hin.

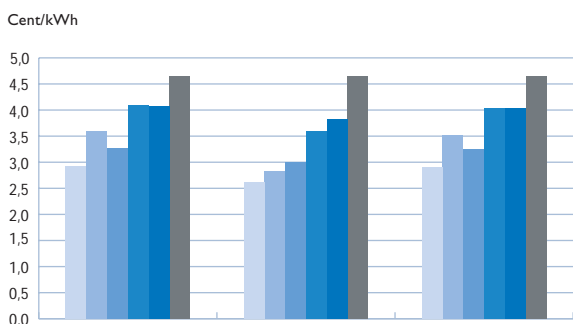
Jahren fast ausschließlich an die Großhandelsmarktpreise gebunden worden war, werden Preissteigerungen bei Mehrjahresverträgen zum Teil über Preisgleitklauseln direkt an den Kunden weitergegeben. Zudem hat sich die Wettbewerbssituation am Endkundenmarkt, ein Faktor der ebenso einen bestimmenden Einfluss auf die Preisgestaltung und -entwicklung hat, in den letzten Jahren bei der Belieferung von Industriekunden weiter verschlechtert.

Seit dem 2. Halbjahr 2003 erhebt die E-Control zweimal jährlich die Energiepreise (ohne Steuern, Abgaben und ohne Netzgebühren) direkt bei den österreichischen Industriekunden und veröffentlicht die Ergebnisse der Auswertung. Es werden dazu Verbraucherkategorien größer/kleiner 10 GWh sowie mehr/weniger als 4.500 Volllaststunden¹¹³ gebildet. Die Entwicklung der Industriestrompreise über die letzten Jahre auf Basis dieser Erhebung ist in den Abbildungen 45, 46 dargestellt. Für das 1. Halbjahr werden die Energiepreise vom Jänner, für das 2. Halbjahr die Energiepreise vom Juli des jeweiligen Jahres herangezogen.

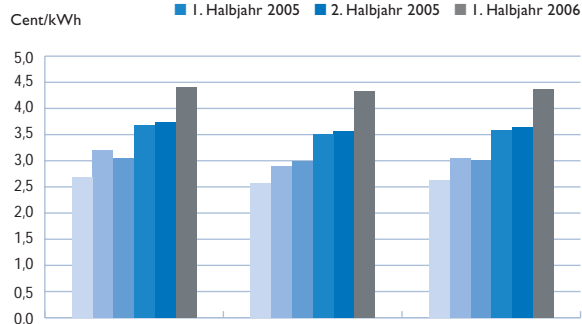
Die Energiepreise für Industriekunden haben sich in allen Kategorien über den Betrachtungszeitraum deutlich erhöht. Der starke Anstieg der Energiepreise im Betrachtungszeitraum spiegelt auch die Entwicklung der Großhandelspreise wider. Die deutlich größeren Preissprünge jeweils vom 2. Halbjahr auf das 1. Halbjahr des Folgejahres sind darauf zurückzuführen, dass die Lieferverträge meist mit dem Kalenderjahr beginnen und enden. Änderungen während des Jahres sind u.a. auf unterjährige Anpassungsklauseln bzw. Verträge zurückzuführen, deren Lieferbeginn und -ende unterjährig sind. Finden zu einem Zeitpunkt somit viele Vertragsänderungen statt (wie zum 1. Halbjahr 2005 und 2006), so kommt es zu einem deutlichen Anstieg der Industriepreise im Vergleich zur Vorperiode. Ausschlaggebend für den Energiepreis, den ein Industriekunde zu zahlen hat, ist jedenfalls der Zeitpunkt des Vertragsabschlusses. Bei steigenden Energiepreisen (und somit auch steigenden Futures-Preisen) bedeutet dies, dass der Energiepreis zum Abfragedatum niedriger ist, je früher ein Liefervertrag abgeschlossen wurde. Der Vertragsabschluss kann auch zwei oder drei Jahre vor dem eigentlichen Liefertermin stattfinden.

→ **Industriestrompreisentwicklung**
> 4.500 Volllaststunden (links) bzw. < 4.500 Volllaststunden (rechts)
 (ohne Netzgebühren, Steuern und Abgaben)

Abbildungen 45, 46



Quelle: E-Control



¹¹³ Volllaststunden [h] = Verbrauch [kWh] / Leistung [kW]

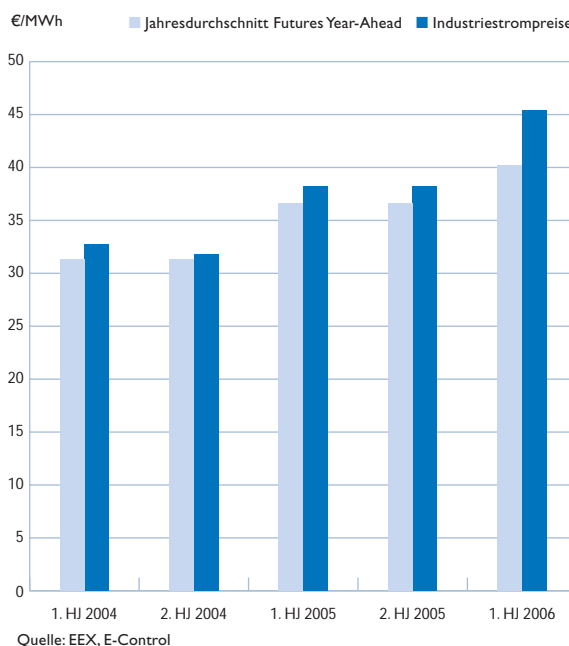
Die Entwicklung der Großhandelspreise (Referenz: EEX Futures) im Vergleich zu den Preisen für Industriekunden ist in Abbildung 47 dargestellt. Für den Großhandelspreis wurde der Jahresdurchschnitt der Futures-Preise Year-Ahead gewichtet (80 % Base-Anteil, 20 % Peak-Anteil) herangezogen. Die Entwicklung zeigt, dass seit dem Jahr 2004 sowohl die Großhandelspreise als auch die Preise für Industriekunden deutlich gestiegen sind. Die Lieferanten geben somit die gestiegenen Einstandspreise an die Kunden mit Aufschlag einer Marge und unter Berücksichtigung der Kosten für Ausgleichsenergie weiter.

Aus der Abbildung lässt sich jedoch nur bedingt ableiten, dass die Stromunternehmen im Jahr 2006 höhere Margen lukrieren konnten als in den Vorjahren. Die Industriepreise stellen Mischpreise der Unternehmen dar. Abgefragt wird, wie viel die Industrieunternehmen zum 1. Jänner bzw. 1. Juli eines jeweiligen Jahres für die Lieferung von elektrischer Energie zahlen. Haben die Industrieunternehmen Lieferverträge bereits ein oder mehrere Jahre vor der Erhebung abgeschlossen, so liegen die vereinbarten Energiepreise dieser Unternehmen zum Teil deutlich unterhalb der Energiepreise jener Unternehmen, die näher zum Untersuchungszeitpunkt den Liefervertrag abgeschlossen haben. Der Börsenwert stellt den Jahresdurchschnitt der Futurespreise Year-Ahead dar.

Für Industrieunternehmen ist als Grundlage für eine Standortentscheidung der Energiepreis alleine nur von geringer Bedeutung. Wesentlich sind die Gesamtpreise inklusive Netznutzungsgebühren sowie Steuern und Abgaben, die sich für den Bezug von elektrischer Energie ergeben.

→ Entwicklung der Börsepreise und der Energielieferpreise für Industriekunden

Abb. 47



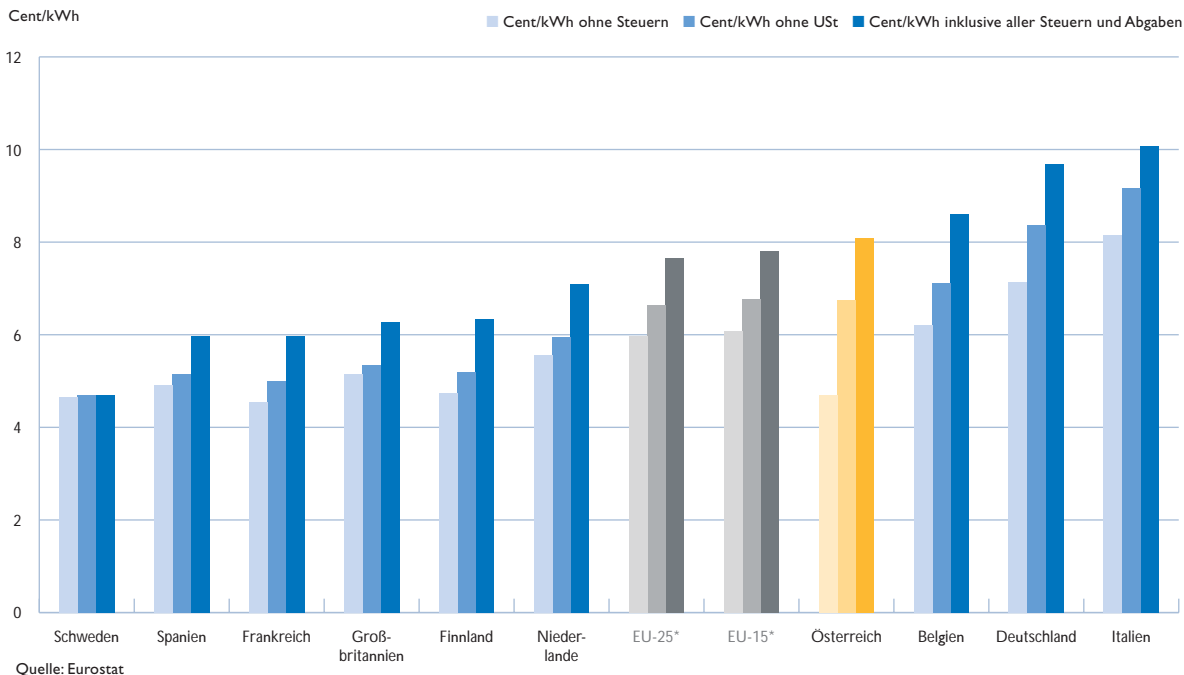
Viele Unternehmen stehen im internationalen Wettbewerb, und die Strompreise stellen in einigen Industriebranchen (z.B. Papierindustrie) einen wesentlichen Kostenfaktor dar, der entscheidend für die internationale Wettbewerbsfähigkeit und somit wichtiger Einflussfaktor für die Standortentscheidung ist.

Abbildung 48 zeigt, dass Österreich bei einem Vergleich des Gesamtstrompreises (Energie, Netz sowie aller Steuern und Abgaben) im oberen Drittel, bei einem Vergleich der Preise ohne Steuern und Abgaben hingegen deutlich unter dem EU-25- und dem EU-15-Schnitt liegt.

→ **Industriestrompreise inklusive Netzkosten**

Abbildung 48

im europäischen Vergleich für das 2. Halbjahr 2005 (24 GWh/a; Leistung 4.000 kW)



Zwei Faktoren führen dazu, dass die Industriepreise exklusive der Steuern und Abgaben im europäischen Vergleich niedrig sind. Einerseits ist die Zuordnung der Steuern und Abgaben nicht in allen Ländern gleich. So ist z.B. die Förderung von Ökoenergie und KWK-Anlagen in einigen Ländern (u.a. in Deutschland) in den Netztarifen beinhaltet, hingegen in Österreich transparent ausgewiesen und ein Teil der Steuern und Abgaben. Gleiches gilt auch für andere Abgaben und Steuern (z.B. Stranded Costs, Gebrauchsabgaben), die in anderen europäischen Ländern in den Netztarifen berücksichtigt werden. Andererseits sind die Großhandelspreise für den zentraleuropäischen Raum (Deutschland, Österreich und Schweiz) zum Teil deutlich niedriger als jene in Spanien und Italien. Beide Faktoren führen dazu, dass zwar der Gesamtpreis ohne Steuern und Abgaben in Österreich im europäischen Vergleich niedrig, jedoch der Gesamtpreis inklusive der Steuern und Abgaben im Vergleich wiederum hoch ist. Wesent-

lich für die Standortentscheidung ist der Gesamtpreis inklusive der Steuern und Abgaben.

Strompreisentwicklung – Haushaltskunden

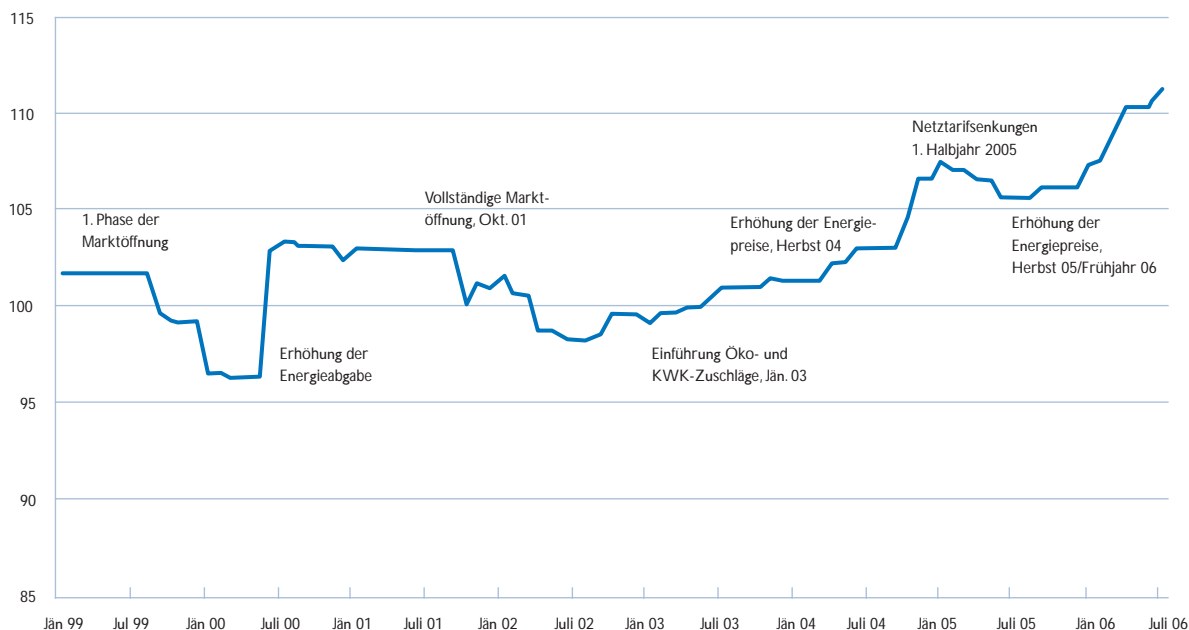
Die Entwicklung des Gesamtstrompreises (inkl. Steuern und Abgaben) seit dem Jahr 1999 für österreichische Haushaltskunden wird in Abbildung 49 dargestellt. Mit der Liberalisierung des Strommarktes kam es zu deutlichen Preisreduktionen. Zurückzuführen ist dies einerseits auf die Senkung der Energiepreise und andererseits auf die Senkung der Netztarife. Seit Oktober 2001 ist jedoch ein stetiges Ansteigen des Gesamtpreises zu beobachten.

Zurückzuführen ist der Anstieg des Gesamtpreises einerseits auf die Erhöhung der Energiepreise durch die Lieferanten und andererseits auf die Einführung und Erhöhung von Steuern und Abgaben. Zu Reduktionen des Gesamtpreises ist es ausschließlich durch Senkung der Netztarife

→ Entwicklung des Strom VPI

(inkl. Steuern und Abgaben, Index Oktober 2001 = 100)

Abbildung 49



Quelle: Statistik Austria, E-Control

durch die Regulierungsbehörde gekommen. Da jedoch die Lieferanten Energiepreiserhöhungen meist zeitgleich mit Netztarifsenkungen vorgenommen haben, führen Netztarifsenkungen nur bei den wenigsten Haushaltskunden zu einer vollen Reduktion des Gesamtpreises.

Die gestiegenen Großhandelspreise seit Beginn der Liberalisierung wurden von den Lieferanten an die Endkunden weitergegeben. Die Erhöhung der Energiepreise der einzelnen Landesgesellschaften und Stadtwerke ist jedoch sehr unterschiedlich ausgefallen. Die Energiepreise differieren nach wie vor deutlich zwischen den einzelnen angestammten Lieferanten. So beträgt die Differenz des Energiepreises zwischen dem günstigsten Local Player und dem teuersten Local Player bei einem durchschnittlichen Haushaltskunden (3.500 kWh Jahresverbrauch) mehr als 30 %.

Inwieweit die absolute Höhe der den Kunden verrechneten Energiepreise mit den gestiegenen Großhandelspreisen bzw. der Praxis der Preiskalkulation der Lieferanten vollständig erklärbar ist, kann nur eine weiterführende Analyse der Großhandelspreisentwicklungen und der tatsächlichen Energiebezugsituation der Energielieferanten zeigen. Aufgrund der fehlenden Energiebezugsdaten der einzelnen Lieferanten kann eine solche Analyse jedoch nicht durchgeführt werden.

Die jüngst gestiegenen Endkundenpreise können ihre Ursache – neben höheren Großhandelspreisen (vorwiegend verursacht durch Änderungen fundamentaler Faktoren wie z.B. Anstieg der Rohölpreise) und der geänderten Preisgestaltung – auch in einer verminderten Wettbewerbsintensität haben, welche auf folgende Faktoren zurückgeführt werden kann:

- vertikale und horizontale Zusammenschlüsse,
- Rückzug ausländischer Lieferanten (z.B. EnBW aus dem Großkundenmarkt),
- Verringerung der Wettbewerbsaktivitäten österreichischer Unternehmen,
- erhöhte Intransparenz,
- Preis- und/oder Gebietsabsprachen,
- geringe Preissensibilität der (kleinen) Endkunden,
- das Verhältnis des Gesamtstrompreises zum Energiepreis (zw. 31–36 % des Gesamtpreises).

Mit Jänner 2003 ist das Ökostromgesetz in Kraft getreten. Aufgrund der jährlich gestiegenen Mengen, die auf Basis des Ökostromgesetzes gefördert werden, ist es zu einer deutlichen Erhöhung der Förderbeiträge gekommen (von 0,134 Cent/kWh im Jahr 2003 auf 0,464 Cent/kWh im Jahr 2006 – Netzebene 7). Aufgrund der gestiegenen Großhandelspreise ist jedoch die Förderung der Kleinwasserkraftwerke weggefallen. In Niederösterreich wurde im Jahr 2006 die Verbrauchsabgabe eingeführt, die durch die EVN bzw. Wienenergie eingehoben wird. Im Verteilnetzbereich der Wienenergie in Niederösterreich hebt die Wienenergie die Verbrauchsabgabe sowohl für die Gemeinde Wien als auch für die Gemeinden in Niederösterreich ein.

In den vergangenen beiden Jahren ist es für Haushaltskunden zu weiteren Energiepreiserhöhungen gekommen. Abbildung 51 zeigt die Entwicklung des Gesamtpreises bzw. ab dem Jahr 2002 der einzelnen Preiskomponenten. Zu beobachten ist ein deutlicher Rückgang der Netztarife aufgrund der bereits mehrmals per Verordnung durchgeführten Netztarifsenkungen durch die Regulierungsbehörde. Gleichzeitig kam es jedoch zu einem Anstieg der Steuern und Abgaben sowie der Energiepreise. Bei der Berechnung der Daten in Abbildung 51 werden die Durchschnittswerte in den Bundesländern Wien, Oberösterreich und Tirol auf Basis des günstigsten Anbieters herangezogen. Da der günstigste Anbieter meist jedoch einen deutlich

niedrigeren Energiepreis als die Incumbents anbietet und die Wechselraten in den genannten Bundesländern im Haushaltskundenbereich sehr niedrig sind, ist von einem stärkeren Strompreisanstieg bei den meisten Haushaltskunden auszugehen.

Die inflationsbereinigte Entwicklung des Gesamtpreises exkl. Steuern und Abgaben zeigt, dass ein Haushaltskunde – sofern dieser jeweils vom günstigsten Lieferanten beliefert wurde – im Jahr 2006 real einen niedrigeren Preis (Netz und Energie) zu bezahlen hatte als vor der Liberalisierung. Hingegen liegt der inflationsbereinigte Gesamtpreis inkl. Steuern und Abgaben auf dem gleichen Niveau wie im Jahr 1996.

Vergleicht man die Entwicklung der Preise im liberalisierten Strommarkt mit jener in einem Vergleichsszenario ohne Liberalisierung, so ist davon auszugehen, dass sowohl die Haushalts- als auch Industriekunden substantiell von der Marktliberalisierung profitiert haben. Für Haushaltskunden dürfte der Energiepreis um rd. 18 % und für Industriekunden um rund 42 % günstiger sein als in einem Vergleichsszenario ohne Liberalisierung.¹¹⁴

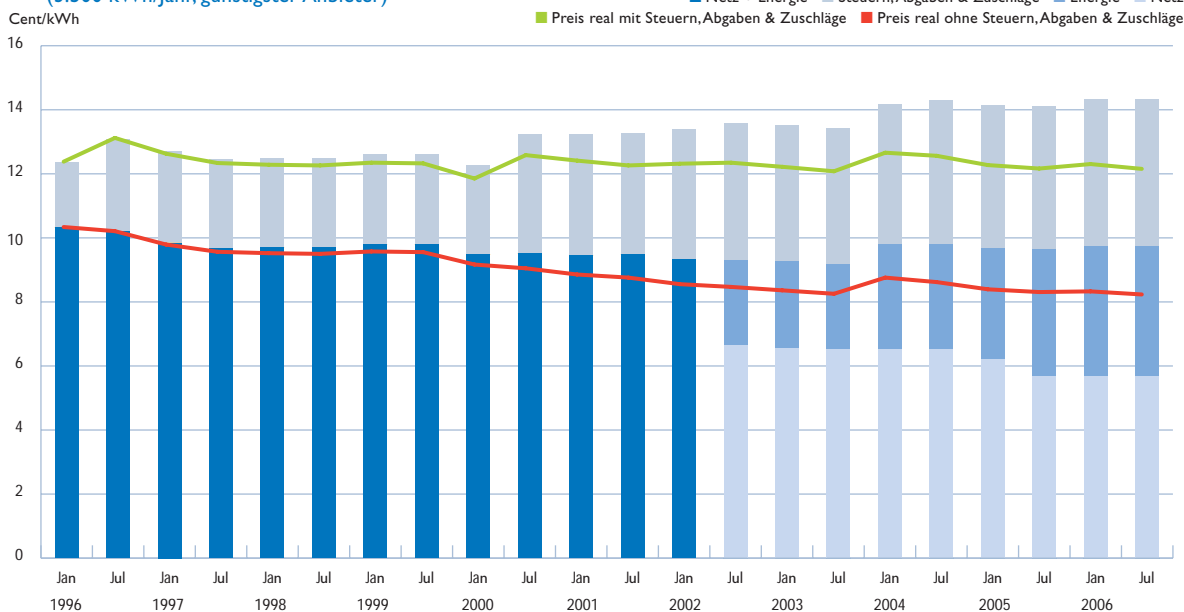
Abbildung 50 zeigt die Entwicklung der Haushaltsstrompreise seit Beginn der Liberalisierung. Dargestellt wird der Gesamtpreis (inkl. aller Steuern und Abgaben) in den jeweiligen Netzbereichen beim günstigsten Lieferanten. Im Gegensatz zu Abbildung 51 sind die Netztarifsenkungen deutlicher ersichtlich. Zu beobachten ist auch, dass es für einen Kunden, der jeweils vom günstigsten Lieferanten beliefert wurde, in einigen Netzbereichen auch nominal zu einer Gesamtpreisreduktion gekommen ist. Im Vergleich zum Beginn der Liberalisierung haben sich die Gesamtpreise in den einzelnen Netzbereichen deutlich angeglichen. Diese Entwicklung ist einerseits auf die Senkung und die dadurch zum Teil verursachte Angleichung der Netztarife und andererseits auf die Vereinheitlichung der Förderungen im Ökostrombereich mit Jänner 2003 zurückzuführen.

¹¹⁴ Kratena (2004)

→ Entwicklung der Haushaltsstrompreise 1996–2006

Abbildung 50

(3.500 kWh/Jahr, günstigster Anbieter)



Quelle: E-Control, Eurostat

Aufgrund der Netztarifsenkungen ist es zu einer Verringerung der Differenz der Gesamtpreise in den einzelnen Netzbereichen gekommen. Die Differenz zwischen dem günstigsten und teuersten Gesamtpreis der Incumbents im jeweiligen angestammten Netzbereich ist mit rd. 26 % nach wie vor beachtlich. Zurückzuführen ist dies sowohl auf die unterschiedliche Höhe der Energiepreise als auch der Netztarife. Aus Abbildung 52 ist ersichtlich, dass der Energiepreis beim derzeit günstigsten Lieferanten (Stand Juli 2006) deutlich unter jenem der angestammten Lieferanten liegt.

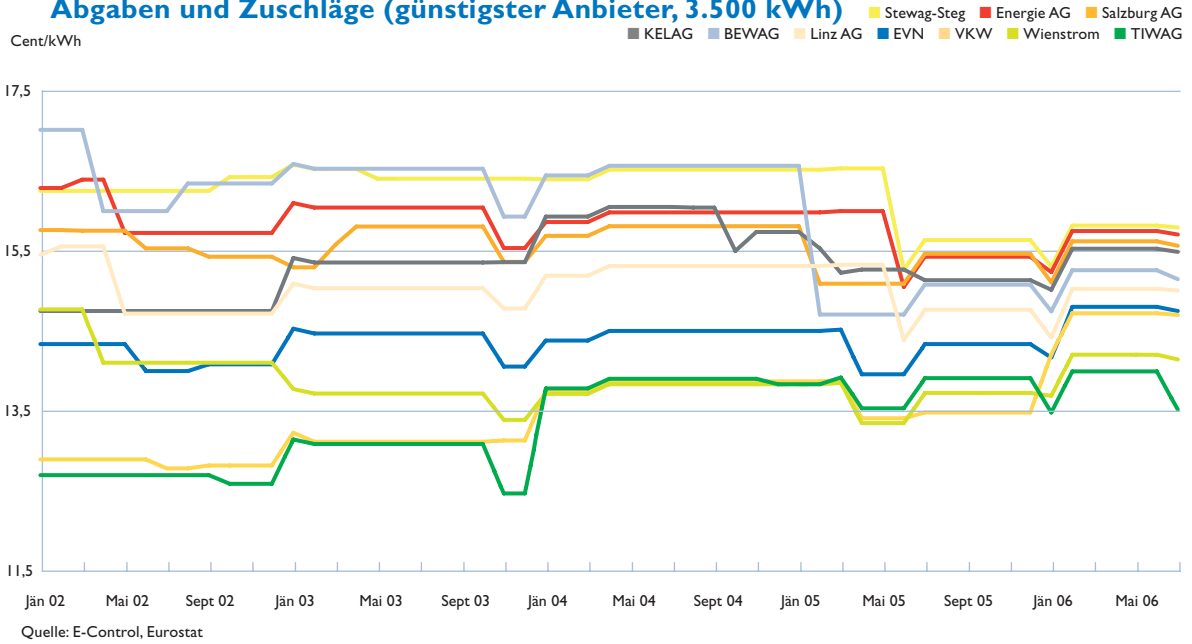
Wie Abbildung 53 zeigt, beträgt das Einsparungspotenzial für Haushaltskunden bei einem Lieferantenwechsel bis zu rd. 85 €/Jahr. Dies entspricht einer Differenz bei einer jährlichen Abnahmemenge von 3.500 kWh von bis zu rund 45 % beim Energiepreis und bis zu rd. 15 % beim Gesamtpreis. Trotz der Rückmeldung von Haushaltskunden bei Befragungen, dass diese bei einem Einsparungspotenzial von zumindest 10 %

des Gesamtpreises den Lieferanten wechseln würden, sind die Wechselraten in allen Netzbereichen nach wie vor im niedrigen einstelligen Bereich. Offensichtlich ist es den Lieferanten möglich, einen Premiumpreis im Vergleich zum günstigsten Lieferanten (Preis, der über dem Wettbewerbspreis liegt) zu verlangen, ohne Kundenabgänge befürchten zu müssen.

Im europäischen Vergleich liegen die Gesamtpreise inkl. und exkl. Steuern und Abgaben in Österreich im Mittelfeld. Im Vergleich zu Italien und Deutschland liegen die Gesamtpreise sogar deutlich darunter. Angemerkt werden muss jedoch, dass entsprechend der Vorgaben von Eurostat für Österreich der Energiepreis des günstigsten Anbieters berücksichtigt wird und nicht jener der Local Player, der für rund 97 % der Haushaltskunden gültig ist. Der durchschnittliche Gesamtpreis (ungewichtet) der größten Lieferanten liegt zum Vergleich mit rund 16,40 Cent/kWh deutlich über dem Gesamtpreis.

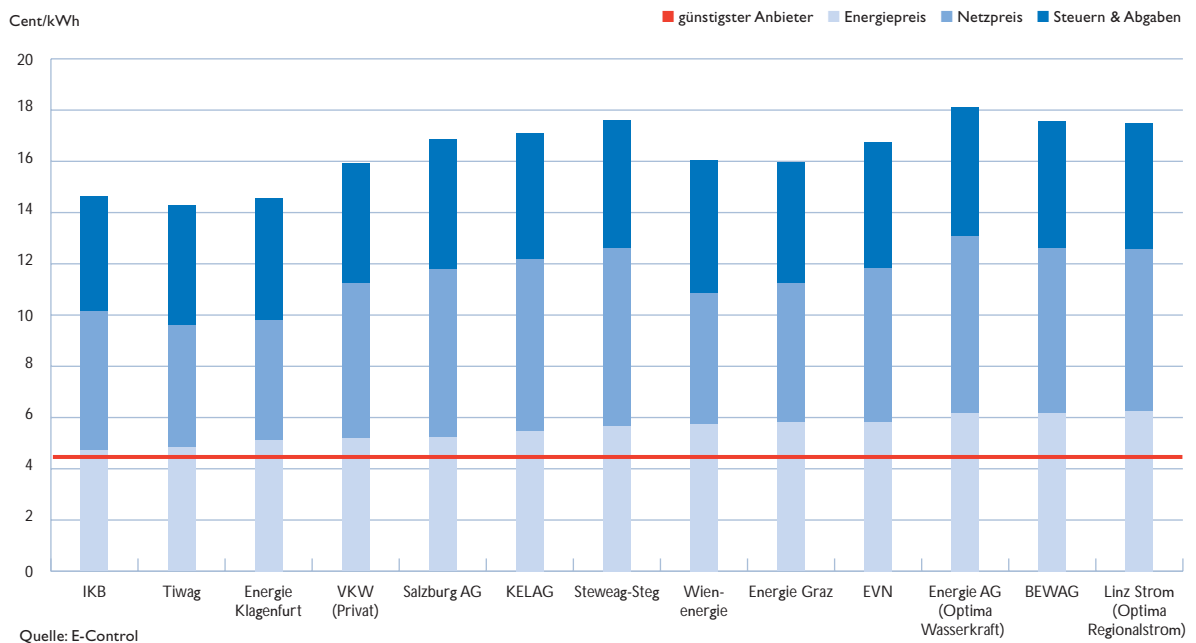
→ **Haushaltsstrompreisvergleich nach Netzgebiet inkl. Steuern, Abgaben und Zuschläge (günstigster Anbieter, 3.500 kWh)**

Abb. 51



→ **Preisvergleich Local Player vs. günstigster Anbieter, 3.500 kWh, Juli 2006**

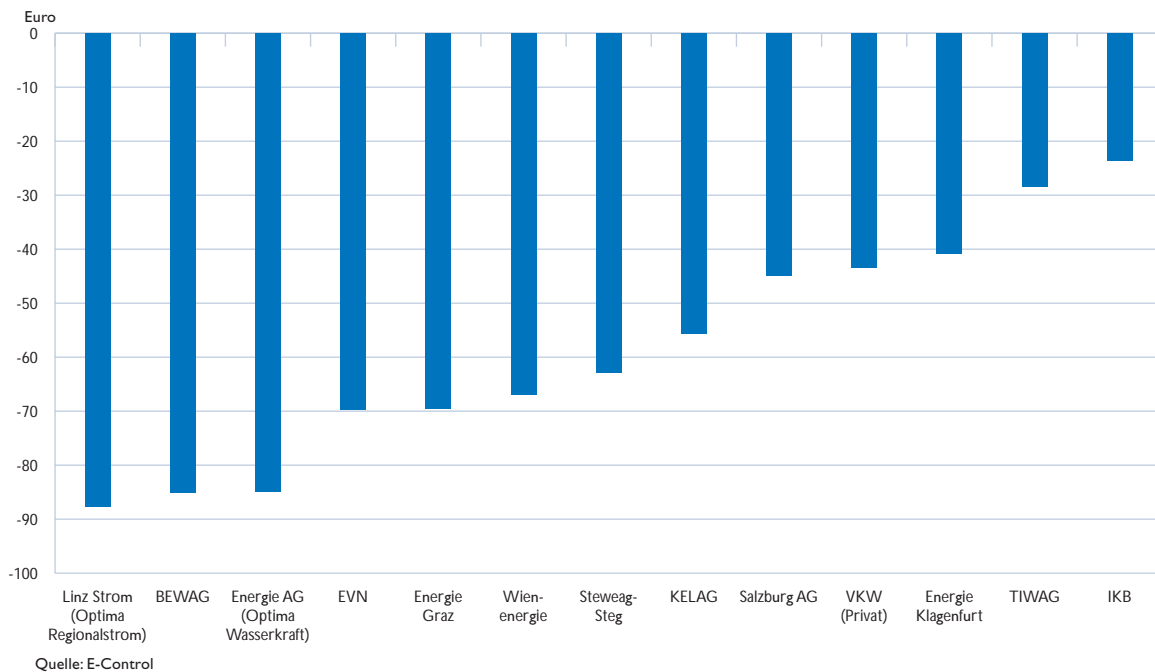
Abb. 52



144

→ **Preisdifferenz Local Player vs. günstigster Lieferant, 3.500 kWh, Juli 2006**

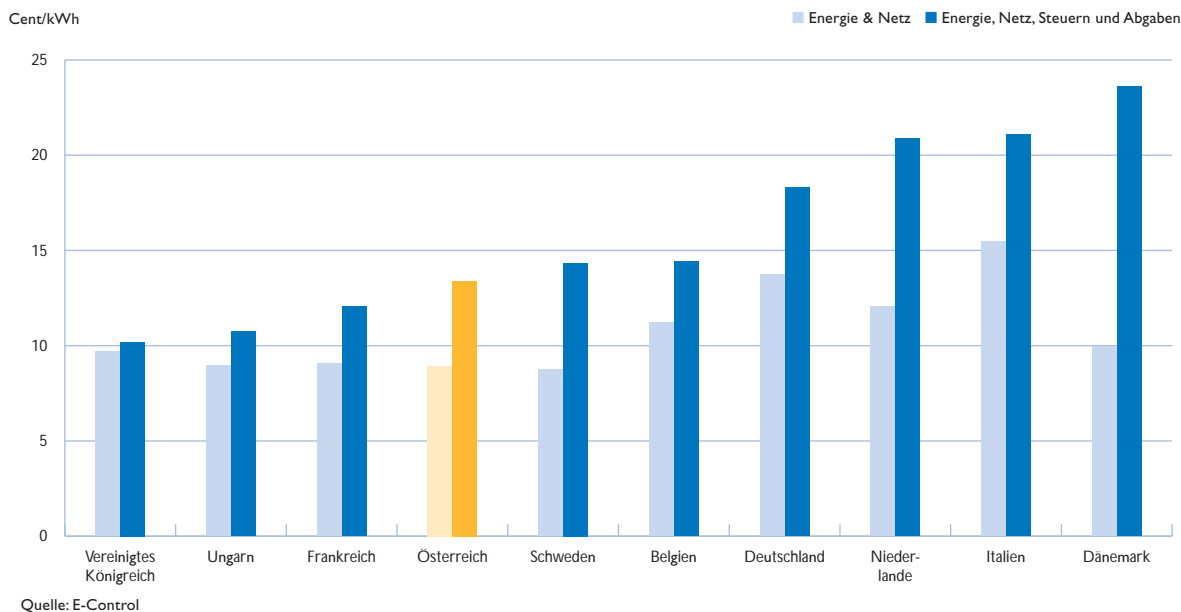
Abb. 53



145

→ **Haushaltsstrompreise inkl. Netzkosten im europäischen Vergleich (3.500 kWh), Jan. 2006**

Abb. 54



Systemnutzungstarife

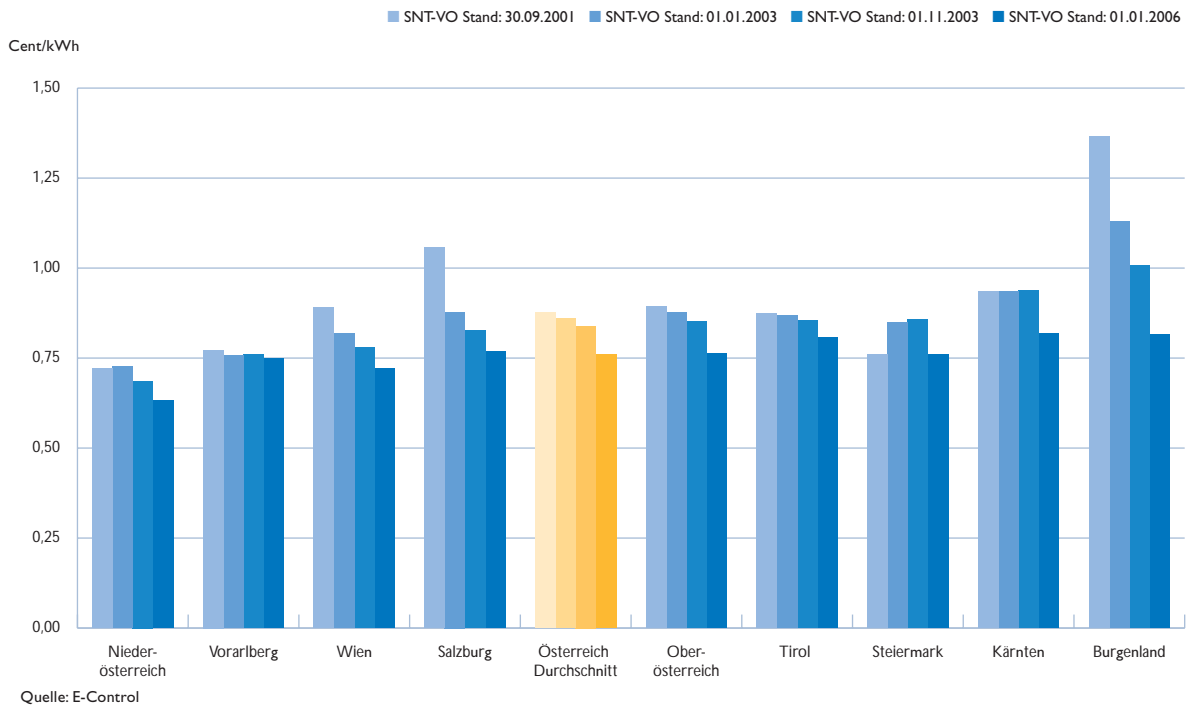
Mit der Liberalisierung des Strommarktes wurde der bis dahin nur gesamthaft ausgewiesene Preis auf die drei Komponenten Energie, Netz sowie Steuern und Abgaben aufgeteilt. Die Festlegung der Energiekomponente obliegt den Lieferanten, wobei die Kunden durch die Wahl des Lieferanten auf die Höhe des Energiepreises direkt Einfluss nehmen können. Steuern und Abgaben werden auf Bundes-, Landes- oder Gemeindeebene, die Netzkomponente wird durch die E-Control Kommission festgelegt.

Mit Ausnahme der Messpreise, die als Höchstpreise festgelegt werden, werden die einzelnen Entgelte (u.a. Netzbereitstellungsentgelt, Netznutzungsentgelt) als Fixpreis festgelegt.

Abbildungen 55 bis 57 zeigen die Entwicklungen des Netznutzungsentgelts für ausgewählte Abnahmepprofile auf der Netzebene 3, 5 und 7. Zu beobachten ist eine kontinuierliche Senkung der Netznutzungstarife sowie eine Angleichung der Netznutzungstarife zwischen den einzelnen Netzbereichen.

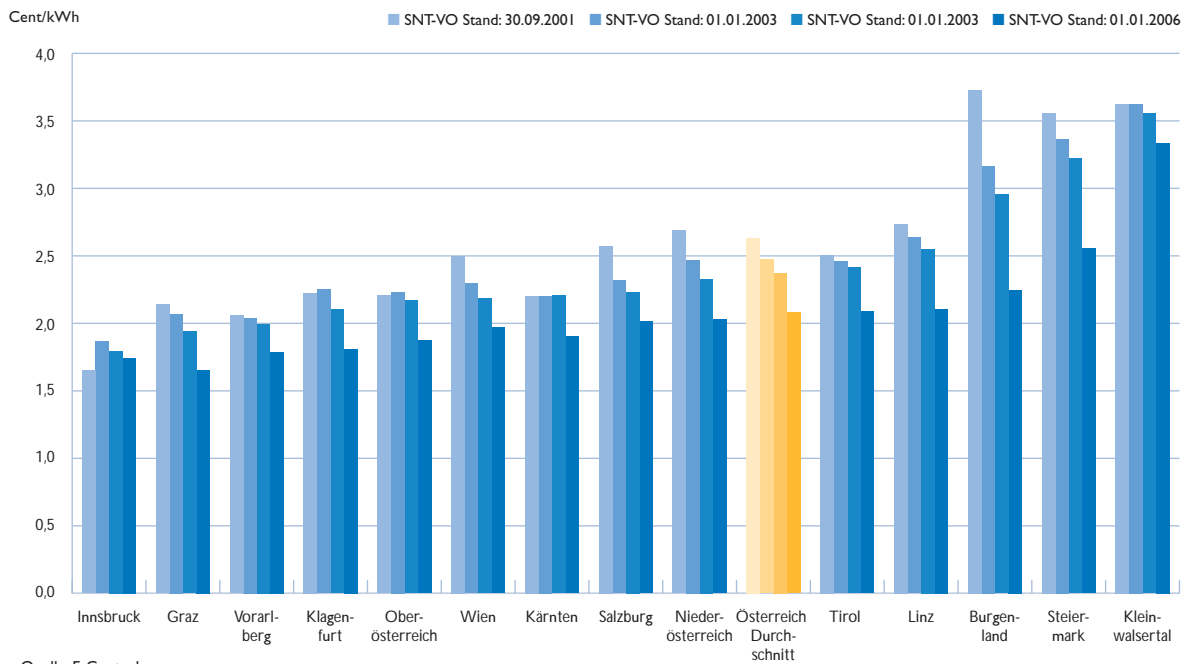
→ **Netznutzungstarife auf Netzebene 3, 6.500 Benutzungsstunden**

Abbildung 55



→ **Netznutzungstarife auf Netzebene 5, 3.500 Benutzungsstunden**

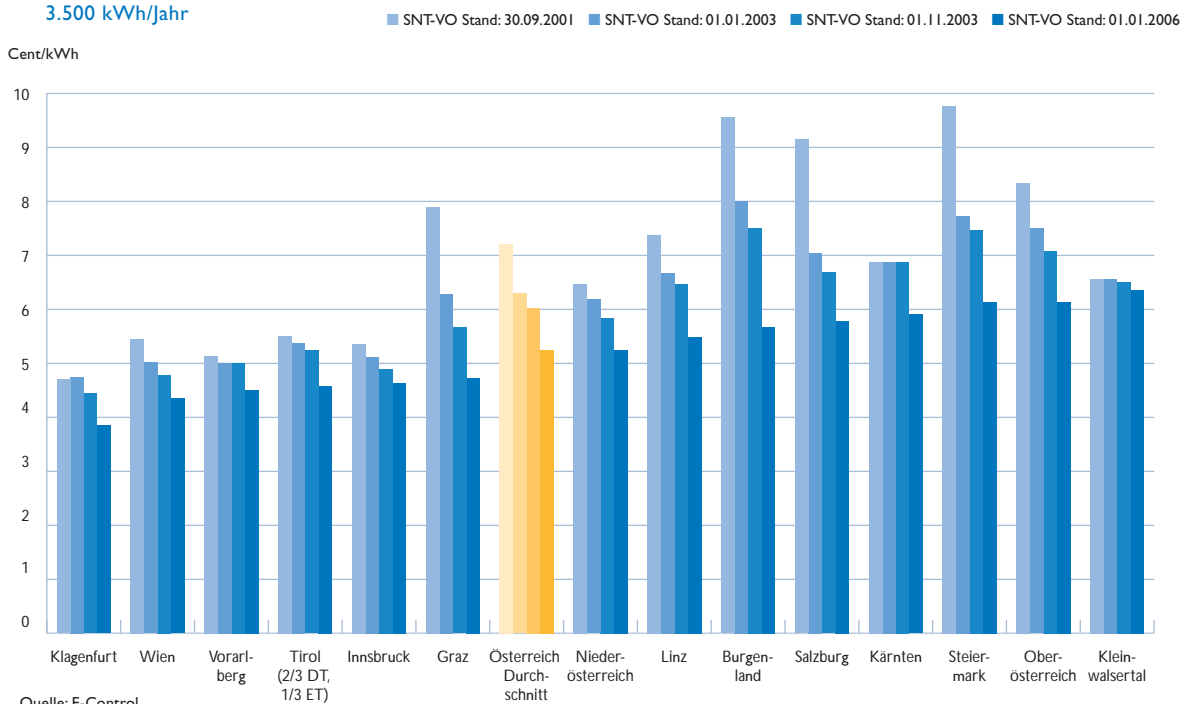
Abbildung 56



Quelle: E-Control

→ **Netznutzungstarife auf Netzebene 7, nicht gemessene Leistung, 3.500 kWh/Jahr**

Abbildung 57



Quelle: E-Control

→ Anreizregulierung – Strom¹¹⁵

Kasten 6

Durch ein anreizbasiertes Regulierungssystem werden die Kosten während der Regulierungsperiode von den Erlösen entkoppelt. Bevor jedoch ein ex ante festgelegter Pfad für die Erlösentwicklung bestimmt wird, muss in einem vorgelagerten Schritt ein Startwert definiert werden, für den die Bedingung Kosten gleich Erlöse gilt.

Die Anreizregulierung Strom trat durch die Systemnutzungstarife-VO 2006 per 1. Jänner 2006 in Kraft. Die Dauer der ersten Regulierungsperiode wurde mit vier Jahren festgelegt. Das Anreizregulierungssystem berücksichtigt die generelle Branchenentwicklung, individuelle Unternehmensentwicklung, unternehmensindividuelle Mengenentwicklung und die nicht beeinflussbare Kostenentwicklung für die Unternehmen durch

- Frontier Shift von 1,95 %,
- effizienzabhängige Abschläge von maximal 3,5 %,
- erlösgewichtetes Mengenwachstum,
- Veränderung des Netzbetreiberpreisindex.

Durch den Frontier Shift wird abgebildet, dass selbst ein effizientes Unternehmen noch in der Lage ist, Produktivitätsverbesserungen vorzunehmen. Internationale Studien weisen für den Frontier Shift eine Bandbreite von -1,3 % und +3,9 % aus.

Für die Erreichung der Effizienzgrenze durch ein ineffizientes Unternehmen ist ein Zeitraum von acht Jahren vorgesehen. Zur Vermeidung von wirtschaftlich nicht verkräftbaren Abschlägen wird der maximale effizienzbedingte Abschlag jedoch mit 3,5 % begrenzt. Eine Untergrenze für die Effizienzwerte wurde mit 74,76 % festgelegt.

Die Kostenstruktur von Stromverteilnetzbetreibern zeichnet sich durch eine Fixkostendegression aus. Bei nicht voll ausgelasteten Kapazitäten sinken die Durchschnittskosten mit einem Anstieg der Mengen an durchgeleiteter Energie, da bis zur Kapazitätsgrenze die Grenzkosten einer zusätzlichen Einheit verteilter Energie unter den Durchschnittskosten liegen. Erst bei Erreichen der Kapazitätsgrenze ist eine zusätzliche Investition in Kapazitäten notwendig, wobei in diesem Fall erneut eine Reserve für zukünftiges Mengenwachstum vorgesehen ist. Grundsätzlich steigen die Kosten jedoch nur unterproportional mit dem Mengenwachstum.

Zur Einhaltung des Grundsatzes der Kostenorientierung ist eine Anpassung der Kosten durch einen Inflationsindex während der Regulierungsperiode notwendig, wodurch exogene, d.h. vom Unternehmen nicht beeinflussbare, Kostenerhöhungen abgebildet werden. Die Kostenerhöhungen der Netzbetreiber werden durch die Veränderung eines Netzbetreiberpreisindex abgebildet.

¹¹⁵ Näheres dazu siehe im Jahresbericht der E-Control aus dem Jahr 2005 sowie in den Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-VO 2006



Die Nachfrage nach dem Produkt Strom ist – wie auch andere Versorgungsdienstleistungen – durch eine geringe Preissensibilität der Endkunden gekennzeichnet. Diese geringe Preiselastizität spiegelt sich trotz deutlicher Einsparmöglichkeiten in den geringen Wechselraten im Kleinkundenbereich wider. Je höher die Abnahmemenge, desto preissensibler sind die Kunden und dementsprechend steigen die Wechselraten.¹¹⁶ Trotz mittlerweile hoher Einsparpotenziale auch im Kleinkundenbereich sind die Wechselraten weiterhin niedrig. Die Rigidität der Stromkunden ist vorwiegend auf zwei Faktoren zurückzuführen. Einerseits auf die Eigenschaft des Produktes Strom als lebensnotwendiges Gut und andererseits auf die Gesamtstrompreisbetrachtung des Kunden.

Wie bereits im Kapitel Markteintrittsbarrieren am Endkundenmarkt dargestellt, verbinden die Kunden mit dem Wechsel des Lieferanten ein Risiko. Da die Haushalts-, aber auch die Gewerbekunden den Themenbereich Versorgungssicherheit nach wie vor dem Lieferanten und nicht dem Netzbetreiber zuordnen, haben sie die Befürchtung, dass nach einem Lieferantenwechsel die Qualität der Versorgungssicherheit geringer sein könnte als bei ihrem bisherigen Lieferanten (= ehemaliges Monopolunternehmen). Das heißt, die Endkunden möchten „nichts riskieren“.

Neben der Verbindung des Lieferantenwechsels mit einem höheren Risiko der Belieferung mit elektrischer Energie hat eine Vielzahl der Kunden eine ganzheitliche Betrachtung der

Stromkosten. Stromkunden, besonders mit niedrigeren Abnahmemengen, orientieren sich – insbesondere aufgrund der Vielzahl an Komponenten des Gesamtpreises – nach wie vor an der Höhe ihrer Gesamtstromrechnung und weniger an dem darin enthaltenen Energiepreis. Aber selbst bei einer gesamtheitlichen Betrachtung können sich Kunden bei einem Wechsel des Lieferanten bis zu 15 % des Gesamtpreises einsparen. Offensichtlich ist jedoch dieses Einsparungspotenzial entweder nicht bekannt oder nicht hoch genug, um die befürchteten Risiken der Haushalts- und Gewerbekunden auszugleichen.

Großkunden sind gegenüber Kleinkunden preissensibler. Dies zeigt sich auch bei den Werten für die Preiselastizität der einzelnen Kundengruppen, wobei selbst bei Großkunden die Reaktion auf Preiserhöhungen in einem inelastischen Bereich liegt. Bis zum Jahr 2004 hat der Großteil der Großkunden entweder den Lieferanten gewechselt oder die bestehenden Verträge neu ausgehandelt. Im Vergleich dazu haben nur rd. 5 % der Kleinkunden den Lieferanten gewechselt. Haushalts- und Gewerbekunden können in der Regel nicht mit dem Lieferanten über den Energiepreis verhandeln, da für diese Kundengruppen die Preisblätter der Lieferanten als Grundlage für den Energiepreis herangezogen werden. Rückmeldungen der Haushalts- und Gewerbekunden zeigen auch, dass diese eher bereit sind, Stromkosten über den Verbrauch und nicht über den Lieferantenwechsel einzusparen.

¹¹⁶ Aufgrund der fehlenden Daten können Wechselraten gesamthaft bzw. für die einzelnen Kundengruppen bzw. je Netzebene nicht dargestellt werden.



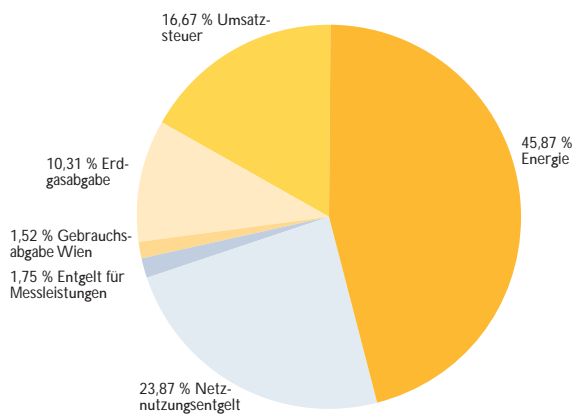
Der Erdgaspreis für Endkunden setzt sich aus mehreren Komponenten zusammen:

- Energiepreis,
- Netznutzungsentgelt und
- Steuern und Abgaben.

Abbildung 58 zeigt beispielhaft die Aufteilung für einen durchschnittlichen Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 15.000 kWh/Jahr in Wien beim günstigsten Anbieter (Stand August 2006). Der Anteil des Energiepreises ist bei diesem Durchschnittskunden mit 45,87 % am höchsten, das Netznutzungsentgelt (inkl. Messentgelt) beträgt 25,62 % des Gesamtpreises und Steuern und Abgaben 28,5 %.

Steuern und Abgaben werden durch den Bund, die Länder oder die Gemeinden festgelegt und sind in gleicher Höhe unabhängig vom Lieferanten zu zahlen. Die Netznutzungsentgelte für die Nutzung nationaler Gasnetze werden von der E-Control Kommission per Verordnung festgesetzt. Seit der vollständigen Marktöffnung im Jahr 2002 sind die Netznutzungsentgelte kontinuierlich gesenkt worden.

→ **Zusammensetzung des Gesamtgaspreises, Netzbereich Wien** Abb. 58
(15.000 kWh/a, günstigster Anbieter), Stand August 2006



Quelle: E-Control

Der Energiepreis ist jene Komponente, die im Wettbewerb steht und enthält dabei hauptsächlich die Bezugskosten des Lieferanten (z.B. Importpreise) sowie die Ausgleichsenergie- und Speicherkosten, die Vertriebskosten und eine Gewinnmarge. Im Folgenden wird die Entwicklung der Netznutzungsentgelte und der Energiepreise näher analysiert.

Entwicklung der Netznutzungsentgelte Gas

Die ab November 2005 geltenden Systemnutzungstarife für die Gaswirtschaft wurden von der E-Control Kommission im Zuge einer Novelle verordnet, wodurch sämtliche Netztarife in allen Netzbereichen – mit Ausnahme des Netzbereiches Tirol – im Durchschnitt um rund 10 % gesenkt wurden. Dies führt österreichweit zu Einsparungen von insgesamt € 47 Mio. Im Einzelnen wurden von der E-Control Kommission die in Tabelle 26 dargestellten Tarifenkungen beschlossen.

→ Reduzierung der Netztarife in den einzelnen Netzbereichen zum 1. November 2005

Tab. 26

Burgenland	-11,0 %
Kärnten	-10,7 %
Niederösterreich	-9,6 %
Oberösterreich	-13,2 %
Salzburg	-9,9 %
Steiermark	-11,6 %
Tirol	keine Veränderung
Vorarlberg	-14,0 % (Senkung ab 1.10.2005)
Wien	-6,9 %

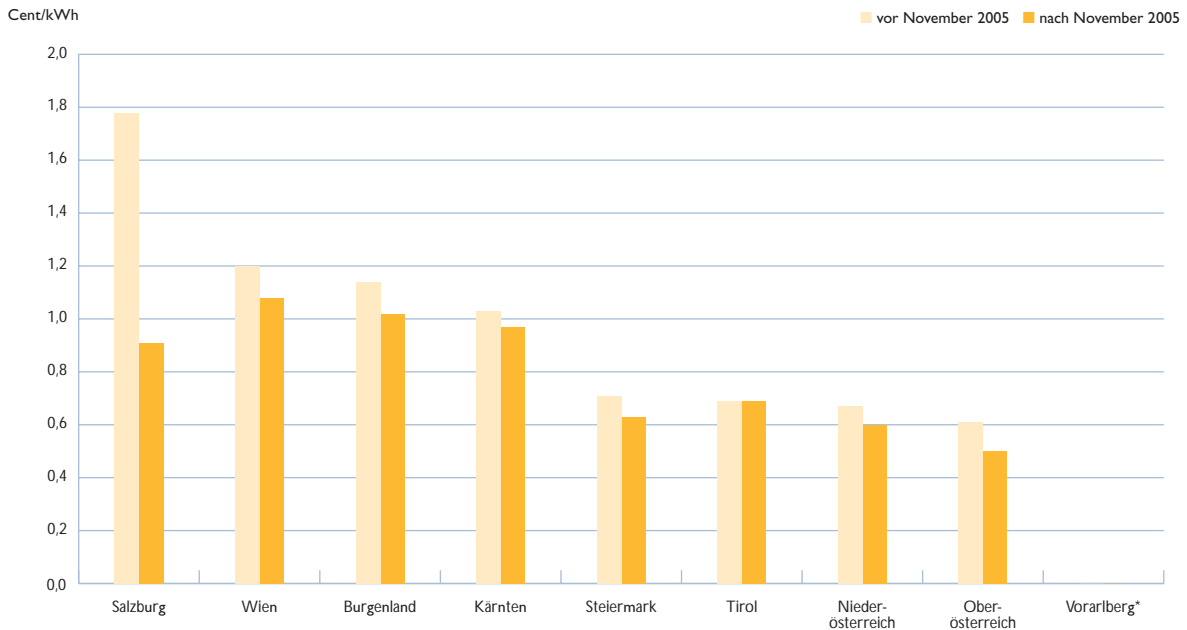
Quelle: E-Control

Die Entwicklung der Netznutzungsentgelte soll anhand zweier typischer Kunden aus dem Industriekunden- und Haushaltskundenmarkt gezeigt werden.

Die Netznutzungskosten in Ebene 3 sind ebenfalls in den einzelnen Netzbereichen unterschiedlich. Bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 15.000 kWh/Jahr (Abbildung 60)

→ **Netznutzungstarife, Ebene 2, Zone B, 7.900.000 kWh/Jahr, 9.600 kWh/h, leistungsgemessener Kunden**

Abbildung 59



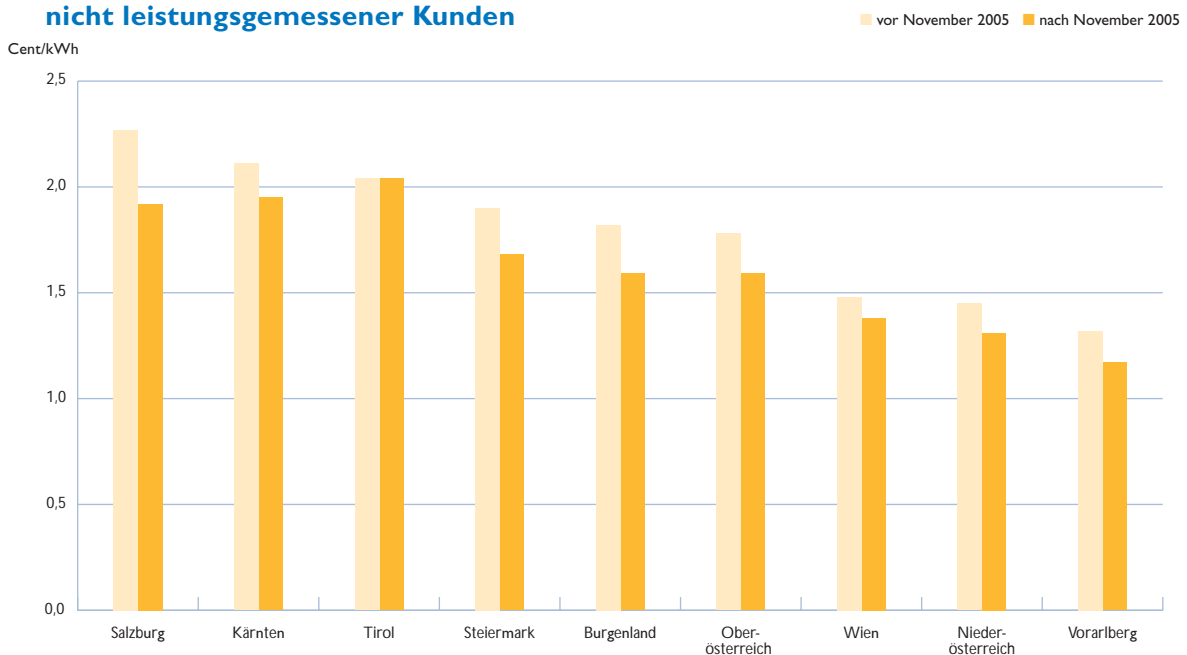
Quelle: E-Control

* Anmerkung: In Vorarlberg gibt es keine Ebene 2-Kunden

151

→ **Netznutzungstarife, Ebene 3, 15.000 kWh/Jahr, nicht leistungsgemessener Kunden**

Abbildung 60



Quelle: E-Control

zahlt ein Haushaltskunde im Netzbereich Tirol bei einem Preis von 2,04 Cent/kWh am meisten, gefolgt von einem Durchschnittskunden im Netzbereich Kärnten mit 1,95 Cent/kWh und Salzburg mit 1,92 Cent/kWh. Die niedrigsten Netzkosten werden derzeit im Netzbereich Vorarlberg verrechnet.

Diese Netztarifänderungen haben bei einigen Anbietern zu einer Senkung der Gesamtpreise mit 1. November 2005 geführt. Hingegen haben andere Lieferanten gleichzeitig die Energiepreise erhöht, wodurch es trotz Senkung der Netztarife durch die E-Control Kommission zu einer Erhöhung der Gesamtpreise gekommen ist. Wie auch im Strombereich nutzen Gaslieferanten die Netztarifsenkungen u.a. mit dem Hinweis, dass sich der Gesamtpreis nicht bzw. nur leicht verändert hat.

Preise und Volumen am Großhandelsmarkt für Gas

Seit Mitte 2003 ist ein deutlicher Anstieg der Primärenergiepreise zu beobachten. Nicht nur Erdöl und Erdgas, sondern auch Kohle und Uran haben deutliche Preisanstiege zu verzeichnen. Erdgas wird in Europa nach wie vor zum Großteil (mehr als 90 %) über langfristige Verträge gehandelt, die in den Preisgleitklauseln eine Anbindung der Preisentwicklung an die Preise von Rohöl oder Ölprodukten enthalten. Die bestehenden langfristigen Importverträge in Österreich enthalten Preisgleitklauseln, die die Entwicklung des Basisgaspreises an die Preisentwicklung von Ölprodukten anlegen. Diese Preisentwicklung wird geglättet, d.h. ein Durchschnitt der Ölproduktpreise über drei oder sechs Monate gebildet. Für die Preisentwicklung der Gasimportpreise waren daher die Entwicklungen

→ Preisänderungen zum 1. November 2005 bei einem durchschnittlichen Haushaltskunden

Tabelle 27

	Energie netto um %	Netz netto um %	Energie + Netz brutto um %
Wienenergie	0 %	- 6,6 %	- 2,6 %
EVN	0 %	- 9,0 %	- 2,9 %
BEGAS	0 %	- 11,8 %	- 4,6 %
erdgasOÖ	+ 0,2 %	- 10,3 %	- 3,7 %
Linz AG	+ 0 %	- 10,2 %	- 3,7 %
EW Wels	+ 0,1 %	- 10,2 %	- 3,7 %
Stw Steyr	+ 19,6 %	- 10,2 %	+ 5,6 %
Energie Ried	+ 51,3 %	- 10,2 %	+ 17,0 %
STGW	+ 24,2 %	- 11,4 %	+ 5,2 %
Energie Graz	+ 28,6 %	- 11,5 %	+ 7,2 %
Stw Leoben	+ 9,5 %	- 11,4 %	0 %
Stw Kapfenberg	+ 8,3 %	- 11,3 %	0 %
KELAG	+ 40,3 %	- 7,7 %	+ 11,2 %
Stw Klagenfurt	+ 0,2 %	- 7,7 %	- 3,1 %
Salzburg AG	+ 22,4 %	- 14,9 %	0 %
VEG	0 %	- 10,7 %	- 3,2 %
Stw Bregenz	0 %	- 10,7 %	- 3,2 %

Quelle: E-Control

Anmerkung: In Tirol ist es zu diesem Zeitpunkt zu keiner Netztarifänderung gekommen.

→ **Entwicklung des Erdgasimportpreisindex (Index: Oktober 2002 = 100)**
 strichliert = Prognose durch E-Control

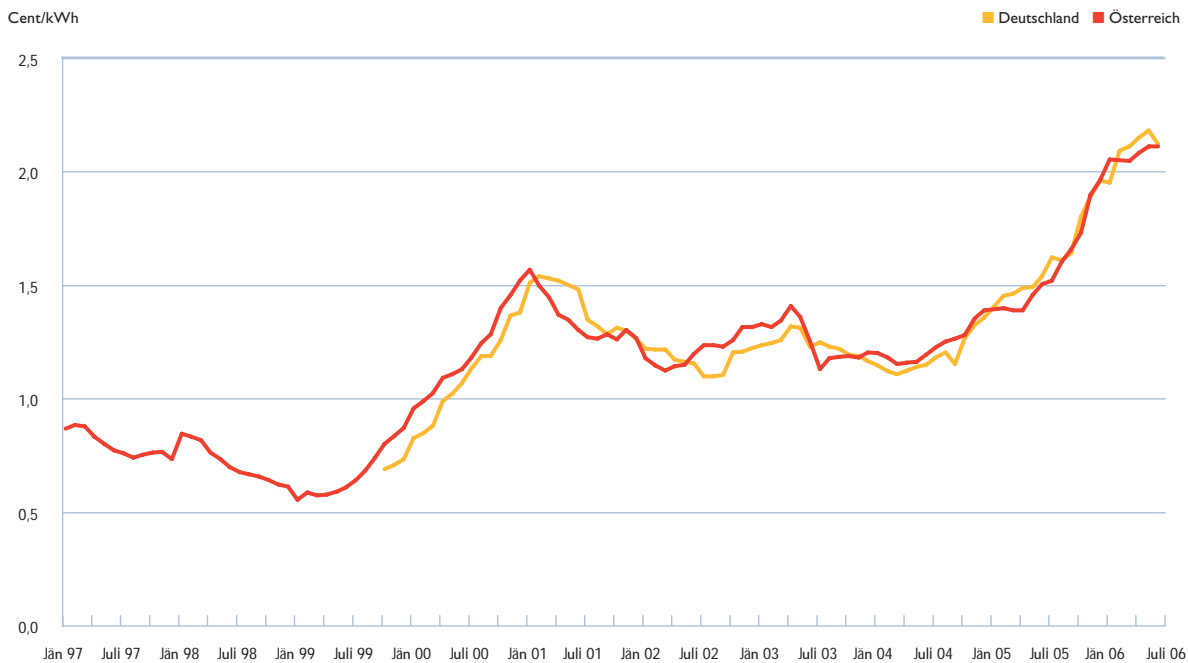
Abb. 61



Quelle: Statistik Austria, E-Control

→ **Vergleich Entwicklung Erdgasimportpreis Österreich – Deutschland**

Abbildung 62



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Statistik Austria

auf dem Ölmarkt maßgeblich, so z.B. die Zerstörung von Ölfeldern und Raffineriekapazitäten durch den Hurrikan Katrina im August 2005¹¹⁷. Dabei haben nicht nur Rohölengpässe, sondern auch Engpässe in den Raffineriekapazitäten Auswirkungen auf die Entwicklung der Grenzübergangspreise (Importpreise) auf dem europäischen Erdgasmarkt. Die Kürzungen der Gaslieferungen nach Europa durch Gazprom hatten dagegen keinen unmittelbaren Einfluss auf den Gaspreis. Abbildung 61 zeigt den von Statistik Austria veröffentlichten durchschnittlichen Erdgasimportpreisindex seit 2001 sowie dessen voraussichtliche Entwicklung basierend auf den Futures der internationalen Ölmärkte.

Der Aufwärtstrend der Importpreise ist in einem ähnlichen Ausmaß im gesamten westeuropäischen Markt zu beobachten (aufgrund der gleichartigen Preisgleitklauseln in den Importverträgen). Vergleicht man die Entwicklung des Importpreises in Österreich mit den Importpreisen in Deutschland, ist ein kongruenter Verlauf zu erkennen (Abbildung 62).

Entwicklung der Preise an Hubs

Bisher gibt es keine veröffentlichten Preise für den Handel am Central European Gas Hub Baumgarten. Die Preisentwicklung im Gashandel an den anderen europäischen Gashubs hat bisher keinen Einfluss auf den Gashandel am CEGH, da der Zugang zu den Transportverbindungen den Austausch von Gasmengen zwischen den Gashubs bisher erschwert hat

(keine freien Kapazitäten, hohe Durchleitungsgebühren). Österreichische Gashändler sind auf den Transport durch Deutschland angewiesen, um an den anderen europäischen Gashubs beziehen zu können.

Die Preisentwicklungen am National Balancing Point in Großbritannien und am Hub Zeebrugge (Belgien) zeigen deutlich die Auswirkungen der Angebots- und Nachfrageentwicklung nach Erdgas auf die Gaspreise. Eine Angebotsverknappung aufgrund von Ausfällen von Speicherkapazitäten (z.B. Rough-Gasspeicher im Februar 2006) oder Produktionsfeldern führte im Sommer zu einem deutlichen Anstieg der Gaspreise an diesen beiden Hubs, die in der Preisentwicklung konvergierten.¹¹⁸ Eine Ausweitung der Produktion, z.B. wenn die Produktion in Gasfelder wieder aufgenommen wird, führt dagegen zu einer sofortigen Senkung der Preise. Daher geben die Preise an den Hubs Knappheitssignale, die für die Entwicklungen der Infrastruktur (z.B. Speicherkapazitäten) wesentlich sind.

Entwicklung am Ausgleichsenergiemarkt in der Regelzone Ost

Der Anteil der Ausgleichsenergie am Gesamtverbrauch in der Regelzone Ost lag 2005/2006 zwischen 0,65 % und 2,26 % (Abbildung 64). Die Ausgleichsenergiemengen beim Gaskauf (Einspeisung in das Gasnetz) sind im Vergleich zu den Verkaufsmengen (Entnahme aus dem Netz) deutlich geringer, d.h. in Summe überliefern die Bilanzgruppen weiterhin.

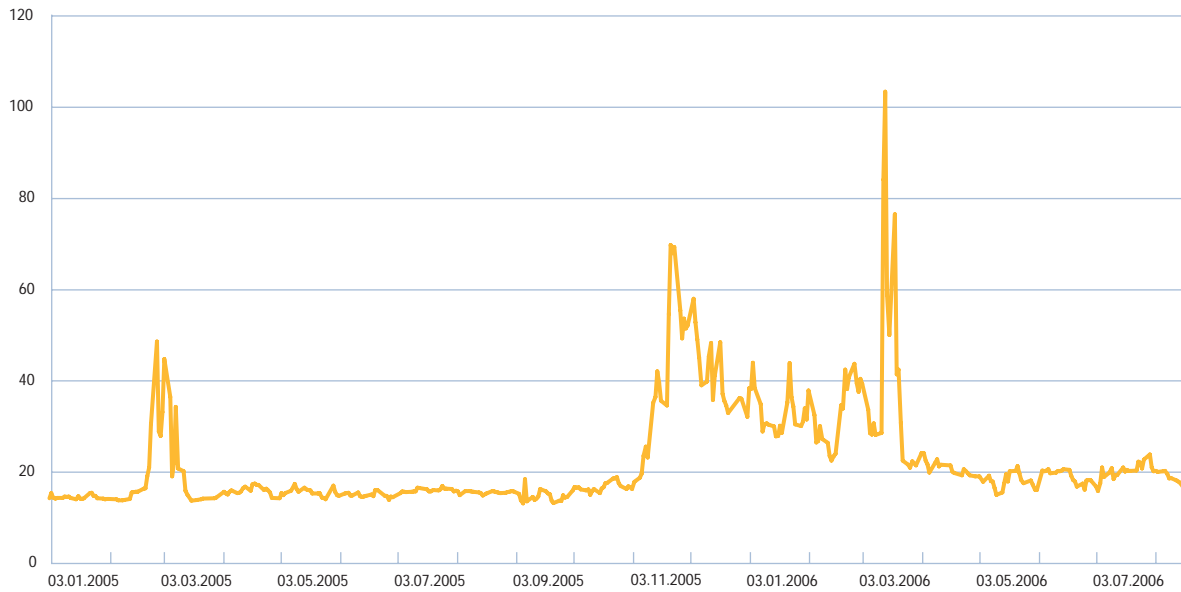
¹¹⁷ Vgl. International Energy Agency, Natural Gas Market Review 2006, Towards a Global Gas Market, Paris, 2006, S. 23

¹¹⁸ Vgl. als Untersuchung dazu: Anne Neumann, Boriss Siliverstovs und Christian von Hirschhausen: Convergence of European Spot Market Prices for Natural Gas? A Real-Time Analysis of Market, Integration using the Kalman Filter, Globalization of Natural Gas Markets Working Papers, WP-GG-11, Reprint from Paper presented at the 7th IAEE European Energy Conference, Bergen (Norway), August 2005

→ **Entwicklung der Gaspreise am Hub Zeebrügge**
vom Jänner 2005 bis Juli 2006 (Zeebrügge Day-Ahead Index)

Abbildung 63

€/MWh



Quelle: Spectron Deloitte & Touche¹¹⁹ auf www.energate.de

→ **Anteil der physikalischen Ausgleichsenergiemengen am Gesamtverbrauch der Regelzone Ost**

Abbildung 64



Quelle: AGCS

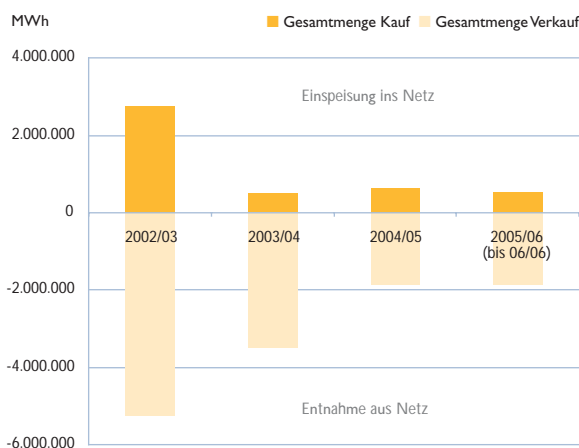
¹¹⁹ Der Zeebrugge Day-Ahead Index wird aus allen Geschäften mit dem nächsten Werktag als Liefertermin gebildet. Es werden alle Geschäfte in die Berechnung miteinbezogen, die über das Telefon- und Internet-Handelssystem von Spectron abgeschlossen wurden.

Im Vergleich zum Gasjahr 2003/04 ist im Gasjahr 2004/05 die gehandelte Menge um knapp die Hälfte zurückgegangen und die Verkaufsmenge um knapp ein Viertel (Abbildungen 65, 66). Auch die maximalen Stundenwerte der Abrufe haben sich seit dem ersten Gasjahr nach der Marktöffnung und Einführung des Ausgleichsenergiemarktes verringert. Im

Gasjahr 2004/05 nutzte der Regelzonenführer AGGM in knapp 60 % der Stunden das Linepack und nahm keinen Ausgleichsenergieabruf vor.

Trotz der rückläufigen Mengenentwicklung ist ein deutlicher Aufwärtstrend der Ausgleichsenergiepreise und eine zunehmende Volatilität zu erkennen (Abbildung 67). Die signifikanten Preisanstiege in den Monaten Jänner bis März 2006 sind auf mehrere Faktoren zurückzuführen. Im Zuge der kurzfristig verminderten Anlieferungen (Krise zwischen Ukraine und Russland) in Baumgarten erhöhten die Ausgleichsanbieter für Verkaufsangebote ihre Preise. Einige Anbieter hatten gehofft, in dieser Situation besonders hohe Margen zu erzielen. Das Preisniveau für diese Verkaufsangebote ging aber in den folgenden Wochen aufgrund der Normalisierung der Gasanlieferungen wieder zurück. Im Jänner musste die AGGM relativ viel Ausgleichsenergie abrufen (Einspeisungen ins Netz), da die sonst üblichen Überlieferungen seitens der kommerziellen Bilanzgruppen deutlich reduziert wurden. Zudem ist auch der gestiegene Importpreis für den Anstieg der Preise mitverantwortlich, da nicht nur die Verkaufspreise, sondern auch die Kaufpreise für Ausgleichsenergie in den letzten 18 Monaten kontinuierlich gestiegen sind.

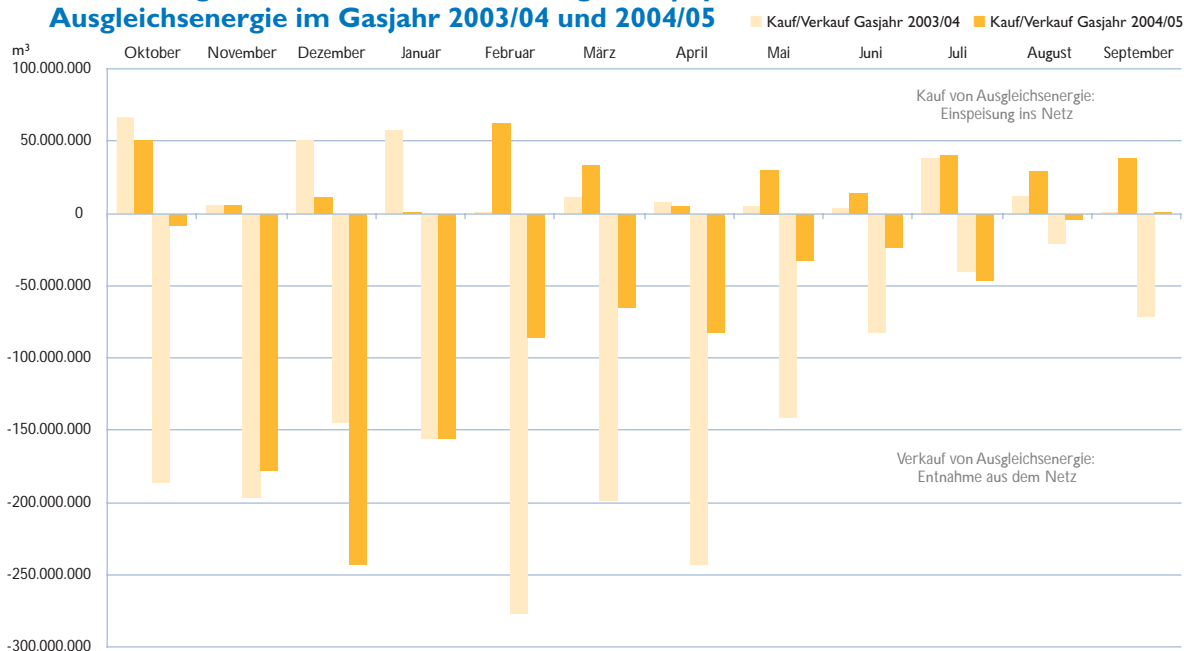
→ **Entwicklung der Kauf- u. Verkaufsmengen am Ausgleichsenergiemarkt** Abb. 65
seit dem Gasjahr 2002/2003



Quelle: AGCS

→ Entwicklung der monatlichen Abrufmengen an physikalischer Ausgleichsenergie im Gasjahr 2003/04 und 2004/05

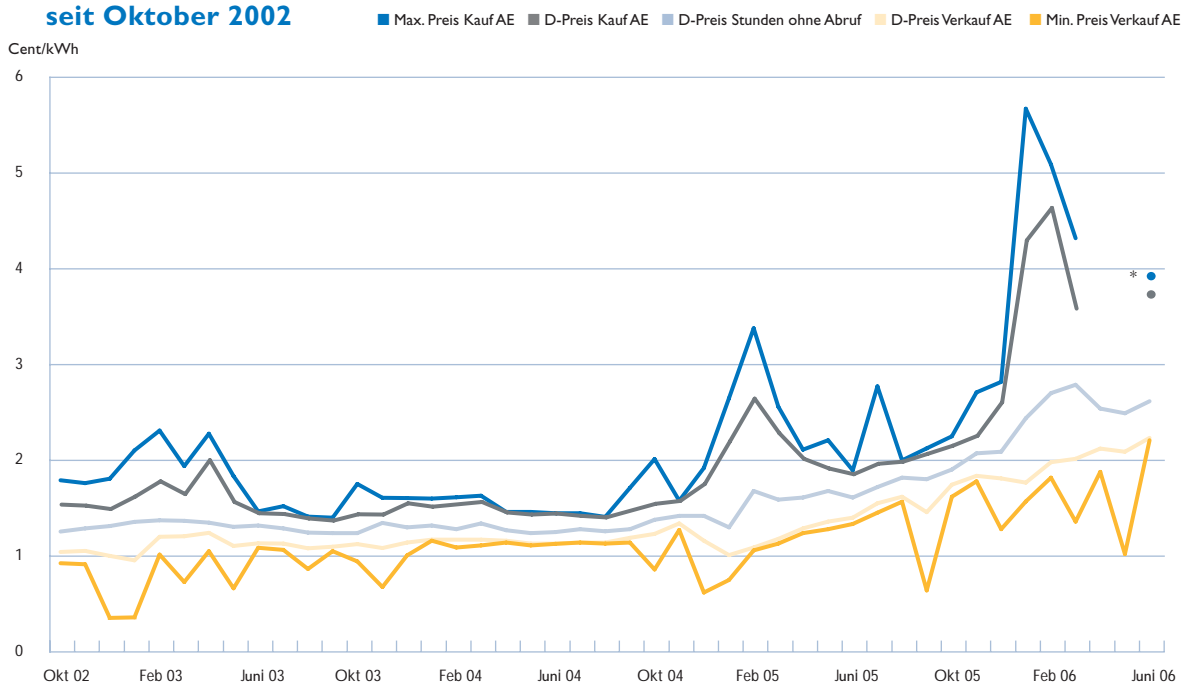
Abbildung 66



Quelle: AGCS

→ Preisentwicklung am Ausgleichsenergiemarkt seit Oktober 2002

Abbildung 67



Quelle: AGCS

* Anmerkung: Die Punkte stellen die Preise für das Monat Juni dar. Keine Preise für den Kauf von Ausgleichsenergie in den Monaten April und Mai 2006, da keine Kaufmengen vom Regelzonenführer abgerufen wurden.

→ Entwicklung der Einspeicher- und Entnahmemengen 2004 und 2005

Abbildung 68



Quelle: RAG, OMV

Diese Preisentwicklung bedeutet für die Bilanzgruppen ein zunehmendes Ausgleichsenergie-risiko. Durch die hohe Marktkonzentration auch in diesem Markt hat der Ausfall eines großen Ausgleichsenergieanbieters (EconGas oder RAG) Auswirkungen auf den Preis, wenn der Regelzonenführer Ausgleichsenergie benötigt. Extreme Preise in den Stunden mit Abruf (Entnahme oder Einspeisung von Gas) beeinflussen auch die Preise in den Stunden ohne Abruf, da diese als Mittelwert der Preise der letzten sieben Stunden (Kauf oder Verkauf) berechnet werden.

Entwicklung der Speicherpreise

OMV Gas und RAG veröffentlichen Tarife für Speicherdienstleistungen im Internet (www.omv.at, www.rag.at). OMV Gas hat Tarife für Bundled Services, die ein festgelegtes Verhältnis von Arbeitsgasvolumen, Einspeicher- und Entnahmeleistung enthalten, sowie für Unbundled Services, bei denen die einzelnen Komponenten der Speicherdienstleistungen frei wählbar sind, veröffentlicht. Zu diesen Tarifen werden auch Verträge abgeschlossen. OMV Gas hat die Speichertarife seit Veröffentlichung geringfügig erhöht.

RAG hat einen Tarif für eine Standarddienstleistung veröffentlicht, der 2005 deutlich gesenkt wurde, da der bis dahin veröffentlichte Preis bei der Vertragsgestaltung nicht relevant war.

In den langfristigen Speicherverträgen werden zur Preisanpassung Wertanpassungsklauseln verwendet, die Lohnentwicklungen und in geringem Ausmaß die Entwicklung der Importpreise widerspiegeln. Die gestiegenen Importpreise dürften daher nur geringe Auswirkungen auf die Speicherpreise haben. Die Ein- und Auspeichermengen haben 2005 im Vergleich zu 2004 zugenommen (Abbildung 68). Dies könnte ein Indikator dafür sein, dass die gesamten Speicherkosten der österreichischen Gashändler gestiegen sind.

Preisentwicklungen am Endkundenmarkt

Bezugskosten (Importpreise), Ausgleichs- und Speicherkosten sowie Vertriebskosten gehen in die Kalkulation der Endkundenpreise ein. Als Begründung für die Anhebung der Endkundenpreise werden von den Gaslieferanten zumeist die Erhöhungen auf der Bezugsseite angegeben. Die in den Importverträgen verwendeten Preisgleitklauseln (mit einer unterschiedlichen Gewichtung der Ölproduktpreise)¹²⁰ werden in fast allen Märkten entlang der Lieferkette der Gaswirtschaft angewandt. Die dabei relevanten Ölprodukte sind Heizöl schwer und Heizöl leicht. Als Handelsorte für Referenzpreise werden dabei je nach Marktstufe die Preise für Lieferung in Rotterdam, Wiesbaden und in Österreich zum Teil auch Schwechat angewandt. Durch die Ölproduktpreisbindung auf den verschiedenen

Märkten der Lieferkette wird das Preisrisiko, das die Gashändler im Einkauf haben, zum Teil an den Endkunden weitergegeben. Wesentliche Funktion einer durchgängigen Ölpreisbindung auf allen Marktstufen ist die Weitergabe des Preisrisikos aus dem Einkauf bis hin zum Endverbraucher. Die Möglichkeit der Weitergabe ist umso ausgeprägter, je mehr Marktmacht die Anbieter auf den einzelnen Produktmärkten haben.

Verträge mit Haushaltskunden enthalten jedoch keine Preisgleitklauseln, wodurch die Preisentwicklung in diesem Marktsegment keinem Automatismus unterliegt. Somit entscheiden die Gaslieferanten, wann Preisveränderungen an kleine Endkunden weitergegeben werden. Diese Entscheidung wird maßgeblich durch Vorgaben der Eigentümer bestimmt – diese sind in Österreich Bund, Länder oder Gemeinden. Politische Ereignisse wie Landtagswahlen bestimmen daher auch Höhe und Zeitpunkt von Preisadjustierungen der Gasgesellschaften.

Dass Preissteigerungen von Inputfaktoren Erhöhungen der Produktpreise zur Folge haben, ist auch in anderen Branchen zu beobachten (siehe aktuell Lebensmittelbranche). In welchem Ausmaß diese Preissteigerungen weitergegeben werden können, ist jedoch von der Wettbewerbsintensität auf diesen Märkten abhängig. Importpreise, Ausgleichsenergiepreise und Speicherpreise (in geringem Umfang) weisen einen ansteigenden Trend aus. Im Folgenden soll dargestellt werden, welche Auswirkungen diese Entwicklungen auf die Preisentwicklungen an den Endkundenmärkten haben.

¹²⁰ Zur historisch gewachsenen Preisbindung hat die EU-Kommission in ihrem Grünbuch zur Energieversorgungssicherheit (2000) formuliert: Die Erdölgesellschaften, zugleich Gasförderunternehmen, sähen den wirtschaftlichen Grund für die Preisindexierung in der Konkurrenz, die das Erdgas für das Erdöl darstelle. Die Indexierung sei ursprünglich als Mittel für die schrittweise Einführung des Erdgases vorgesehen gewesen. Die Einführung der Ölpreisbindung nach dem ersten Ölpreisschock begründeten die Produzenten mit der ähnlichen Kostenstruktur bei der Förderung von Erdöl und Erdgas. Ein Produzent beider Produkte wird – um nicht die Marktchancen eines der beiden Produkte stark einzuschränken – danach trachten, eine ähnliche Preisentwicklung zu forcieren. Für den Verbraucher, der für die Nutzung des Gases eine spezifische Investition getätigt hat, sollte die Ölpreisbindung sicherstellen, dass die Wirtschaftlichkeit seiner Investition nicht gefährdet ist.



Marktergebnis

→ Entwicklung der Erdgaspreise auf der Kundenseite

Erdgaspreisentwicklung – Industrie

Anders als im Haushaltskundenmarkt besteht im Industriekundenmarkt (Großkunden) keine Veröffentlichungspflicht der Preise der Gasanbieter. Die E-Control kommt durch die Industriepreis-erhebung – seit 2005 jeweils per Jänner und Juli jedes Jahres – laut § 9 Abs. 1 Z 3 E-RBG (Energie-regulierungsbehördengesetz) der Verpflichtung nach, gemäß der Strom- und Erdgaspreisverglei- che für Endverbraucher zu erstellen und zu ver- öffentlichen sind. Dies ermöglicht Transparenz für die Gaskunden, die ihre Preise mit den Durch- schnittsdaten vergleichen können. Die Werte in Tabelle 28 zeigen den reinen Energiepreis für Erd- gas, d.h. den verhandelbaren Teil des Energiebezu- ges (ohne das Entgelt für die Netzdienstleistung und unabhängig von den Netzebenen).

Deutlich erkennbar ist der Anstieg der Preise seit 2004. Im Januar 2006 lagen die Energie- preise im Vergleich zum Juli 2005 um bis zu 25 bis 30 % höher.

Abbildung 69 zeigt den Verlauf des durchschnitt- lichen Energiepreises der Industriekunden in den einzelnen Verbrauchskategorien in Cent/ kWh. Auch bei den Preisen der Industriekunden zeigt sich dabei ein deutlicher Aufwärtstrend.

Die Energiepreise in Tabelle 28 beziehen sich auf den Verrechnungsbrennwert. Dies ist der Brennwert in kWh/m³, der bei der Verrechnung an Endkunden zur Ermittlung der Energie- menge herangezogen wird. Gemäß der zum Erhebungszeitpunkt gültigen Fassung der

→ Übersicht Energiepreis und durchschnittl. Vertragslaufzeit, Jän. 2004–2006

Tabelle 28

	Auswertung	in Cent/kWh:	1/2006	7/2005	1/2005	1/2004
Kategorie A: Jahresverbrauch >100.000.000 kWh	Arithmetisches Mittel		2,15	1,69	1,44	1,33
	Standardabweichung		0,35	0,24	0,25	0,16
	Anzahl der Unternehmen		26	16	13	16
	durchschnittl. Vertragslaufzeit		38 M.	35 M.	38 M.	-
Kategorie B: Jahresverbrauch >10.000.000 kWh <100.000.000 kWh	Arithmetisches Mittel		2,29	1,86	1,67	1,53
	Standardabweichung		0,35	0,24	0,30	0,45
	Anzahl der Unternehmen		46	54	51	31
	durchschnittl. Vertragslaufzeit		25 M.	27 M.	33 M.	-
Kategorie C: Jahresverbrauch <10.000.000 kWh	Arithmetisches Mittel		2,43	1,84**	1,93	1,74
	Standardabweichung		0,39	0,36	0,39	0,31
	Anzahl der Unternehmen		73	46	76	17
	durchschnittl. Vertragslaufzeit		22 M.	36 M.	47 M.	-
Gesamt	Arithmetisches Mittel		2,34	1,83	1,79	1,58
	Standardabweichung		0,38	0,30	0,38	0,42
	Median		2,37	1,83	1,68	1,58
	Erstes Quartil		2,17	1,64	1,57	1,33
	Drittes Quartil		2,58	2,00	1,90	1,77
	Anzahl der Unternehmen		145	116	140	69*
	durchschnittl. Vertragslaufzeit		26 M.	32 M.	40 M.	-

Quelle: E-Control

* 5 Unternehmen konnten in keine Verbrauchskategorie eingestuft werden.

** Die Reduktion des Durchschnittspreises im Juli 2005 gegenüber Jänner 2005 lässt sich damit erklären, dass im Jänner 2005 nur Stichproben auf Basis der Rechnungskopien nachgerechnet und bei Bedarf korrigiert wurden. Ab Juli 2005 hingegen wurden zur Verbesserung der Datenqualität sämtliche Angaben nachgerechnet und bei Bedarf korrigiert.

M. = Monate

GSNT-VO (§2 Z5) beträgt der Verrechnungsbrennwert 11,11 kWh/m³.

Die folgenden Ergebnisse der Industriepreiserhebung beziehen sich auf den Stichtag 31. Jänner 2006, wobei die den Werten zu Grunde liegende Repräsentativität der Stichprobe 145 Beobachtungen umfasst.

Energiepreis und durchschnittliche Vertragslaufzeit

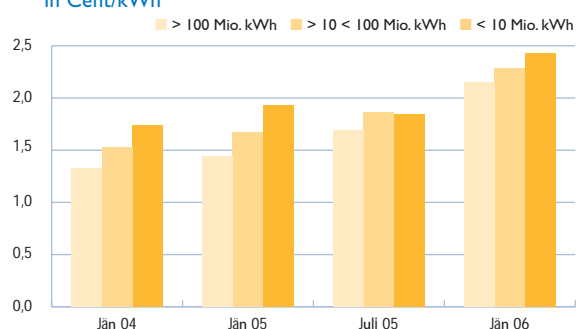
Die durchschnittliche Preiserhöhung im Jänner 2006 von rd. 28 % im Vergleich zum Juli 2005 kann sowohl auf die gestiegenen Importpreise in Höhe von 36 %-Punkten zurückgeführt werden (Juli 2005 = 130 %, Jänner 2006 = 164 %, wobei Oktober 2002 = 100 %), als auch auf die – von vielen Erdgaslieferanten in den Sommermonaten gewährten – Spezialrabatte, die in der Rechnung vom Juli 2005 entsprechend berücksichtigt wurden.

Der Median, der mittlere Wert der nach der Größe geordneten Beobachtungsreihe, beträgt für die gesamte Stichprobe 2,37 Cent/kWh. Das erste und dritte Quartil geben an, dass 75 % der Kunden mehr als 2,17 Cent/kWh und 25 % der Kunden sogar mehr als 2,58 Cent/kWh zahlen. Die Verteilung der Quartilswerte zeigt deutlich, dass der Abstand vom Median nach oben hin größer ist als nach unten, was für Kunden bedeutet, dass es relativ schwer ist, einen Preis wesentlich unterhalb des Medianwertes (2,37 Cent/kWh) zu erhalten. Allerdings sind teilweise erheblich höhere Preise zu bezahlen.

Wesentlich erscheint auch die Entwicklung der vertraglichen Bindungsdauer im Zeitablauf. Lag diese im Jänner 2005 im Durchschnitt für alle Industriekunden noch bei 40 Monaten, hat sie sich ein Jahr später auf 26 Monate reduziert. Im Detail lässt sich diese Tendenz bei den Kategorien mit niedrigem Jahresverbrauch erkennen, hingegen hat sich in Kategorie A mit einem Jahresverbrauch > 100 Mio. kWh die Vertragslaufzeit nach einer Reduktion im Juli 2005 von 38 auf 35 Monate im Jänner 2006 wieder auf 38 Monate erhöht.

→ Arithmetisches Mittel Energiepreis im Zeitverlauf in Cent/kWh

Abbildung 69



Quelle: E-Control

Preisfestlegung

Während in den Kategorien A (> 100 Mio. kWh) und B (> 10 Mio. < 100 Mio. kWh) deutlich mehr Industriekunden nach einer Preisgleitklausel (A = 19, B = 37) als nach einem Fixpreis (A = 5, B = 8) abgerechnet werden, ist das Verhältnis Preisgleitklausel zu Fixpreis in Kategorie C (< 10 Mio. kWh) ausgeglichen (32) (Tabelle 29).

Energieliefervertragsende

Insgesamt 71 Energielieferverträge werden bereits per 31. Dezember 2006 auslaufen. Während es im Gegensatz dazu in Kategorie A lediglich einen unbefristeten Energieliefervertrag gibt, laufen 2 in Kategorie B und immerhin 10 Energielieferverträge in Kategorie C unbefristet weiter (Tabelle 30).

Verlängerung des Energieliefervertragsverhältnisses

Von den 71 Industrieunternehmen, deren Lieferverträge per 31.12.2006 auslaufen, wird in Kategorie A ein Unternehmen – ohne Angabe der Laufzeit – das Vertragsverhältnis zum aktuellen Energielieferanten verlängern. Der Großteil der Kunden ist bereit, die Gültigkeit des Erdgasliefervertrages auf weitere 12 Monate zu erstrecken (4 in Kategorie A, 7 in Kategorie B und 16 in Kategorie C). Während immerhin noch 10 Kunden einer Verlängerung von 24 Monaten zustimmen, befürworten nur 3 Kunden eine darüber hinausgehende Bindung an ihren Lieferanten.

12 Unternehmen (4 in Kategorie A, 1 in Kategorie B und 7 in Kategorie C) haben angegeben, das Vertragsverhältnis zum bestehenden Lieferanten nicht aufrechtzuerhalten (Tabelle 31).

Einholung von Angeboten

Seit der Gasmarktliberalisierung haben 35 Industriekunden in Kategorie C noch kein Angebot von alternativen Lieferanten eingeholt. In den Kategorien A und B ist deren Anzahl verhältnismäßig niedrig (9 und 13) (Tabelle 32).

Durchschnittliche Spanne der Angebote

Die durchschnittliche Spanne der Angebote beträgt in Kategorie A 0,58 Cent/kWh, in Kategorie B 1,36 Cent /kWh und in Kategorie C 0,57 Cent/kWh (Tabelle 33).

Angebotsverweigerung

Von insgesamt 66 Industriekunden, die an einem Angebot von alternativen Lieferanten interessiert waren, haben 16 Unternehmen jene Anbieter namentlich angeführt, die von einer Angebotslegung abgesehen haben (Tabelle 34). Als Hauptgrund wurde die Abnahmemenge genannt, die entweder zu niedrig bzw. zu hoch war. Weitere Argumente waren „mangelnde freie Kapazitäten“, „keine Aktivität auf dem österreichischen Markt“, „Netzsituation in Tirol“, „keine Wechselmöglichkeit innerhalb der EnergieAllianz“ und „Preisabsprachen“.

→ Preisfestlegung

Tabelle 29

	Preisgleitklausel	Fixpreis	keine Angabe	gesamt
Kategorie A	19	5	2	26
Kategorie B	37	8	1	46
Kategorie C	32	32	9	73

Quelle: E-Control

→ Energieliefervertragsende

Tabelle 30

	bis 31.12.2006	01.01.2007 bis 31.12.2007	01.01.2008 bis 31.12.2009	nach 01.01.2010	unbefristet	keine Angabe	gesamt
Kategorie A	12	5	2	2	1	4	26
Kategorie B	24	15	4	0	2	1	46
Kategorie C	35	6	5	3	10	14	73

Quelle: E-Control

→ Verlängerung des Energieliefervertragsverhältnisses

Tabelle 31

	bis 31.12.2006	ja	nein	12 Monate	24 Monate	> 24 Monate	keine Angabe
Kategorie A	12	1	4	4	2	1	0
Kategorie B	24	0	1	7	3	2	11
Kategorie C	35	0	7	16	5	0	7

Quelle: E-Control

→ Einholung von Angeboten

Tabelle 32

	ja	nein	keine Angabe	gesamt
Kategorie A	15	9	2	26
Kategorie B	29	13	4	46
Kategorie C	22	35	16	73

Quelle: E-Control

→ Durchschnittliche Spanne der Angebote

Tabelle 33

	Angebote eingeholt	arithm. Mittel	Anzahl der Unternehmen	keine Angabe
Kategorie A	15	0,58	8	7
Kategorie B	29	1,36	12	17
Kategorie C	22	0,57	9	13

Quelle: E-Control

→ Angebotsverweigerung

Tabelle 34

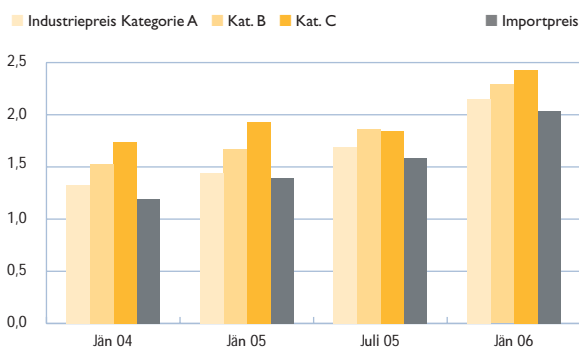
	Angebote eingeholt	keine Angabe	alle haben angeboten	Anbieter genannt
Kategorie A	15	10	1	4
Kategorie B	29	21	2	6
Kategorie C	22	14	2	6

Quelle: E-Control

Aus den Aussagen der Industriekunden kann geschlossen werden, dass auf Kundenseite nach wie vor Informationsbedarf besteht und eine Auseinandersetzung mit alternativen Lieferanten im großen Ausmaß noch nicht stattgefunden

hat. In weiterer Folge besteht demnach bei Vertragsverhandlungen ein entsprechender Spielraum betreffend einzelne Parameter zugunsten der Industriekunden. Mehr Wettbewerb ist auch durch ein aktiveres Verhalten der Industriekunden möglich.

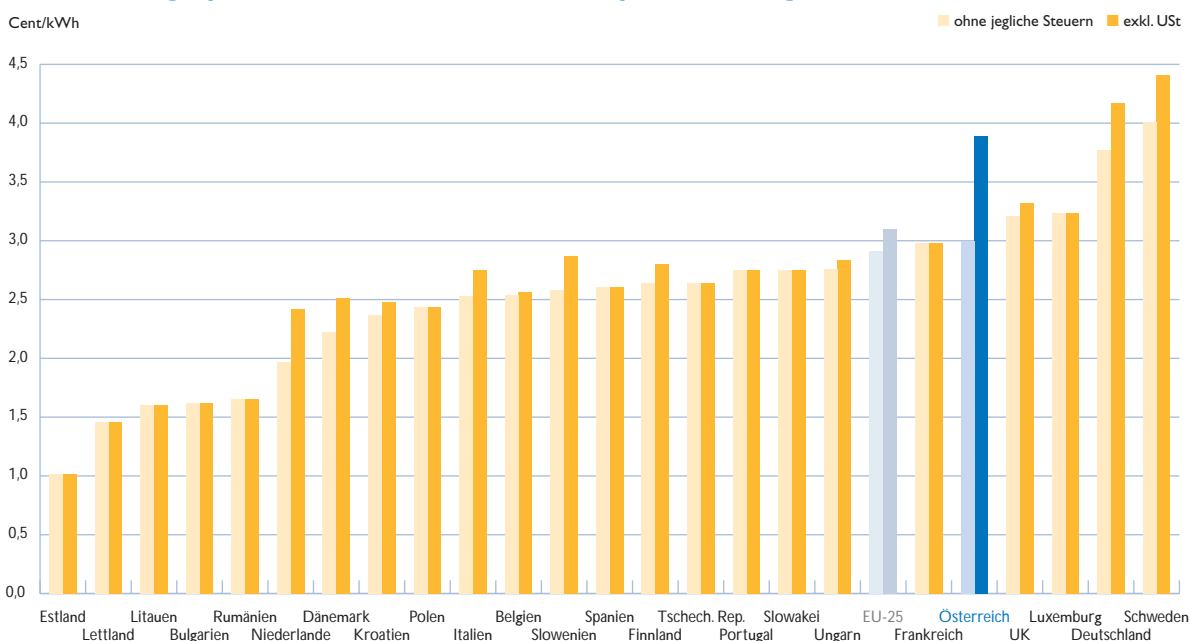
→ **Importpreis und Industriepreis zu ausgewählten Stichtagen** Abb. 70



Quelle: Statistik Austria, E-Control

Betrachtet man die Entwicklung des Industriepreises, so steht diese in Einklang mit der Entwicklung des Importpreises (Abbildung 70). Zurückzuführen ist dies unter anderem auf die noch in vielen Verträgen historisch vereinbarte Preisgleitklausel, bei der die Anpassung einzelner Preiselemente mittels Preisgleitformel erfolgt und so auch Erhöhungen unmittelbar an die Kunden weitergegeben werden. Dagegen ist bei einem Fixpreisvertrag für die gesamte Laufzeit ein fester Preis vereinbart. Wie aus Abbildung 70 ebenfalls deutlich hervorgeht, liegen die Industriepreise in allen Kategorien deutlich über dem Importpreis.

→ **Industriegaspreise inkl. Netzkosten im europäischen Vergleich, Jänner 2006** Abb. 71



Quelle: Eurostat

Im europäischen Vergleich für industrielle Gasabnehmer mit einem Jahresverbrauch von rd. 11,7 Mio. kWh per 1. Jänner 2006 (Abbildung 71) liegt Österreich mit einem Preis von 3,00 Cent/kWh (ohne Abgaben/USt) nach Frankreich nur knapp über dem EU-25-Gaspreis (2,91 Cent/kWh). In Estland, Lettland und Litauen hingegen ist der Gasbezug für Industriekunden am günstigsten.

Erdgaspreisentwicklung – Haushalte

Aufgrund der gestiegenen Bezugskosten im Gasjahr 2005/2006 haben Gaslieferanten die gestiegenen Einstandspreise an die Haushalte weitergegeben. Tabelle 35 zeigt jene Lieferanten, die die Preise per 1. September 2006 erhöht haben.

→ Preiserhöhungen per 1. September 2006

Tabelle 35

Lieferant	Energie netto um	Energie + Netz brutto um
Erdgas Oberösterreich	+17,5 %	+ 9,3 %
Linz Gas Vertrieb	+10,6 %	+ 5,9 %
E-Werk Wels	+16,6 %	+ 8,7 %
KELAG	+16,1 %	+ 7,6 %

Quelle: E-Control

Die Alternativanbieter werden voraussichtlich die noch möglichen Erhöhungen einiger Landesversorger abwarten und danach ihre preispoliti-

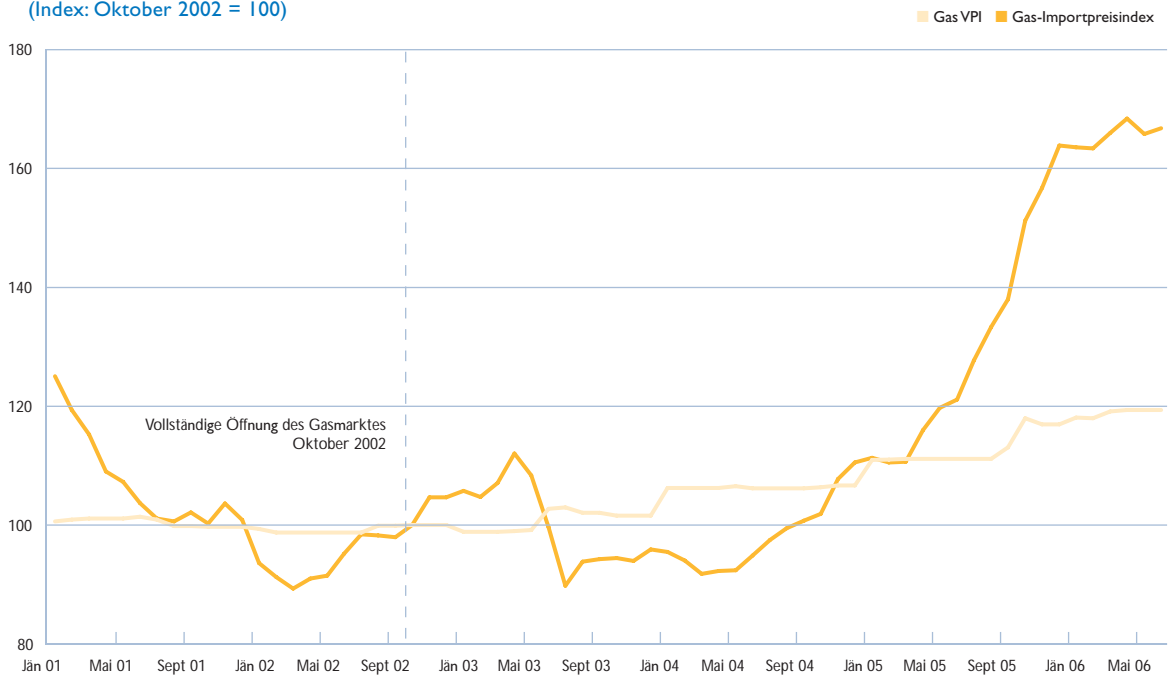
schen Entscheidungen treffen. Vergleicht man die Entwicklung des Erdgasimportpreisindex mit der des Gas-Verbraucherpreisindex (Abbildung 72), so ist klar erkennbar, dass die deutliche Erhöhung des Importpreises seit Jänner 2005 nicht unverzüglich und im selben Ausmaß an die Endkunden weitergegeben wurde.

Betrachtet man die Preisentwicklung im Zeitablauf, so zeigt sich, dass auch die günstigsten Anbieter Preiserhöhungen vorgenommen haben. In Abbildung 73 wurden jeweils die günstigsten Anbieter im jeweiligen Netzbereich verglichen.

Ein Wechsel vom Local Player zum günstigsten Energielieferanten beinhaltet jedoch für einen durchschnittlichen Haushaltskunden durchaus Einsparungspotenzial. Wie aus Abbildung 74 ersichtlich ist, kann ein Lieferantenwechsel einem Endkunden im Netzgebiet z.B. der Energie Graz Einsparungen beim Energiepreis von 13,2 % oder rd. 56 €/Jahr bringen. In allen Netzgebieten – außer in Tirol und Vorarlberg – können Kunden bei einem Wechsel vom Local Player zum günstigsten Anbieter beim Energiepreis Einsparungen erzielen. Zu beobachten ist, dass das Einsparungspotenzial im Jahr 2006 in den Netzbereichen Wien und Niederösterreich (Local Player Wienenergie, EVN) durch einen Kundenwechsel deutlich geringer als im Jahr 2004 ist.

→ **Vergleich Erdgasimportpreisindex und Gas-VPI**
(Index: Oktober 2002 = 100)

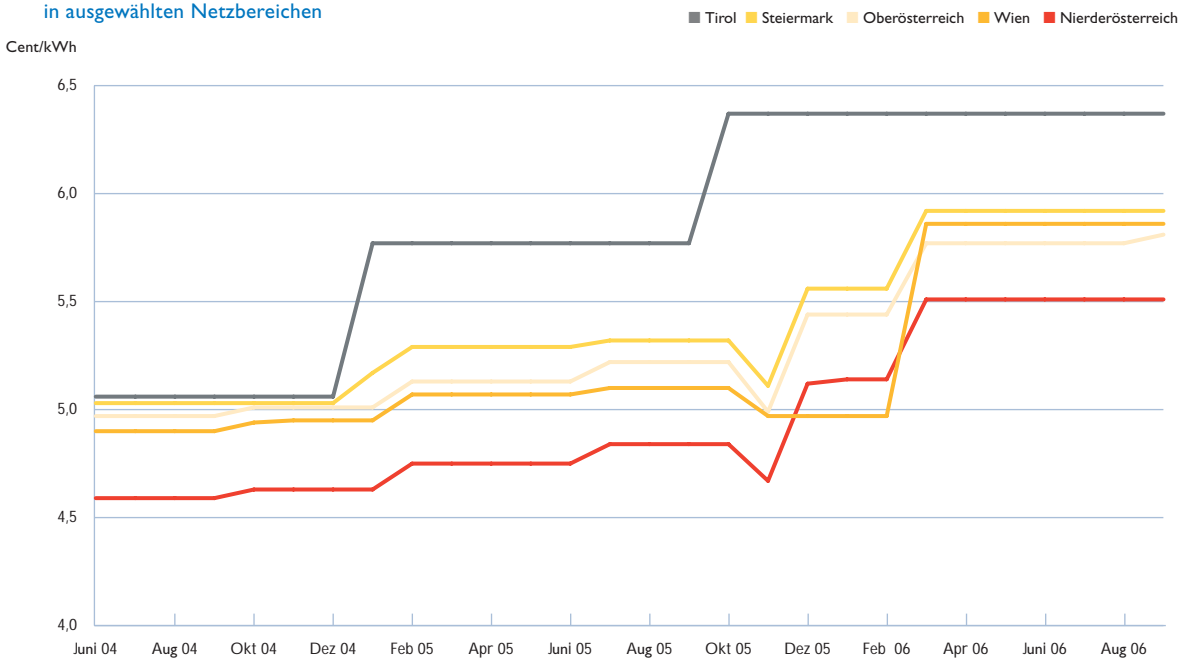
Abbildung 72



Quelle: Statistik Austria, E-Control

→ **Gaspreise beim günstigsten Anbieter für Kunden mit 15.000 kWh/Jahr**
in ausgewählten Netzbereichen

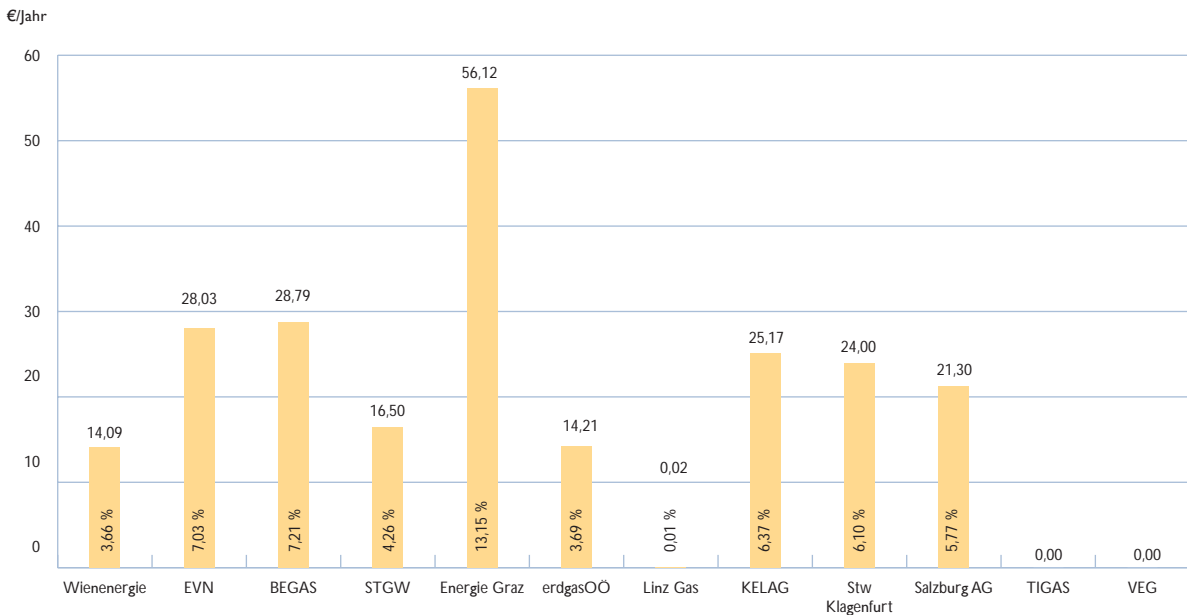
Abbildung 73



Quelle: E-Control

→ **Einsparungen bei einem Wechsel vom Local Player zum günstigsten Anbieter – Energie (Stand Oktober 2006, 15.000 kWh/Jahr)**

Abbildung 74

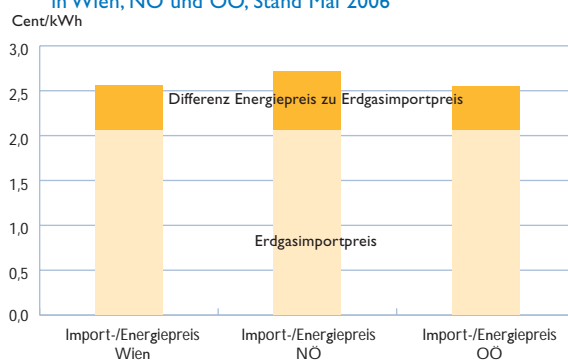


Quelle: E-Control

Vergleicht man den Erdgasimportpreis jeweils mit dem Energiepreis des Local Players der drei verbrauchsstärksten Netzbereiche (Abbildung 75), so ist deutlich erkennbar, dass der Energiepreis für einen durchschnittlichen Haushaltskunden mit einer jährlichen Abnahmemenge von 15.000 kWh im Wesentlichen vom Kostenfaktor Importpreis bestimmt wird. Die Differenz des Energiepreises zum Erdgasimportpreis von z.B. 0,496 Cent/kWh des Local Players Wiengas zeigt den Preissetzungsspielraum der Lieferanten. Speicher-, Ausgleichsenergie- und Vertriebskosten sowie eine Gewinnmarge müssen davon noch abgezogen werden.

→ **Vergleich Erdgasimportpreis mit Energiepreis** eines durchschnittlichen Haushaltskunden 15.000 kWh/Jahr der Local Player in Wien, NÖ und OÖ, Stand Mai 2006

Abb. 75



Quelle: Statistik Austria, E-Control

Im europäischen Vergleich der Haushaltsgaspreise im Jänner 2006 (Abbildung 77) liegt Österreich mit einem Erdgaspreis von 5,63 Cent/kWh bei einem Jahresverbrauch von 23.250 kWh nach Portugal, Spanien und Belgien knapp über dem EU-25-Durchschnitt, der im Vergleich zum Vorjahr um 16 % gestiegen ist. Während in Dänemark und Schweden die Gaspreise zum Erhebungsstichtag am höchsten waren, konnten, wie auch bei der Industrie, Haushalte in Litauen, Rumänien, Lettland und Estland das preisgünstigste Gas beziehen.

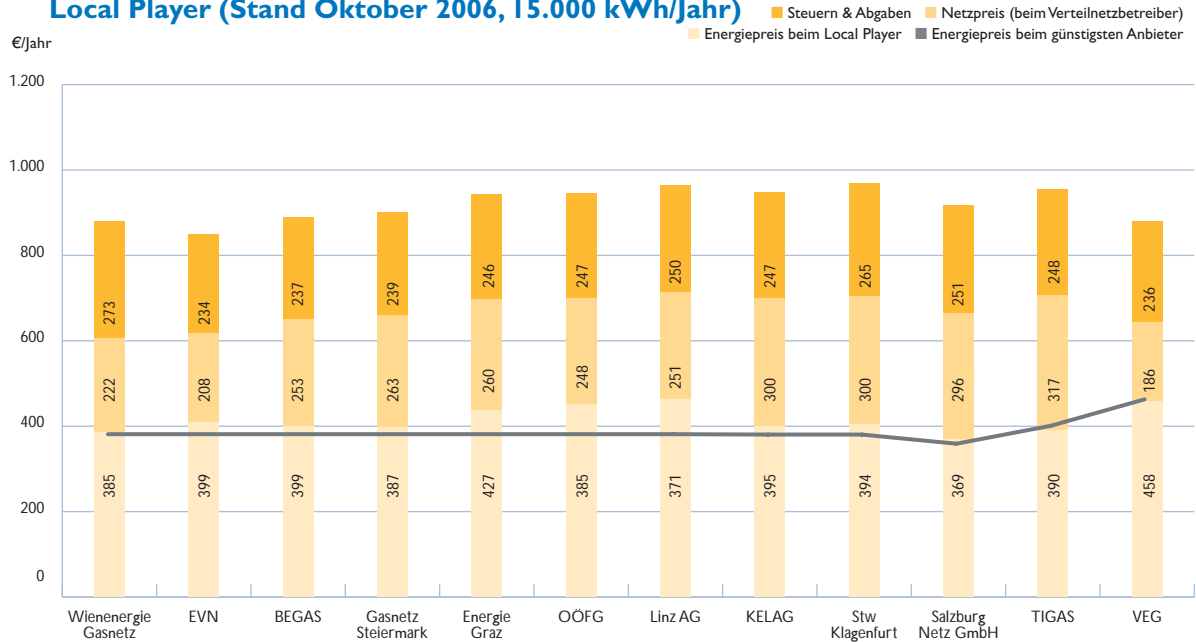
Die Energiepreise der Endkunden werden im Wesentlichen durch die Importpreise als Kostenfaktor bestimmt. Diese Erhöhungen der Importpreise konnten zum Teil aufgrund bestehender Preisgleitklauseln in Lieferverträgen (Industriekunden) sowie geringer Wettbewerbsintensität im Haushaltskundensegment weitergegeben werden. Im Großkundensegment werden zum Teil Fixpreisverträge abgeschlossen, die Preisveränderungen innerhalb des Vertragszeitraums verhindern. Im Haushaltskundensegment hat bisher nur KELAG diese

Möglichkeit der Preisabsicherung angeboten. Die Preispolitik der meisten Gasanbieter wird u.a. von den Eigentümern (Länder und Gemeinden) bestimmt. Zu beobachten ist dies vor allem in der Wahl des Zeitpunkts für Anpassungen der Gaspreise für Haushaltskunden.

Aufgrund des großen Einflusses der Importpreise auf die Endkundenenergiepreise setzt eine deutliche Senkung der Endkundenpreise einen verbesserten Zugang der Anbieter zum Großhandelsmarkt zur Optimierung der Bezugskosten voraus. Voraussetzung dafür ist der diskriminierungsfreie Zugang zu Transport- und Speicherkapazitäten auf europäischer Ebene, damit auch neue Bezugsquellen wirtschaftlich werden, sowie der weitere Ausbau eines kurzfristigen Gashandelsmarktes. Der diskriminierungsfreie Zugang zu Transport- und Speicherkapazitäten wird im Wesentlichen durch unzureichendes Unbundling behindert. Eigentumsrechtliche Trennung von Handel und Transport bzw. Speicher sind nach wie vor wesentliche Voraussetzung für den Gaswettbewerb zu gleichen Bedingungen.

→ Aufwendungen für einen durchschnittlichen Heizkunden beim Local Player (Stand Oktober 2006, 15.000 kWh/Jahr)

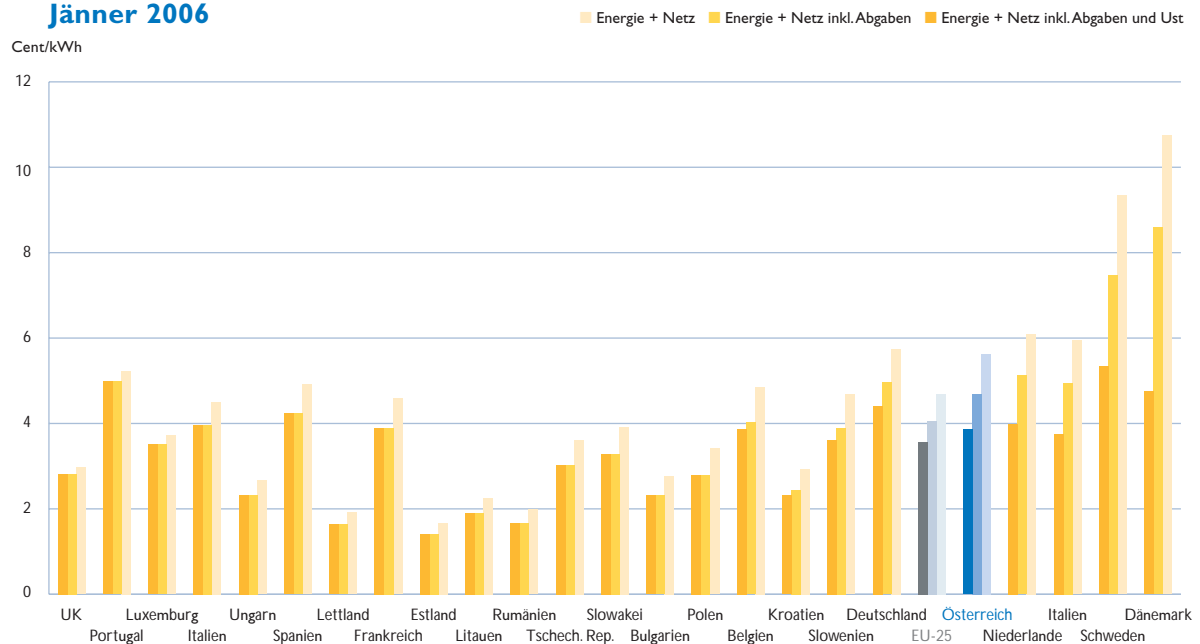
Abbildung 76



Quelle: E-Control

→ Haushaltsgaspreise inkl. Netzkosten im europäischen Vergleich, Jänner 2006

Abbildung 77



Quelle: Eurostat



Marktergebnis

→ Entwicklung der Performance von Strom- und Erdgasunternehmen

Im Vergleich zu den europäischen Unternehmen können die österreichischen Energieunternehmen als klein bezeichnet werden. Abbildung 78 zeigt die Größenverhältnisse europäischer Energieunternehmen. Mit dem geplanten Zusammenschluss OMV/Verbund hätte dieses Unternehmen eine vergleichbare Größe wie Endesa und Hydro. Angemerkt muss jedoch werden, dass bis auf den Großhandelsmarkt im Strombereich die sachlich relevanten Märkte im Erdgas- bzw. im Strommarkt national oder sogar enger abgegrenzt werden, sodass die Größe der Unternehmen auch im nationalen Kontext gesehen werden muss.

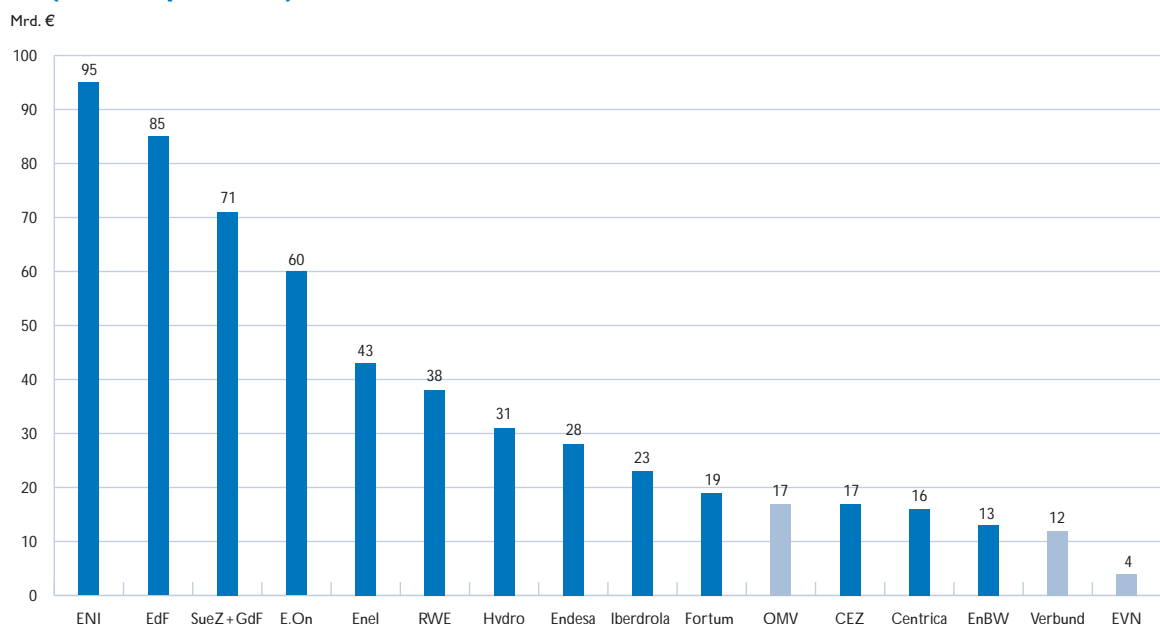
In der Folge wird die wirtschaftliche Entwicklung der Strom- und Erdgaslandesversorger (Wienenergie, EVN, Energie AG, OÖFG, BEWAG, BEGAS, VKW, VEG, TIWAG [inkl. TIGAS], Salzburg AG, KELAG, Energie Steiermark) sowie

der Verbund AG kumuliert dargestellt und einzelne bedeutende Entwicklungen der Unternehmen angeführt. Die Untersuchung wird auf Basis der Geschäftsberichte der Unternehmen durchgeführt.

In nachfolgender Aufstellung sind sämtliche Werte der Unternehmen summiert dargestellt, wobei bei fehlenden Jahresdaten einzelner Unternehmen bzw. bei Rumpfwirtschaftsjahren die Daten der Vorjahre bzw. der nachfolgenden Jahre als Annäherung herangezogen wurden. Weiters wurde auf eventuell erforderliche Bereinigungen aufgrund von gegenseitigen Beteiligungs- und den damit verbundenen Ertragsauswirkungen verzichtet. Somit können einzelne Daten (vor allem das Periodenergebnis) geringfügig verfälscht sein. Dies sollte aber keinen signifikanten Einfluss auf die vorliegende Darstellung haben.

→ Marktkapitalisierung europäischer Energieunternehmen (Stand April 2006)

Abbildung 78



Quelle: OMV/Verbund

→ Kennzahlen der Strom- und Erdgasunternehmen in Mio. Euro
(sofern nicht anders angegeben)

Tabelle 36

	2001	2002	2003	2004	2005
Gesamtumsatz	7.510,6	8.448,4	9.238,6	10.382,3	11.776,9
Strom	5.168,3	5.944,4	7.037,4	7.895,4	9.010,2
Gas	1.467,5	1.540,8	1.164,4	1.208,1	1.302,5
Wärme	534,9	539,8	554,1	619,7	653,4
sonstige Bereiche	447,2	448,4	516,2	732,6	930,2
Personalaufwand	1.763,3	1.552,3	1.629,2	1.685,2	1.879,5
EBIT	707,7	751,8	853,3	1.050,4	1.153,0
Periodenergebnis	365,6	402,0	595,3	811,3	973,7
EBIT-Marge (EBIT/Umsatz)	9,4 %	8,9 %	9,2 %	10,1 %	9,8 %
Umsatzrentabilität (JÜ/Umsatz)	4,9 %	4,8 %	6,4 %	7,8 %	8,3 %
Bilanzsumme	21.878,0	22.704,7	22.157,8	23.026,5	25.492,6
Eigenkapital	5.304,6	5.888,3	6.386,7	7.386,4	8.756,3
EK-Quote	24,2 %	25,9 %	28,8 %	32,1 %	34,3 %
Verzinsliches Fremdkapital	6.217,1	6.672,1	5.930,3	5.822,8	5.841,5
Gesamtkapitalrentabilität (EBIT/GK)	3,2%	3,3 %	3,9 %	4,6 %	4,5 %
Eigenkapitalrentabilität (JÜ/EK)	6,9 %	6,8 %	9,3 %	11,0 %	11,1 %
Rent. des verz. Kapitals (EBIT/EK+verz.FK)	6,1 %	6,0 %	6,9 %	8,0 %	7,9 %
Anzahl Mitarbeiter	22.153,0	21.816,0	21.679,0	22.573,0	27.804,0
Personalkosten/Mitarbeiter in Tausend €	79,6	71,2	75,2	74,7	67,6
Umsatz pro Mitarbeiter	0,34	0,39	0,43	0,46	0,42

Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, Berechnungen E-Control

Umsatzerlöse

Wie aus Tabelle 36 ersichtlich ist, konnten die Energieunternehmen den Gesamtumsatz im Zeitverlauf um mehr als 50 % von ursprünglich € 7,5 Mrd. im Jahr 2001 auf € 11,8 Mrd. im Jahr 2005 steigern. Ein Großteil dieser Erhöhungen resultierte aus dem Bereich Strom, der von 2001 bis 2005 ein Wachstum von 74,3 % aufweist. Erwirtschafteten die Unternehmen 2001 noch einen Umsatz aus dem Bereich Strom von € 5,2 Mrd., waren dies im Jahr 2005 bereits € 9 Mrd. Dies ist vor allem auf die Ausweitung der Stromhandelsaktivitäten einiger Unternehmen im In- und Ausland zurückzuführen. Im Erdgasbereich ist zwischen 2002 und 2003 ein Umsatzrückgang zu beobachten, welcher auf die Ausgliederung des Großhandelsgeschäftes einzelner Landesversorger in die EconGas zurückzuführen ist. Aufgrund der geringeren

Beteiligungsverhältnisse der Einzelunternehmen fehlen diese Umsätze in den Folgejahren in den Konzernumsätzen. Allerdings gehen die daraus entstehenden Erträge den Unternehmen nicht verloren, sondern werden im Rahmen des Beteiligungsergebnisses ausgewiesen und sind somit erst im Jahresüberschuss berücksichtigt. Vergleicht man nun die Umsatzentwicklung zwischen den Jahren 2003 und 2005, wird eine Steigerung der Umsatzerlöse von rd. 11,9 % bzw. 3,8 % p.a. erreicht.

Die Umsätze im Bereich Wärme sind von ursprünglichen € 534,9 Mio. auf € 653,4 Mio. angestiegen (+ 22,2 %). Dies deutet auf eine deutliche Ausweitung der Aktivitäten zahlreicher Unternehmen in einem bereits bestehenden Geschäftsbereich hin.

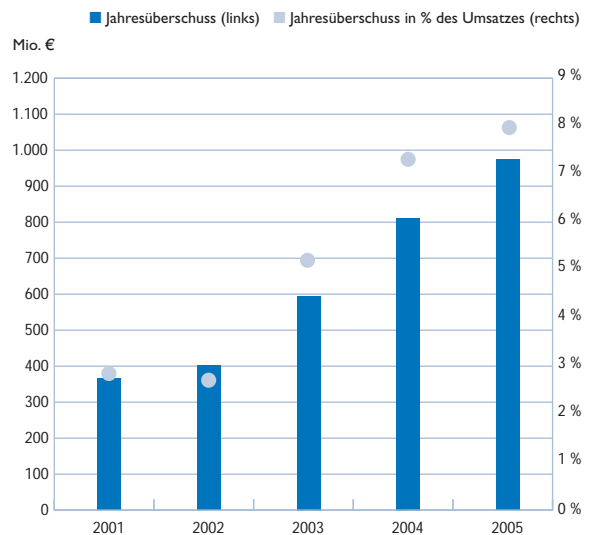
Als besonders auffällig ist die Entwicklung der Umsatzerlöse in den sonstigen Bereichen anzusehen; hier wurden zwischen 2001 und 2005 die Umsatzerlöse von € 447 Mio. auf € 930,2 Mio. gesteigert und konnten somit mehr als verdoppelt werden. Diese Steigerung ist vor allem auf ein stärkeres Engagement bzw. die Eröffnung neuer Geschäftssparten in den Segmenten Wasser/Abwasser sowie Abfallverwertung im In- und Ausland zurückzuführen.

Ergebnisentwicklung

Die Unternehmen konnten jedoch nicht nur ihre Umsätze ausweiten, sondern auch die Ergebniszahlen verbessern. Während sich das EBIT („Earnings before interest and taxes“) mit + 62,9 % nur geringfügig mehr als die Umsatzerlöse erhöhte, konnten die Jahresüberschüsse um insgesamt 166,3 % gesteigert werden. Nachfolgende Grafik stellt neben dieser Entwicklung auch das Verhältnis zwischen den Umsatzerlösen und den Jahresüberschüssen dar.

→ Jahresüberschuss absolut und in % des Umsatzes

Abb. 79



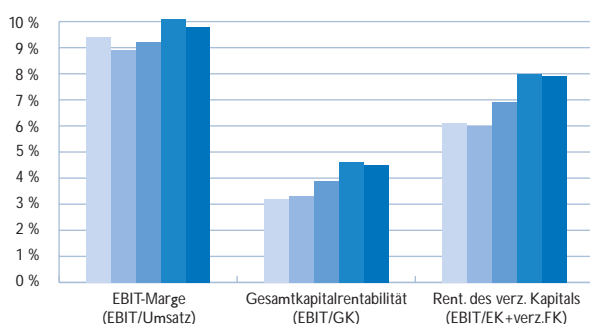
Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, E-Control

Daran ist zu erkennen, dass zwischen 2001 und 2002 der Jahresüberschuss geringfügiger als die Umsatzerlöse angestiegen ist, weshalb die Umsatzrentabilität von 4,9 % auf 4,8 % leicht gesunken ist. Durch die deutlichen Ergebnisverbesserungen zwischen 2003 und 2005 konnte diese Kennzahl auf rund 8,3 % gesteigert werden. Dies bedeutet, dass die Unternehmen nicht nur Umsatzausweitungen durchführen, sondern auch die Profitabilität erhöhen konnten. Diese erhebliche Verbesserung ist auch bei einer Betrachtung der Eigenkapitalrentabilität zu erkennen, die von 6,9 % auf 11,1 % gesteigert werden konnte.

Die auf Basis von EBIT ermittelten Rentabilitätskennzahlen weisen, wie nachfolgende Tabelle zeigt, eine geringere Steigerungsrate auf.

→ Rentabilitätskennzahlen auf EBIT-Basis 2001–2005

Abb. 80



Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, E-Control

Wie bereits zuvor beschrieben ist das EBIT im dargestellten Zeitraum nur geringfügig stärker als die Umsatzerlöse gestiegen, wodurch das EBIT im Verhältnis zum Umsatz nur von 9,4 % auf 9,8 % gestiegen ist. Da das im Unternehmen eingesetzte Gesamtvermögen von 21,9 Mrd. auf € 25,5 Mrd. erhöht wurde, konnte die Gesamtkapitalrentabilität von 3,2 % auf 4,5 % gesteigert werden. Eine noch positivere Entwicklung ergibt sich bei der Betrachtung der Rentabilität des verzinslichen Kapitals, welche von 6,1 % auf 7,9 % gesteigert werden konnte. Dies wurde durch die Reduktion des verzinslichen Kapitals von € 6,2 auf € 5,8 Mrd. bzw. um 6,0 % erreicht.

Entwicklung Personalbereich

In der zu Beginn dargestellten Tabelle ist zwar eine Erhöhung der Mitarbeiterzahlen zu erkennen, allerdings ist diese Zahl auf Zukäufe von ausländischen Gesellschaften mit großen Mitarbeiterbeständen durch einzelne Unternehmen zurückzuführen. In den bestehenden Gesellschaften ist die Zahl der Mitarbeiter rückläufig. Dieser Prozess der Reduktion der Mitarbeiter in den Kernsparten der Unternehmen hat großteils bereits in den Neunzigerjahren begonnen und wurde im dargestellten Zeitraum lediglich fortgesetzt.

Betrachtung aus regulatorischer Sicht

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Unternehmen in der Lage waren, die Umsatzerlöse und Ergebnisse deutlich zu steigern. Unter Berücksichtigung der von der Regulierungsbehörde durchgeführten Senkungen der Netztarife, sowohl für Strom als auch für Erdgas, kann davon ausgegangen werden, dass die Umsätze aus dem regulierten Bereich teilweise gesunken sind. Somit sind die vorliegenden Steigerungen der Umsatzerlöse auf eine deutliche Verstärkung der Aktivitäten in nicht regulierten Bereichen zurückzuführen. Der regulierte Bereich müsste also für die meisten untersuchten Unternehmen im Rahmen einer konzernweiten Betrachtung aufgrund der Ausweitung anderer Aktivitäten deutlich an Bedeutung – sowohl bei der Betrachtung der Umsatzerlöse als auch der Ergebnisse – verloren haben.



Marktergebnis

→ Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

→ Zusammenfassung

- Die höchste Wertschöpfung in den Elektrizitätsunternehmen erfolgt in der Produktion und im Kleinkundensegment.
- Die Liquidität an den Strombörsen in Europa hat sich erhöht, sodass die Börsenpreise als verlässlichere Preisindikatoren gewertet werden können als in der Vergangenheit.
- Die Stromgroßhandelspreise haben sich durch die Einführung des CO₂-Zertifikatesystems und die gestiegenen Primärenergiepreise erhöht und führen zu einem Anstieg der Energiepreise bei Groß- und Kleinkunden.
- Österreich gehört bei elektrischer Energie zu den günstigsten Industrieländern der Europäischen Union (exklusive der neuen Mitgliedsländer, in denen oftmals nicht marktgerechte Preise verrechnet werden).
- Steigende Ölpreise führen zu einem deutlichen Anstieg der Erdgasimport- und damit auch zu einem Anstieg der Erdgaspreise für Endkunden.
- Weitere Preissenkungen der Netztarife für Strom und Erdgas wurden im Jahr 2005/2006 durch die Regulierungsbehörde verordnet.
- Es gibt große Energiepreisunterschiede zwischen den einzelnen Lieferanten bei Kleinkunden im Strom- und Erdgasbereich.
- Trotz Einsparungen für Stromkleinkunden von bis zu 15 % (Gesamtpreis) bei einem Lieferantenwechsel sind die Wechselraten im Kleinkundenbereich im niedrigen einstelligen Bereich.
- Steigende Umsätze und Ergebnisse der Strom- und Erdgasunternehmen – u.a. aufgrund gestiegener Großhandelspreise und Mehreinnahmen durch das CO₂-Zertifikatesystem (Windfall Profits).

→ Schlussfolgerungen

- Eine laufende Beobachtung der Margen der Strom- und Erdgasunternehmen wird zunehmend wichtig. Dies gilt vor allem für das Kleinkundengeschäft, in dem die lokalen Anbieter über eine dominante Marktstellung verfügen. Alle der E-Control gegebenen gesetzlichen Möglichkeiten bei Feststellung nicht marktkonformer Entwicklungen sind zu ergreifen.
- Schaffung von regionalen Märkten zur Belebung des Wettbewerbs in allen Teilmärkten bei Strom- und Erdgas.
- Nicht diskriminierende Bereitstellung (hinsichtlich Art der Informationen, Aufwand und Zeitpunkt der Bereitstellung) aller wechselrelevanten Kundeninformationen zur Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer und dadurch zur Belebung des Wettbewerbs im Endkundenbereich.



→ Abbildungsverzeichnis

	Seite		Seite		
Abbildung 1:	Energieverbrauch in Österreich nach Energieträgern (ET) 1970–2004	12	Abbildung 27:	Werbeausgaben der Unternehmen der EnergieAllianz, der restlichen Landesgesellschaften und der neuen Anbieter	110
Abbildung 2:	Elektrische Energie nach Wirtschaftssektoren 1970–2004	13	Abbildung 28:	Anteil an den Werbeausgaben – April 2001 bis Mai 2006	111
Abbildung 3:	Erdgas nach Wirtschaftssektoren 1970–2004	13	Abbildung 29:	Werbeausgaben der Strom- und Erdgasunternehmen im Vergleich – monatlicher Verlauf	112
Abbildung 4:	Ausgaben der privaten Haushalte für Strom, Erdgas und andere Brennstoffe 1976–2005	14	Abbildung 30:	Werbeausgaben der Strom- und Erdgasunternehmen im Vergleich – Jahressumme	112
Abbildung 5:	Strom- und Erdgasverbrauch im saisonalen Jahresverlauf	15	Abbildung 31:	Werbeausgaben im Strom- und Erdgasbereich nach Werbeträgern	113
Abbildung 6:	Geld- und Energieflüsse gemäß Ökostromgesetznovelle 2006	18	Abbildung 32:	Werbeausgaben der Erdgasunternehmen	120
Abbildung 7:	Zertifikatspreise	22	Abbildung 33:	Werbeausgaben der Unternehmen der EconGas und der restlichen Landesferngasgesellschaften	121
Abbildung 8:	Vergleich OTC- u. Börsepreise in Österreich	32	Abbildung 34:	Anzahl Versorgerwechsel am österreichischen Gasmarkt, jährliche Wechselraten	123
Abbildung 9:	Konzentration am Erzeugungsmarkt in der Region A/D/F	38	Abbildung 35:	Gewechselte GWh pro Jahr	123
Abbildung 10:	Energie Austria 2006	44	Abbildung 36:	Gehandelte Stromvolumina vs. Marktanteile	126
Abbildung 11:	Beteiligungsverhältnisse der österreichischen Strom- und Erdgasunternehmen	46,47	Abbildung 37:	Entwicklung Spotpreis (Base) – ausgewählte Strombörsen	127
Abbildung 12:	Margen – Incumbents im Vergleich zu neuen Anbietern	53	Abbildung 38:	Year-Ahead Base Futures	128
Abbildung 13:	Marktanteile der größten drei Lieferanten – EU-15 (Gesamtabgabe)	54	Abbildung 39:	Veränderung des Marktpreises durch das CO ₂ -Zertifikatesystem	129
Abbildung 14:	Konzentration im österreichischen Strommarkt – CR 3 und CR 5	56	Abbildung 40:	EEX EU-Allowance Zertifikate – Spot	131
Abbildung 15:	Konzentration im österreichischen Strommarkt – HH-Index	57	Abbildung 41:	Entwicklung von ausgewählten Primärenergiepreisen von Jänner 2005 bis Juni 2006	132
Abbildung 16:	Konzentration im österreichischen Strommarkt – getrennte sachlich relevante Märkte	57	Abbildung 42:	Strom-, Erdgas- und CO ₂ -Zertifikatspreis	135
Abbildung 17:	Transit- und Fernleitungen in Österreich und Übergabepunkte	61	Abbildung 43:	Monatliche Höhe und Zusammensetzung der Ausgleichsenergiekosten in der Regelzone Verbund APG	136
Abbildung 18:	Entwicklung der Handelsmengen am Central European Gas Hub seit Juni 2005	71	Abbildung 44:	Regelzonenungleichgewicht und Fahrplanabweichung des ÖKO-BGV in der Regelzone der Verbund APG im 1. Hj. 2006	137
Abbildung 19:	Gasverbrauch und Import von LNG in Europa 2005	73	Abbildung 45:	Industriestrompreisentwicklung > 4.500 Volllaststunden (ohne Netzgebühren, Steuern und Abgaben)	138
Abbildung 20:	Theoretisches Potenzial der Biogasnutzung	74	Abbildung 46:	Industriestrompreisentwicklung < 4.500 Volllaststunden (ohne Netzgebühren, Steuern und Abgaben)	138
Abbildung 21:	Umsatzanteile je Tätigkeitsbereich – ausgewählte österr. Energieunternehmen (2005)	96	Abbildung 47:	Entwicklung der Börsepreise und der Energielieferpreise für Industriekunden	139
Abbildung 22:	Umsatzanteile nach Unternehmensbereichen, 2001–2005	96	Abbildung 48:	Industriestrompreise inklusive Netzkosten im europäischen Vergleich für das 2. Halbjahr 2005 (24 GWh/a; Leistung 4.000 kW)	140
Abbildung 23:	Geplante Struktur OMV/Verbund	102	Abbildung 49:	Entwicklung des Strom VPI (inkl. Steuern und Abgaben, Index Oktober 2001 = 100)	141
Abbildung 24:	Mögliche Unternehmensstruktur nach Energie Austria und Verbund/OMV	103			
Abbildung 25:	Werbeausgaben der Stromunternehmen (gesamt) und der neuen Anbieter	108			
Abbildung 26:	Werbeausgaben der neuen Anbieter (ohne Vertriebsfirmen d. Landesgesellschaften)	109			

	Seite		Seite
Abbildung 50: Entwicklung der Haushaltsstrompreise 1996–2006 (3.500 kWh/Jahr, günstigster Anbieter)	143	Abbildung 65: Entwicklung der Kauf- und Verkaufsmengen am Ausgleichsenergiemarkt seit dem Gasjahr 2002/2003	156
Abbildung 51: Haushaltsstrompreisvergleich nach Netzgebiet inkl. Steuern, Abgaben und Zuschläge (günstigster Anbieter, 3.500 kWh)	144	Abbildung 66: Entwicklung der monatlichen Abrufmengen an physikalischer Ausgleichsenergie im Gasjahr 2003/04 und 2004/05	157
Abbildung 52: Preisvergleich Local Player vs. günstigster Anbieter, 3.500 kWh, Juli 2006	144	Abbildung 67: Preisentwicklung am Ausgleichsenergiemarkt seit Oktober 2002	157
Abbildung 53: Preisdifferenz Local Player vs. günstigster Lieferant, 3.500 kWh, Juli 2006	145	Abbildung 68: Entwicklung der Einspeicher- und Entnahmemengen 2004 und 2005	158
Abbildung 54: Haushaltsstrompreise inkl. Netzkosten im europäischen Vergleich (3.500 kWh), Jän. 2006	145	Abbildung 69: Arithmetisches Mittel Energiepreis im Zeitverlauf in Cent/kWh	161
Abbildung 55: Netznutzungstarife auf Netzebene 3, 6.500 Benutzungsstunden	146	Abbildung 70: Importpreis und Industriepreis zu ausgewählten Stichtagen	164
Abbildung 56: Netznutzungstarife auf Netzebene 5, 3.500 Benutzungsstunden	147	Abbildung 71: Industriegaspreise inkl. Netzkosten im europäischen Vergleich, Jänner 2006	164
Abbildung 57: Netznutzungstarife auf Netzebene 7, nicht gemessene Leistung, 3.500 kWh/Jahr	147	Abbildung 72: Vergleich Erdgasimportpreisindex und Gas-VPI (Index: Oktober 2002 = 100)	166
Abbildung 58: Zusammensetzung des Gesamtgaspreises, Netzbereich Wien (15.000 kWh/a, günstigster Anbieter), Stand August 2006	150	Abbildung 73: Gaspreise beim günstigsten Anbieter für Kunden mit 15.000 kWh/Jahr in ausgewählten Netzbereichen	166
Abbildung 59: Netznutzungstarife, Ebene 2, Zone B, 7.900.000 kWh/Jahr, 9.600 kWh/h, leistungsgemessener Kunden	151	Abbildung 74: Einsparungen bei einem Wechsel vom Local Player zum günstigsten Anbieter – Energie (Stand Oktober 2006, 15.000 kWh/Jahr)	167
Abbildung 60: Netznutzungstarife, Ebene 3, 15.000 kWh/Jahr, nicht leistungsgemessener Kunden	151	Abbildung 75: Vergleich Erdgasimportpreis mit Energiepreis eines durchschnittlichen Haushaltskunden 15.000 kWh/Jahr der Local Player in Wien, NÖ und OÖ, Stand Mai 2006	167
Abbildung 61: Entwicklung des Erdgasimportpreisindex (Index: Oktober 2002 = 100) strichliert = Prognose durch E-Control	153	Abbildung 76: Aufwendungen für einen durchschnittlichen Heizkunden beim Local Player (Stand Oktober 2006, 15.000 kWh/Jahr)	169
Abbildung 62: Vergleich Entwicklung Erdgasimportpreis Österreich – Deutschland	153	Abbildung 77: Haushaltsgaspreise inkl. Netzkosten im europäischen Vergleich, Jänner 2006	169
Abbildung 63: Entwicklung der Gaspreise am Hub Zeebrugge (Zeebrugge Day-Ahead Index)	155	Abbildung 78: Marktkapitalisierung europäischer Energieunternehmen (Stand April 2006)	170
Abbildung 64: Anteil der physikalischen Ausgleichsenergiemengen am Gesamtverbrauch der Regelzone Ost	155	Abbildung 79: Jahresüberschuss absolut und in % des Umsatzes	172
		Abbildung 80: Rentabilitätskennzahlen auf EBIT-Basis 2001–2005	173

	Seite		Seite
Tabelle 1: Zusätzliche Energie- und Leistungsmengen pro Jahr gemäß Ökostromgesetznovelle 2006 (Richtwerte)	18	Tabelle 21: Strategien der Energieunternehmen	98
Tabelle 2: Vergleich Ökostromgesetz 2002 und Ökostromgesetznovelle 2006	19	Tabelle 22: Tätigkeitsbereich europäischer Energieunternehmen	99
Tabelle 3: Zugeteilte Emissionszertifikate je Sektor	20	Tabelle 23: Überblick – Zusammenschlüsse und Beteiligungen seit 2000	100, 101
Tabelle 4: Zugeteilte Emissionszertifikate im Vergleich zu tatsächlichen Emissionen 2005	21	Tabelle 24: OMV: Erdgasproduktion 2005 und sichere Erdgasreserven zum 31.12.2005	117
Tabelle 5: Überblick über sachlich und räumlich relevante Märkte im Strombereich in Österreich	30	Tabelle 25: Erzeugungskostenvergleich – Erdgas-Kohle-Spread	134
Tabelle 6: Ausgewählte Merkmale von Börse- und bilateralen Geschäften (OTC)	33	Tabelle 26: Reduzierung der Netztarife in den einzelnen Netzbereichen zum 1. November 2005	150
Tabelle 7: Wichtige Strombörsen und deren Produkte im Überblick	34	Tabelle 27: Preisänderungen zum 1. November 2005 bei einem durchschnittlichen Haushaltskunden	152
Tabelle 8: Korrelationsmatrix der logarithmierten Preisdaten, 2002–2005	35	Tabelle 28: Übersicht Energiepreis und durchschnittliche Vertragslaufzeit von Jän. 2004–2006	160
Tabelle 9: „Reine Händler“ an ausgewählten Börsen	37	Tabelle 29: Preisfestlegung	163
Tabelle 10: Marktstufen Strom	48	Tabelle 30: Energieliefervertragsende	163
Tabelle 11: Marktanteile im österreichischen Strommarkt – Gesamtabgabe an Endkunden (2005)	56	Tabelle 31: Verlängerung des Energieliefervertragsverhältnisses	163
Tabelle 12: LIFO – Netzebene 7	58	Tabelle 32: Einholung von Angeboten	163
Tabelle 13: LOFI – Netzebene 7	58	Tabelle 33: Durchschnittliche Spanne der Angebote	163
Tabelle 14: LOFI – Netzebene 6	59	Tabelle 34: Angebotsverweigerung	163
Tabelle 15: Relevante Märkte in der österreichischen Gaswirtschaft	64	Tabelle 35: Preiserhöhungen per 1. September 2006	165
Tabelle 16: Speicherkapazitäten in Österreich 2005	76	Tabelle 36: Kennzahlen der Strom- und Erdgasunternehmen in Mio. Euro (sofern nicht anders angegeben)	171
Tabelle 17: Marktanteile der Regelzone Ost Gesamtabgabe an Endkunden	81		
Tabelle 18: Überblick über sachlich und räumlich relevante Abgrenzung des Erdgasmarktes (Datenbasis 2004)	87	Kasten 1: Wechselkosten für Endkunden	51
Tabelle 19: Integration inländischer Unternehmen entlang der Wertschöpfungskette der Gaswirtschaft in Österreich	88, 89	Kasten 2: Sekundärmarkt für Transportkapazitäten	62
Tabelle 20: Geplante oder im Bau befindliche Kraftwerke in Österreich	93	Kasten 3: Regulierungsrahmen in Deutschland – neuere Entwicklungen	78, 79
		Kasten 4: Windfall Profits	129, 130
		Kasten 5: Definitionen – Spark Spread	134
		Kasten 6: Anreizregulierung – Strom	148

