



Markt bericht 2008

NATIONALER BERICHT AN DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION



MASSGEBLICHE ENTWICKLUNGEN IM JAHR 2007

Bedeutung der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft	8
Organisationsstruktur des Regulators	10
Energie-Control Kommission	10
Energie-Control GmbH	10
Durchsetzbarkeit der Entscheidungen und Sanktionsmöglichkeiten	11
Unabhängigkeit der Behörden	12
Überschneidende Kompetenzbereiche mit anderen Behörden	12
Maßgebliche Entwicklungen – Strom und Gas	13
Strommarkt	13
Gasmarkt	16
Hohe Versorgungssicherheit in Österreich	18
Positive Weiterentwicklung der Infrastruktur	19
Unbundling unzureichend	22
Notwendige Maßnahmen für nachhaltigen Wettbewerb	23

REGULIERUNG UND ERFOLGE AUF DEM STROMMARKT

Rechtliche Rahmenbedingungen	26
Grenzüberschreitende Kapazitäten und Engpassmanagement-Mechanismen	26
Übertragung und Verteilung	27
Ausgleichsenergiemarkt	30
Effektive Entflechtung	32
Entwicklung des Wettbewerbs	35
Aufbringung und Verwendung	35
Großhandelsmarkt	38
Endkundenmarkt	41
Wettbewerbsrechtliche Maßnahmen im Jahr 2007	58

REGULIERUNG UND ERFOLGE AUF DEM ERDGASMARKT	
Regulierungsrahmen	62
Regulierung der Gasnetze	62
Regulierung der Inlandsnetze – Weiterentwicklung des Netzzugangsmodells	67
Bilanzgruppenmodell und Ausgleichsenergiemarkt	69
Effektive Entflechtung	73
Entwicklung des Wettbewerbs	75
Aufbringung und Verwendung	75
Großhandelsmarkt	78
Speichermarkt	85
Belieferung lokaler Weiterverteiler	92
Ausgleichsenergiemarkt	93
Endkundenmarkt	96
Wettbewerbsrechtliche Maßnahmen im Jahr 2007	106
Anhang	109
Versorgungssicherheit Strom	110
Versorgungssicherheit Gas	116
Rechte der Strom- und Gaskunden	130
Beteiligungsverhältnisse in der österreichischen Strom- und Gaswirtschaft	132
Abbildungsverzeichnis	134

→ Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger: Energie-Control GmbH, Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien,
Tel. +43 (0) 1 247 24-0, Fax +43 (0) 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. Juli 2008

Grafik und Layout: **[cdc]**, Viriotgasse 4, A-1090 Wien

Druck: Druckerei Robitschek

© Energie-Control GmbH 2008

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.

Hinweis im Sinne des Gleichbehandlungsgesetzes: Im Sinne der leichteren Lesbarkeit wurde bei Begriffen, Bezeichnungen und Funktionen die kürzere männliche Form verwendet. Selbstverständlich richtet sich die Publikation an beide Geschlechter.



Maßgebliche
Entwicklungen im Jahr 2007



Von 2005 auf 2006 stieg der österreichische Bruttoinlandsverbrauch an Energie insgesamt nur um 0,6% auf 1.442.249 TJ. Dabei war beim Verbrauch von Erdgas, vorwiegend witterungsbedingt, ein Rückgang von 6,1% zu verzeichnen. Im Jahr 2006 hatte Erdgas in Österreich einen Anteil von 21,9% am Gesamtenergieverbrauch, nach erneuerbaren Energieträgern (22,4%) und vor Kohle (11,8%). Erdöl stellt mit einem Anteil von 42,2% nach wie vor den bedeutendsten Energieträger dar.¹ Strom hatte 2006 einen Anteil von 16,67% am Endenergieverbrauch.

Kennzahlen der Stromwirtschaft

Tabelle 1 zeigt die Bilanz der Stromwirtschaft für 2007 und die Veränderung gegenüber 2006.

→ Bilanz der Stromwirtschaft für 2007

Tabelle 1

	GWh (2007)	Veränderung zu 2006
Bruttostromerzeugung	63.741	-0,28%
Physikalische Importe	22.130	+4,10%
Physikalische Exporte	15.511	+7,66%
Verbrauch für PSP*	2.985	
Inlandsstromverbrauch	67.375	+0,70%

* Pumpspeicherung

Die Handelstätigkeiten mit dem Ausland haben leicht zugenommen. Der Inlandsstromverbrauch ist leicht zurückgegangen.

Kennzahlen der Gaswirtschaft

Tabelle 2 zeigt die Bilanz der Gaswirtschaft für 2007 und die Veränderung gegenüber 2006. Die Speicherbewegungen haben im Vergleich zu 2006 deutlich zugenommen.

→ Bilanz der Gaswirtschaft für 2007

Tabelle 2

	Mio. m ³ (2007)	GW (2007)	Veränderung zu 2006
Importe	37,13	412.499	+0,9%
Produktion	1,85	20.528	+1,6%
Speicherentnahme	2,38	26.425	+34,1%
Export	30,24	335.939	+4,2%
Speicher- einpressung	2,68	29.792	+9,5%
Eigenverbrauch, Verluste, Netzver- luste; statistische Differenz	0,50	5.514	
Abgabe an Endkunden	7,94	88.205	-6,1%

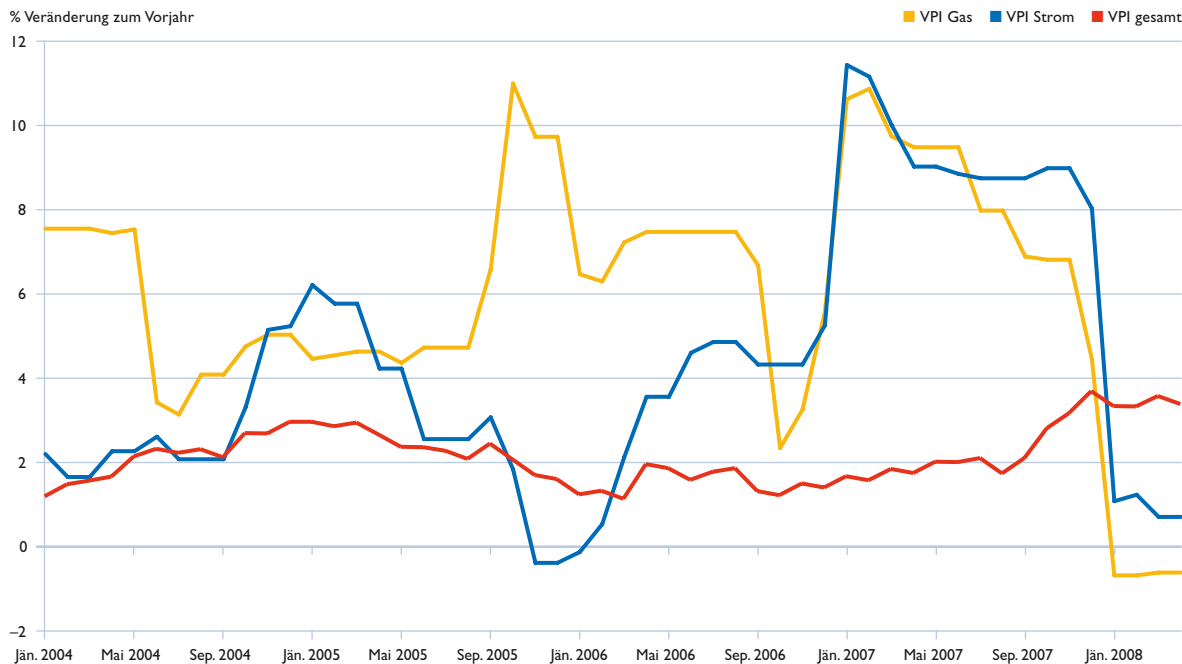
¹ Quelle: Statistik Austria, www.statistik.at

Preisentwicklung 2007

Im Dezember 2007 betrug die Inflationsrate in Österreich 3,6%, wobei die Steigerungsrate bei den Strompreisen 8% und bei den Gaspreisen 4,4% ausmachte. Demnach tragen die Strom- und Gaspreise weiterhin erheblich zur gesamten

Inflation bei. Die in Abbildung I dargestellte Entwicklung zeigt, dass die Steigerung der Strom- und Gaspreise im Vergleich zum Vorjahres-Monatswert im Jahr 2007 deutlich höher gewesen ist als die gesamte Verbraucherpreissteigerung, aber seit Dezember darunterliegt.

→ **Veränderung des Gesamt-Verbraucherpreisindex (VPI) im Vergleich zu Veränderungen des VPI Strom und VPI Gas (Vergleich zu Vorjahres-Monatswerten)** Abbildung I



Quelle: Statistik Austria



Die Regulierung der Strom- und Gasmärkte wird in Österreich im Wesentlichen durch zwei getrennte, aber eng kooperierende Behörden wahrgenommen. Einzelne, wesentliche Regulierungsaufgaben, wie die Unbundlingüberwachung im Elektrizitätsbereich, sind aber auch anderen Behörden übertragen. Dadurch wird eine kohärente Regulierung erschwert.

→ Energie-Control Kommission

Die Energie-Control Kommission (E-Control Kommission) ist eine weisungsfreie Behörde. Sie besteht aus drei Mitgliedern, wobei ein Mitglied dem Richterstand anzugehören hat. Die beiden anderen Mitglieder sollen über einschlägige technische bzw. über juristische und ökonomische Kenntnisse verfügen.

Die E-Control Kommission hat im Wesentlichen folgende Aufgaben, die sich auf den Strom- und Gasbereich beziehen:

- die Genehmigung der Allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber für die Inanspruchnahme der Übertragungs- und Verteilernetze,
- die Bestimmung der Systemnutzungstarife,
- die Entscheidung in Fällen über Netzzugangsverweigerung,
- die Untersagung der Anwendung von sittenwidrigen Bedingungen, die auf Endverbraucher Anwendung finden,
- die Entscheidung bei bestimmten Streitigkeiten zwischen Marktteilnehmern,
- die Schlichtung von Streitigkeiten aus der Abrechnung von Ausgleichsenergie,
- Berufungsbehörde gegen Entscheidungen der E-Control GmbH.

→ Energie-Control GmbH

Die Energie-Control GmbH (E-Control) ist ein aus der Bundesverwaltung ausgegliedertes Unternehmen, das die ihm gesetzlich übertragenen Aufgaben mit den Mitteln der Hoheitsgewalt vollzieht. Die Zuständigkeit der E-Control erstreckt sich auf alle Aufgaben, die dem Regulator gesetzlich übertragen sind, sofern dafür nicht ausdrücklich die E-Control Kommission zuständig ist.

Im Rahmen der Überwachungs- und Aufsichtsfunktion werden insbesondere die Wettbewerbsaufsicht, die Erstellung und Veröffentlichung von Energiepreisvergleichen und (im Gasbereich) die Überwachung des Unbundling vorgenommen. Stellt die E-Control im Rahmen ihrer Aufsichtspflicht einen Missstand fest, so hat sie unverzüglich alle Maßnahmen zu ergreifen, die erforderlich sind, um diesen Missstand abzustellen.

Die E-Control hat überdies Vorschläge für Marktregeln und für Technische und Organisatorische Regeln (TOR) auszuarbeiten. Zu den weiteren Aufgaben der E-Control zählen die Abwicklung der Ausgleichszahlungen, die sich aufgrund der Zusammenfassung von Netzen unterschiedlicher Eigentümer ergeben, die Erledigung von statistischen Arbeiten sowie die Bilanzgruppenaufsicht. Schließlich obliegt der E-Control auch die Geschäftsführung der E-Control Kommission.

Mit der Reform des Wettbewerbsrechts per 1. Juli 2002 wurde die Stellung der Regulatoren im Kartellrecht wesentlich gestärkt. Seither kommen der E-Control beim Kartellgericht auch Antragsrechte in verschiedenen Bereichen des Kartellgesetzes (nicht jedoch im Bereich

der Fusionskontrolle) zu. Daneben steht es der E-Control frei, eine Stellungnahme in einem Verfahren, das den Energiebereich betrifft, abzugeben. Neben diesen sich unmittelbar aus dem Kartellgesetz ergebenden Rechten der E-Control wird sie auf Ersuchen der Wettbewerbsbehörden für diese auch beratend und unterstützend tätig. Dazu ist eine intensive Zusammenarbeit zwischen den Wettbewerbsbehörden und dem Regulator vorgesehen.

→ Durchsetzbarkeit der Entscheidungen und Sanktionsmöglichkeiten

Die E-Control hat gemäß § 10 Abs. 2 Energie-Regulierungsbehördengesetz (E-RBG) im Rahmen ihrer Wettbewerbsaufsichts- und Überwachungsaufgaben die Möglichkeit, mit Verfahrensordnung die Herstellung des der Rechtsordnung entsprechenden Zustandes zu fordern. Kommt das verpflichtete Unternehmen dieser Aufforderung nicht nach, so ist mit Bescheid vorzugehen.

Weder die E-Control Kommission noch die E-Control können selbst für die Durchsetzung ihrer Entscheidungen sorgen. Entscheidungen der Regulierungsbehörden sind zunächst grundsätzlich anfechtbar. Erfolgt eine Berufung von der E-Control zur E-Control Kommission, so ist damit automatisch eine aufschiebende Wirkung verbunden, es sei denn, sie wird in der erstinstanzlichen Entscheidung ausgeschlossen. Entscheidungen der E-Control Kommission können beim Verfassungs- und/oder Verwaltungsgerichtshof angefochten werden. In diesem Fall wird einer Beschwerde nur nach vorläufiger Entscheidung des Gerichts die aufschiebende Wirkung zuerkannt.

Die Durchsetzbarkeit der Entscheidungen erfolgt im Wege der Exekutionsgerichte. Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass die Unternehmen nach Entscheidungen, die durch Höchstgerichte bestätigt worden sind, diese Entscheidungen in aller Regel akzeptieren und sich dementsprechend verhalten.

Höchst problematisch stellt sich freilich die Kompetenz der E-Control bei der Überwachung der Entflechtung (Unbundling) im Strombereich dar. Die E-Control ist zwar für die Wettbewerbsaufsicht und insbesondere für die Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer zuständig, für den Bereich der Entflechtung und Überwachung des Gleichbehandlungsprogramms sind jedoch nach Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) die Landesbehörden zuständig. Die Länder sind in aller Regel allerdings auch die Eigentümer der Stromnetzbetreiber. In diesem Bereich wäre eine Zusammenfassung der Kompetenzen bei der spezialisierten E-Control zweckmäßig.

Eine allfällige Nichteinhaltung der energierechtlichen Bestimmungen stellt in der Regel nur eine Verwaltungsübertretung dar. Die Durchsetzbarkeit dieser Bestimmungen ist zur Zeit aber wenig effektiv. Einerseits sind allfällige Verwaltungsstrafen grundsätzlich von den Bezirksverwaltungsbehörden zu verhängen, die auf – zum Teil recht diffizile – energierechtliche Bestimmungen nicht spezialisiert sind. Außerdem sind teilweise nur geringe Geldstrafen bis maximal 50.000 Euro vorgesehen, die vielfach in einem krassen Missverhältnis zu den wirtschaftlichen Vorteilen einer Gesetzesübertretung stehen. Eine Abschreckungswirkung ist durch diesen Strafrahmen nicht erreichbar.

→ Unabhängigkeit der Behörden

Sowohl die E-Control Kommission als auch die E-Control weisen ein hohes Maß an Unabhängigkeit auf. Die Mitglieder der E-Control Kommission sind für fünf Jahre bestellt und in Ausübung ihrer Tätigkeit weisungsfrei. Dies bedeutet, dass weder der zuständige Bundesminister noch andere staatliche Organe in die Tätigkeit der Behörde, die rein den gesetzlichen Vorgaben verpflichtet ist, eingreifen können. Selbstverständlich besteht auch eine Unabhängigkeit gegenüber den regulierten Unternehmen. Der E-Control Kommission dürfen keine Personen angehören, die in einem rechtlichen oder faktischen Nahverhältnis zu jenen stehen, die eine Tätigkeit der Behörde in Anspruch nehmen.

Die weitgehende Unabhängigkeit der E-Control gründet sich auf den Umstand, dass der zuständige Bundesminister Weisungen an den Geschäftsführer nur schriftlich und begründet erteilen kann. Dies ist seit Gründung der E-Control nicht erfolgt. Überdies besteht für Weisungen eine Veröffentlichungspflicht. Schließlich ist die E-Control

aus der Bundesverwaltung ausgegliedert und verfügt über ein gesondertes Budget, wodurch ein hohes Maß an Flexibilität ermöglicht wird. Die E-Control hat aufgrund gesetzlicher Vorgaben jährlich Berichte über ihre Tätigkeit zu erstatten. Sonderregelungen gibt es für den Ökostrombereich, in dem die E-Control auf gesetzlich vorgegebenen Zielerreichungen für erneuerbare Energien hinzuweisen hat.

→ Überschneidende Kompetenzbereiche mit anderen Behörden

Gerügt wurden von regulierten Unternehmen die vermeintlichen Doppelzuständigkeiten der Regulierungsbehörden und anderer Behörden, etwa im Bereich des Kartellrechts. Zwischenzeitige Entscheidungen der Höchstgerichte haben jedoch die Verfassungskonformität der Regelungen bestätigt. Aus Sicht der E-Control wäre es aber zweckmäßig, wenn den Regulierungsbehörden auch bei Zusammenschlussverfahren eine förmliche Rolle (etwa das Antragsrecht zur vertieften Prüfung in Fusionsverfahren) zukäme.



→ Strommarkt

Teilintegration des Stromgroßhandelsmarktes – schleppende Fortschritte bei regionaler Integration mit östlichen Nachbarn.

Marktintegration ist ein wesentliches strategisches Ziel der Regulierungsbehörde. Die weitgehende Integration mit dem deutschen Preisraum ist in dieser Hinsicht wichtig, beschränkt aber ihrerseits die Liquidität an der österreichischen Börse EXAA, was allerdings derzeit keine negativen Folgen mit sich bringt, da sich die österreichischen Börsenpreise nicht wesentlich von jenen an der EEX entfernen. Sollte es künftig einmal zu Netzengpässen kommen, wäre mit einem verstärkten Handel auch an der EXAA zu rechnen. In diesem Fall wäre Österreich aber mit einer viel höheren Marktkonzentration in den Engpassstunden konfrontiert. Es ist daher notwendig, Konzepte für eine effiziente Aufsicht über den Handel an der EXAA und gegebenenfalls österreichische Preisbildungen an der EEX zu erarbeiten.

Mit 15.500 MW technischer Übertragungskapazität in die Nachbarländer ist Österreich prädestiniert für eine starke Integration des Großhandelsmarktes. Und tatsächlich entsprechen die heimischen Großhandelspreise den deutschen. Durch die Marktintegration „importiert“ Österreich eine hohe Abhängigkeit des Strompreises von Kohle- und Gaspreisen (sowie dadurch auch von CO₂-Zertifikatspreisen), andererseits aber auch sehr niedrige Preise in Off-Peak Stunden.

Dies führte dazu, dass durch den Verfall der CO₂-Preise auch in Österreich die EXAA Spot-Preise 2007 auf dem niedrigen Niveau von 39,1 €/MWh waren. Die Forwardpreise an der deutschen EEX für das Jahr 2007 lagen aber durchschnittlich um 8,3 €/MWh höher. Unterschiede zwischen EEX und EXAA gibt es lediglich aufgrund verschiedener Handelszeiten (die österreichische Börse schließt um zwei Stunden früher als die deutsche). Dadurch haben die heimischen

Konsumenten die Gewähr, Energie zu vergleichbaren Kosten wie ihre Nachbarn bzw. bei gewerblichen Kunden wie ihre Konkurrenten beziehen zu können.

Ohne diese Marktintegration und bei dem relativ hohen innerösterreichischen HHI² von konstant über 2000 ist mit hoher Marktmacht einiger Produzenten an einem rein österreichischen Großhandelsmarkt zu rechnen. Nebeneffekt der Marktintegration ist, dass mehrere Börsen Stromhandel für den Lieferort (Ost-)Österreich anbieten. An der deutschen EEX werden Spot- und Futureskontrakte gehandelt, während an der österreichischen EXAA lediglich Spotkontrakte auktioniert werden. Da es keine Netzengpässe an der deutsch-österreichischen Grenze gibt, konzentriert sich natürlicherweise auch der Handel für Österreich auf die deutsche Börse, die eine eigene Handelszone für Österreich betreibt. Dennoch konnte die EXAA die gehandelten Mengen um etwa 38% steigern: ein Zeichen, dass der unterschiedlichen Handelszeit ein Wert beigemessen wird.

Der positiven Situation an der deutschen Grenze stehen ausgeprägte Netzengpässe an allen anderen Grenzen gegenüber. Die Tatsache, dass diese Engpässe weiterhin durch explizite Auktionen bewirtschaftet werden, verursacht wesentliche Ineffizienzen, da dadurch Stromflüsse nicht wirtschaftlich optimal gelenkt werden. Vor allem die Regionale Initiative „Zentral-Ost“ sollte dazu beitragen, dass mittelfristig mit optimalen Transportkapazitäten gerechnet werden kann. Eine effiziente, tatsächlich marktbasierende Vergabe scheitert allerdings weiterhin an den teilweise nicht vorhandenen oder illiquiden Großhandelsmärkten und damit fehlenden Preisindikatoren in den meisten östlichen Nachbarländern. Die weitere Integration mit den östlichen Nachbarstaaten kann direkt und auch indirekt über Deutschland erfolgen. Dazu ist aber ein Ausbau beziehungsweise eine effizientere Nutzung der Kapazitäten zwischen Tschechien, Polen und Deutschland notwendig.

2 HH-Index ist gleich Summe der quadrierten Marktanteile.

Die Integration ist trotz der hohen Kapazitäten an Interkonnektoren unzureichend. Dies hängt mit mehreren Faktoren zusammen:

- hohe Preisdifferenzen zwischen den nördlichen und den südlichen Großhandelsmärkten Europas ermöglichen großvolumige Arbitragegeschäfte und machen daher große Transportkapazitäten notwendig;
- die Berechnung der Kapazitäten ist in der Region „Zentral-Ost“ weiterhin nicht standardisiert, sodass Leitungen vielfach nicht optimal genutzt werden;
- viele Nachbarländer haben noch keine liquiden Großhandelsmärkte, wodurch eine effiziente Preisbildung (auch als Signal für Investitionen) und die effiziente Vergabe der Kapazitäten verhindert wird.

Die aktuellen Regionalen Initiativen zeigen nur langsam (wenn überhaupt) tatsächliche Fortschritte bei der Behebung der festgestellten Mängel.

Keine effektive Begrenzung der Marktmacht der Versorger durch Wettbewerb

Lokale Anbieter haben eine kontinuierlich hohe Marktmacht bei Massenkunden. Diese könnte nur dann reduziert werden, wenn die Kunden wesentlich wechselwilliger würden. Es ist deshalb notwendig, Maßnahmen zu treffen, um Wettbewerbern die Chance zu geben, Kunden zu akquirieren. Diese Maßnahmen sollten unter anderem der Erhöhung der Markttransparenz, zum Beispiel in Bezug auf Rechnungen, dienen. Auch der schrittweise Abbau noch immer bestehender Markteintrittsbarrieren für neue Lieferanten ist erforderlich. Die E-Control wird sich daher künftig noch intensiver mit diesem Themenbereich auseinandersetzen.

Österreich hat bereits 2001 den Strommarkt für alle Endkunden geöffnet. Die Tatsache, dass von Beginn an das notwendige Minimum an Harmonisierung bei den erforderlichen Geschäfts-

prozessen gegeben war, hat dazu geführt, dass bei der Abwicklung derselben keine wesentlichen Probleme aufgetreten sind.

Dennoch hat Österreich einen sehr wenig dynamischen Wettbewerb um Endkunden, von dem die geringe Wechselzahl 2007 von 1,5% der Haushaltskunden zeugt. Insgesamt haben damit bisher knapp 6% der Haushalte den Lieferanten gewechselt. Von den Industriekunden haben im Jahr 2007 9,5% den Lieferanten gewechselt, seit 2001 waren es 53%.

Die höhere Sensibilität der Bevölkerung bezüglich der Energiepreise hat 2007 dazu geführt, dass die Wechselquote höher als in den vergangenen Jahren gewesen ist. Nach Ansicht der Regulierungsbehörde lässt sich allerdings mit den immer noch sehr niedrigen Wechselquoten kein nachhaltiger Wettbewerb erreichen. Die in den Jahren 2005/2006 von der Bundeswettbewerbsbehörde und der E-Control durchgeführte Branchenuntersuchung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft hat gezeigt, dass im Kleinkundenbereich jeder lokale Versorger marktbeherrschend ist, das heißt, Preise mit Profit erhöhen kann.

Der aktive Wettbewerb um Haushaltskunden hängt in Österreich deshalb davon ab, ob es gelingt, eine ausreichend große Kundengruppe zu aktiven Kunden zu machen, die bereit sind, Preisersparnisse auch wirklich durch einen Wechsel wahrzunehmen. Vor allem an aktiver Kundeninformation durch die Wettbewerber mangelt es in Österreich. Die aktuellen Einsparmöglichkeiten von 70 bis 100 €/Jahr haben die Kunden deshalb noch nicht mobilisiert.

Eine wesentliche Ursache für die nur schleppende Entwicklung des Wettbewerbs ist das unzureichende Unbundling. Die Trennung des Netzbetreibers vom lokalen Lieferanten ist für die Kunden kaum wahrnehmbar. Dadurch wird der „Goodwill“ des Netzbetreibers kostenlos

an den Lieferanten übertragen. Der Auftritt des Netzbetreibers in seiner Kommunikation (Werbung, Rechnung etc.) ist damit ein wesentlicher Faktor für die Dynamik des Wettbewerbs.

Preislich hat das Jahr 2007 für die Haushaltskunden im Vergleich zu den Börsenpreisentwicklungen relativ geringe Preiserhöhungen mit sich gebracht. Anfang des Jahres wurden die höheren Großhandelspreise der Jahre 2006 und 2007 eingepreist. Seither sind die Haushaltspreise relativ konstant geblieben. Im internationalen Vergleich lag Österreich im zweiten Halbjahr 2007 an neunter Stelle der EU 15.

Bei industriellen Kunden folgen die Preise den Futures-Notierungen. Wettbewerb erfolgt daher über Zusatzdienstleistungen wie Portfoliomanagement. Preisunterschiede können eher dadurch erreicht werden, dass zu einem günstigen Zeitpunkt eingekauft wird, als durch einen Wechsel des Anbieters. Dennoch war das Jahr 2007 auch bei dieser Kundengruppe durch vergleichsweise viele Wechsler gekennzeichnet, was mit der erhöhten Aufmerksamkeit bei Industriekunden zusammenhängen dürfte.

2007 wurden die Allgemeinen Lieferbedingungen von sämtlichen Strom- und Gaslieferanten aufgrund der neuen rechtlichen (Mindest-)Anforderungen geändert. Durch die Anzeigepflicht bei der E-Control Kommission kam es zu erheblichen Verbesserungen in diesem Bereich für die Endkunden.

In Folge der von der Bundeswettbewerbsbehörde und der E-Control 2005 durchgeführten Branchenuntersuchung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft wurde im Juni 2006 ein Maßnahmenpaket zur Verbesserung des Wettbewerbs am österreichischen Strommarkt sowie ein entsprechendes unabhängiges Monitoring vereinbart. Das Paket enthält eine Reihe von Selbstverpflichtungen der Elektrizitätsunterneh-

men, die sowohl zu direkten Verbesserungen für die Elektrizitätskunden als auch zu einer verbesserten und kostengünstigeren Zusammenarbeit zwischen den Lieferanten und Netzbetreibern führen sollen.

Als wesentliche Maßnahmen der Wettbewerbsbelebung werden die Gleichbehandlung aller Lieferanten durch Netzbetreiber bei der elektronischen Übermittlung von Netzrechnungsdaten, die Verkürzung des gesamten Lieferantenwechselprozesses von acht auf sechs Wochen, die Unterlassung problematischer Preisanpassungen bei sogenannten All-inclusive-Verträgen, die Erstellung eines Verhaltenskodex für Lieferanten und die flächendeckende Verteilung eines Informationsblattes für Kunden festgelegt. Alle diese Maßnahmen waren im Laufe des Jahres 2007 umzusetzen. Das Monitoring über den Umsetzungsstand und die Einhaltung des Wettbewerbsbelebungs pakets wurde entgegen dem Vorschlag der Bundeswettbewerbsbehörde und der E-Control vom Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) durchgeführt und unter Zuhilfenahme eines Wirtschaftsprüfers ein Monitoring-Bericht vorgelegt. Wie aus diesem Bericht und den allgemeinen Aufsichtstätigkeiten der E-Control hervorgeht, haben sich einige Maßnahmen des Wettbewerbsbelebungs pakets in der Praxis bewährt. Andererseits gibt es bei der Forderung nach transparenten Rechnungen zwar Fortschritte, weitere Anstrengungen sind aber jedenfalls noch notwendig.³ Die E-Control wird sich daher künftig noch intensiver mit diesem Themenbereich auseinandersetzen.

In diesem Zusammenhang ist auf die unzureichenden regulatorischen Rahmenbedingungen hinzuweisen. Die Regulierungsbehörde kann die meisten notwendigen Maßnahmen nicht durchsetzen, da die innerösterreichische Umsetzung der europäischen Vorgaben keine effektiven Sanktionsmechanismen vorsieht.

³ Die Ablehnung einiger Forderungen der Regulierungsbehörden im Rahmen des Diskussionsprozesses zum Wettbewerbsbelebungs paket war absehbar, daher wurden einige wichtige Punkte ins Gesetz übernommen (zum Beispiel die Cent/kWh-Ausweisung des Energiepreises, die schriftliche Information über Preiserhöhungen plus Widerspruchsrecht usw.).

→ **Gasmarkt**

Entwicklung des Gas-Großhandelsmarktes

Die Abhängigkeit des österreichischen Gasgroßhandels von einem Anbieter bleibt bestehen. Für eine Diversifizierung der Anbieterstruktur sind die Erschließung neuer Beschaffungswege (Nabucco), TGL oder LNG-Importe notwendig.

Der Central European Gas Hub (CEGH), als Basis für eine Handelsplattform, kann seine Funktion, mehr Preistransparenz zu schaffen, bisher nicht erfüllen. Ob eine Beteiligung des größten Anbieters im langfristigen Gasgroßhandel (der Gazprom) am CEGH den weiteren Ausbau des Handelsplatzes beschleunigt, lässt sich derzeit noch nicht abschließend beantworten. Wesentliche Regulierungsaufgabe ist daher die Entwicklung einer effektiven Markt- und Börsenaufsicht, um das Vertrauen der Marktteilnehmer in den Handelsplatz unabhängig von der Eigentümerstruktur zu gewährleisten.

2007 wurden 6,9 Mrd. m³ (netto) Gas importiert und 1,8 Mrd. m³ aus heimischer Gasproduktion auf dem Großhandelsmarkt angeboten. Der Import und auch der Bezug von heimischen Anbietern erfolgt über langfristige Verträge. Die Verträge mit Gazexport/GWH wurden 2006 neu abgeschlossen und haben Laufzeiten bis 2027.

Größter Anbieter auf dem Großhandelsmarkt ist unverändert Gazexport (und über die Tochtergesellschaft GWH). Damit sind die Importpreise aus diesen Verträgen wesentlicher Indikator für die Preisentwicklung am Großhandelsmarkt. Diese Preise gehen in die Berechnung eines durchschnittlichen Importpreises ein, der von der Statistik Austria monatlich veröffentlicht wird.

2007 war geprägt von steigenden Großhandelspreisen, die vom Anstieg der Ölpreise induziert waren, da die Entwicklung der Gasgroßhandelspreise in den langfristigen Importverträgen an

die Ölpreisentwicklung gekoppelt ist. Von Jänner bis Mai 2007 sanken die Großhandelspreise um etwa 15%, seit Mai 2007 stiegen die Großhandelspreise wieder um 33% an. Insgesamt sind die Großhandelspreise im Jahr 2007 von Jänner bis Dezember um 15% gestiegen. Seit 2008 hat sich dieser Aufwärtstrend fortgesetzt und verstärkt.

Für den kurzfristigen Gashandel am Central European Gas Hub (CEGH) liegen nach wie vor keine Preisinformationen vor. Für 2008 ist die Einführung eines Preisindex geplant, damit eine wesentliche Funktion des Handelsplatzes, ein Preisbenchmark zu geben, erfüllt werden kann. Bisher haben nur die Auktionen der EconGas im Rahmen des Gas-Release-Programms eine gewisse Preistransparenz ermöglicht. Für die im Jahr 2007 durchgeführte Versteigerung soll der Startpreis bei 21,75 €/MWh, der Endpreis deutlich über 23 €/MWh gelegen haben.⁴

2007 wurden insgesamt 17,75 Mrd. m³ Gas am CEGH gehandelt; die physikalische Lieferung betrug 5,8 Mrd. m³.⁵ Das sind ca. 15% der Gesamtmengen, die 2007 über Baumgarten importiert wurden. Im Durchschnitt lag die Umschlagshäufigkeit (Churn Rate) bei 2,57 und im Vergleich zu anderen europäischen Gashubs im unteren Bereich. Die Handelsmengen und der physikalische Durchfluss zeigen höhere Sommermonatswerte an. 2008 ist ein Rückgang der Handelsmengen zu verzeichnen. Die Anzahl der registrierten und aktiven Händler hat in den Jahren 2007 und 2008 jedoch weiter zugenommen.

Von der Betreibergesellschaft Central European Gas Hub sind 2007 und 2008 einige Maßnahmen gesetzt worden, um den Gashub weiterzuentwickeln. Künftig ist die Aufnahme der Tätigkeit als Gasbörse geplant.

Der Betreiber des Gashub, Central European Gas Hub, ist eine Tochtergesellschaft der OMV Gas & Power GmbH. Der angekündigte Einstieg der Gazprom wird kartellrechtlich zu prüfen sein.

⁴ vgl. Energiate vom 4. Juli 2007: Econgas auktioniert Gas in Baumgarten, www.energate.de; Econgas hat Jahresverträge mit einer Lotgröße von 10 Mio. m³ und einem Fixpreis versteigert.

⁵ vgl. CEGH, CEGH Monthly Title Tracking Volume, www.gashub.at

Da Gazprom der wesentliche Lieferant in Baumgarten ist, wird das Engagement von den Marktteilnehmern kritisch gesehen. Aus Sicht der Regulierungsbehörde ist die Frage zu stellen, welchen Informationsvorsprung Gazprom durch die Beteiligung am Hub haben wird und welche Maßnahmen notwendig sind, um Transparenz und Vertrauen in den Handelsplatz zu erhalten. Daher ist die Entwicklung einer effektiven Marktaufsicht und Börsenaufsicht eine wesentliche Regulierungsaufgabe. In Österreich gibt es zur Zeit aufgrund der fehlenden gesetzlichen Basis keine hinreichend detailliert definierte Aufsichtsfunktion für den physischen Handel.

Marktintegration: Fortschritte und Probleme

Vor allem im Bereich der Infrastruktur (Transport und Speicher) bestehen nach wie vor Hemmnisse für die weitere Entwicklung eines regionalen Marktes in der Region Süd-Süd-Ost (SSO), zu der Österreich zählt. Verbesserungen können zum Beispiel durch die Einführung einer regionalen Koordinierungsstelle für Transport- und Speicherkapazitäten erreicht werden. Wichtig ist auch die Weiterentwicklung der kurzfristigen Handelsplätze, die Preistransparenz schaffen können. Die weitere Marktintegration ist nach wie vor Schwerpunkt der regionalen Tätigkeit der Regulierungsbehörde, die diesbezüglich hohe Erwartungen an die zügige Umsetzung des derzeit verhandelten Dritten Richtlinienpakets setzt.

Erklärtes Ziel der Regionalen Initiative Süd-Süd-Ost ist es, die Haupthindernisse für den Wettbewerb zunächst auf regionaler Ebene aufzuzeigen und in weiterer Folge durch eine verstärkte Zusammenarbeit der benachbarten Regulatoren abzubauen. Der Schwerpunkt der regionalen Zusammenarbeit liegt darin, den Netzzugang auf den Haupttransitrouten durch die Region zu verbessern, um den kurzfristigen Gashandel an den Leitungsknoten zu erleichtern. Es wurde ein Kooperationsabkommen der Regulierungsbehörden unterzeichnet, um künftig alle grenz-

überschreitenden Regulierungsthemen miteinander abzustimmen. So wurde beispielsweise bereits die Entscheidung für die regulatorische Behandlung der Nabucco-Gaspipeline im Netzwerk koordiniert. Auch wurde vereinbart, die Netzzugangsbedingungen für grenzüberschreitende Transporte zwischen den einzelnen Ländern aufeinander abzustimmen. Ein erster Erfolg ist, dass bereits 80% aller Fernleitungsnetzbetreiber eine standardisierte Plattform für nicht genutzte Transportkapazitäten anbieten.

Als Hemmnisse für die weitere Entwicklung eines regionalen Marktes in der Region SSO werden jedoch die immer noch vorhandene Intransparenz im Bereich der Transportnetze (verfügbare Informationen über Tarife und Zugangsregeln), unzureichender Speicherzugang (Informationen über verfügbare Speicherkapazitäten und Speichernutzung), das Fehlen marktbasierter Ausgleichsenergiesysteme, geringe Liquidität an den zwei Hubs (CEGH in Baumgarten und PSV in Italien) sowie die fehlende Standardisierung der IT-Systeme angesehen. In der Region SSO sind mehr als 15 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) tätig, sodass Händler, die in der gesamten Region tätig sind, für jeden ÜNB das jeweilige System installieren müssen, was mit hohen Kosten verbunden ist.

Verbesserungen sollen erreicht werden durch die Einführung einer regionalen Koordinierungsstelle für Transport- und Speicherkapazitäten, einheitliche Informations- und Kommunikationssysteme, die Einführung eines regionalen Preisindex sowie eines regionalen Ausgleichsenergiemarktes, der entweder von EEX oder vom CEGH organisiert werden soll. Eine weitere wesentliche Maßnahme ist die Behebung der Engpässe an den Grenzüberttrittspunkten und der Abschluss grenzüberschreitender Verträge, sogenannter Interconnection Point Agreements (IPA) bzw. Operational Balancing Agreements (OBA).

Wettbewerbsintensität im Gasendkundenmarkt auf geringem Niveau

Die Aktivitäten der Anbieter und der Endkunden als Nachfrager (Wechselverhalten) waren 2007 kaum merklich. Auch Preisbewegungen waren kaum zu beobachten. Dagegen ist steigendes Interesse von ausländischen Gashändlern an der Teilnahme am Bilanzgruppenmodell und damit am Markteintritt in den österreichischen Markt zu verzeichnen.

Die Wechselquote der Gaskunden lag im Jahr 2007 bei 0,6% und ist nach wie vor auf einem sehr geringen Niveau. Die Wechselaktivität der Haushaltskunden ist dabei mit 0,5% am geringsten, die Industriekunden (gemessene Kunden) wechselten zu 4,9% den Anbieter.

2007 sind keine neuen Lieferanten auf den Markt gekommen. Auch Produktinnovationen sind im Haushaltskundenmarkt nicht zu beobachten. Die Marktkonzentration ist unverändert hoch, zudem weisen viele Gasunternehmen untereinander Verflechtungen auf.

Bei der Entwicklung der Gaspreise für Endkunden ist eine Spreizung zwischen Kunden, die keine ölpreisindexierten Verträge haben, nämlich Haushalts- und Kleinkunden, und Industriekunden mit ölpreisindexierten Verträgen zu verzeichnen. Während Industriekunden eine deutliche Preissteigerung in der zweiten Hälfte 2007 hinnehmen mussten, sind die Preise für die Haushalts- und Kleinkunden nur gering gestiegen oder zum Teil sogar gesenkt worden. Insgesamt gab es bei den Produkten in dieser Kundengruppe im Jahr 2007 nur geringe Preisbewegungen.

Um auf dem österreichischen Markt tätig zu werden, müssen Gashändler und -lieferanten entweder einer Bilanzgruppe beitreten oder eine eigene Bilanzgruppe gründen. In den Jahren 2007 sowie 2008 ist ein Anstieg der Neugrün-

dungen von Bilanzgruppen zu verzeichnen. Diese Neugründungen sind zum Teil Handelsbilanzgruppen, das heißt, es werden keine Endkunden versorgt, aber auch kommerzielle Bilanzgruppen mit Endkundenversorgung. Damit ist ein erster Schritt für den Markteintritt neuer Anbieter festzustellen.

→ Hohe Versorgungssicherheit in Österreich

Der geplante Ausbau der Infrastruktur verbessert die Versorgungssituation in Österreich. Für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ist bei Infrastrukturprojekten eine Straffung der Genehmigungsverfahren notwendig.

Im Strommarkt wurden für die kommenden Jahre bis 2016 Kraftwerksinvestitionen von 6.441 MW in einem Wert von etwa 4 Mrd. Euro angekündigt. Zwei Drittel sind thermische Kapazitäten und ein Drittel Wasserkraftwerke; mit wesentlichen Kraftwerksschließungen wird nicht gerechnet. Weitere 1.300 MW dürften an Wind- und Biomasseanlagen errichtet werden. Insgesamt hätte Österreich bei Realisierung aller Projekte im Jahr 2016 eine installierte Kraftwerksleistung von 26.810 MW bei einer Jahresspitze von etwa 12.200 MW. Die Regulierungsbehörde geht deshalb davon aus, dass Österreich in den nächsten zehn Jahren keine Versorgungsengpässe haben wird.

Für die nachhaltige Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ist aber wie bei den Transportnetzen ebenfalls eine Straffung und Beschleunigung der Genehmigungsverfahren erforderlich. Viele der angekündigten Projekte haben erst die notwendigen Genehmigungen zu beantragen, sodass vor allem bei Großprojekten wie Wasserkraftwerken die tatsächliche Realisierung und vor allem der Zeitpunkt ungewiss sind.

Im Gasmarkt konnte nach einer mehrjährigen Planungsphase, bei der verschiedene Ausbaularien untersucht wurden, nach dem Abschluss von multilateralen Verträgen ein überregionaler Netzausbau sichergestellt werden.

→ **Positive Weiterentwicklung der Infrastruktur**

Der geplante Ausbau der Infrastruktur verbessert die Versorgungssituation in Österreich.

Das Jahr 2007 war für den Ausbau des österreichischen Stromtransportnetzes besonders wichtig, da eine endgültige Entscheidung über die Steiermarkleitung die längst fällige Verstärkung der innerösterreichischen Nord-Süd-Verbindung ermöglicht hat. Die öffentlichen Verfahren haben dabei gezeigt, dass eine Straffung der Verwaltungsverfahren hin zur Genehmigung prioritärer Infrastruktur unbedingt notwendig ist. Eine Verknüpfung der Genehmigungsverfahren mit den im Dritten Paket angedachten Zehnjahres- Investitionsplänen könnte unter anderem auch eine wesentliche Verbesserung bringen. Von größter Bedeutung wäre aber eine Straffung der innerösterreichischen Bestimmungen für Genehmigungsverfahren.

Im Gasmarkt konnte durch die Weiterentwicklung des Netzzugangsmodells und der Regelungen für den Kapazitätsausbau die Planungs- und Investitionssicherheit der Netzbetreiber, aber auch der Netznutzer verbessert werden.

Die Umsetzung der Richtlinie 2003/55/EC und der Verordnung (EG) 1775/2005 in nationales Recht (Novelle 2006 zum Gaswirtschaftsgesetz⁶) hat die Zugangsbedingungen zu den Gastransitleitungen verbessert, indem Tarifregulierung und Transparenzerfordernisse eingeführt wurden. Die Allgemeinen Bedingungen der Transitunternehmen müssen nun der E-Control vorgelegt werden.

Der Bescheid der Ausnahmegenehmigung für die geplante Nabucco-Leitung ist die regulatorische Grundlage für die notwendige Investitionssicherheit dieser Leitung. Die E-Control sieht den Netzausbau über die Nabucco-Leitung als wesentlich für die Diversifizierung der Gasquellen für den österreichischen und europäischen Gasmarkt an.

Strommarkt – überfälliger Infrastrukturausbau genehmigt

Das seit 2006 in Kraft befindliche System der Anreizregulierung für Verteilnetzbetreiber hat zu einer Stabilisierung der Netztarife geführt. Senkungen bei den Netzbetriebskosten wurden im Wesentlichen durch Steigerungen der Kosten für Netzverluste ausgeglichen. Die Qualität des Verteilungsnetzes ist im europäischen Vergleich sehr gut (Ungeplante Versorgungsunterbrechungen – ASIDI zuletzt 2007: 44,5 min/a ungeplante Ausfälle).

Das Transportnetz umfasst 17.335 km (110 bis 380 kV). Derzeit stehen 116 Ausbauprojekte an, deren wichtigste insbesondere die Verbindung Nord- und Südösterreichs verbessern sollen. Mit einer Inbetriebnahme der ersten zusätzlichen Nord-Süd-Leitung in der Steiermark ist 2009 zu rechnen. Damit sollten künftig die jährlichen Kosten von zuletzt 17 Mio. Euro für Engpass-Managementmaßnahmen entfallen.

Netzengpässe zu Tschechien, Ungarn, Slowenien, Italien und der Schweiz wurden weiterhin mittels expliziter Auktionen bewirtschaftet, wobei in Österreich die Erlöse teilweise zweckgebunden rückgestellt und teilweise tarifmindernd angesetzt wurden. Die gemeinsame lastflussbasierte Berechnung der Kapazitäten an den österreichisch/tschechischen/ungarischen/slowenischen Grenzen sollte ab 2009 zu einer Optimierung der Nutzung bestehender Infrastruktur führen. Die Vergabe soll über ein Auktionsbüro in Freising (Deutschland) erfolgen.

⁶ Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006, BGBl. I 106/2006

Verbesserungen im Regulierungsregime für Gasinlandtransport und Gastransit

Weiterentwicklung des Netzzugangsmodells und Kapazitätsausbau

Im Inlandtransport wurde das Netzzugangsmodell weiterentwickelt, um Planungssicherheit für Netzbetreiber und Netzbenutzer zu schaffen und somit den erforderlichen Netzausbau zu unterstützen.

Am 1. April 2007 wurden die Änderungen der GWG-Novelle bezüglich der Kapazitätsverwaltung an den Einspeisepunkten umgesetzt. Versorger können seitdem Kapazitäten für grenzüberschreitende sonstige Transporte von Erdgas und für grenzüberschreitende Transporte von Erdgas von einem Einspeisepunkt in die Regelzone zu einem Ausspeisepunkt aus der Regelzone (zusammengefasst unter „Sonstige Transporte“) beantragen. Die zugehörige Verordnung ist im Oktober 2007 in Kraft getreten und hat damit die Grenzüberschreitende Transport-Verordnung außer Kraft gesetzt. Bisher war im Anlassfall eine fallweise Berechnung der Tarife (geregelt im GWG) notwendig, sodass Unsicherheit über die anfallenden Kosten bestand.

Mit der Verankerung des § 19a (2a) GWG wurden Anreize für erforderliche Investitionen in die Transportinfrastruktur geschaffen. Durch den im GWG definierten Kapazitätserweiterungsantrag gehen Netzbenutzer und Netzbetreiber eine wechselseitige Verpflichtung zwecks besserer Planbarkeit von Investitionen und Transportleitungen ein. Durch den Abschluss der Netzausbaupverträge zwischen Netzbetreibern und AGGM (Regelzonenführer) sowie den Kapazitätserweiterungsverträgen zwischen Endkunden/ Netzbetreibern bzw. Versorgern und AGGM wird sichergestellt, dass die Maßnahmen der Langfristplanung in einem absehbaren Zeitraum umgesetzt werden.

Mit der Genehmigung der entsprechenden Projekte in der langfristigen Planung durch die E-Control Kommission erhält der Netzbetreiber die Zusicherung, dass die Investitionen über regulierte Tarife finanziert werden. Der Netzbetreiber und der Endkunde bekommen Sicherheit für geplante Projekte. Jene Netzkunden, die den Kapazitätsbedarf angemeldet haben, müssen daher entsprechende Kapazitätserweiterungsverträge mit den Netzbetreibern abschließen, um den Netzausbau auch vertraglich abzusichern.

Ein wesentlicher Schritt ist der beschlossene Ausbau der „Südschiene“: OMV Gas GmbH, EVN Netz GmbH erweitern ihre Leitungssysteme in Richtung Süden und Westen und die Gasnetz Steiermark GmbH ab dem Semmering in Richtung Süden.

Zugangsbedingungen zu Transitleitungen

Mit der Novelle 2006 zum Gaswirtschaftsgesetz⁷ sind Bestimmungen zur Tarifierung von grenzüberschreitenden Transporten per 1. Jänner 2007 in Kraft getreten. In Umsetzung der Richtlinie 2003/55/EC und der Verordnung (EG) 1775/2005 sind Fernleitungsunternehmen bzw. Inhaber von Transportrechten verpflichtet, Zugang zu ihren Netzen nur auf Basis von Tarifen zu gewähren, die dem Grundsatz der Kostenorientierung und der Nichtdiskriminierung entsprechen. Die Methoden zur Berechnung der Tarife müssen ex ante von der Energieregulierungsbehörde (E-Control Kommission) genehmigt werden. Im Oktober 2007 hat die E-Control Kommission erstmals die Methoden der OMV Gas GmbH, der BOG GmbH und der TAG GmbH genehmigt. Die Methoden sehen eine kontinuierliche Senkung der Tarife über die nächsten Tarifperioden bei gleichzeitigem Kapazitätsausbau vor.

Durch die erstmalige Genehmigung der Methoden durch die Regulierungsbehörde kommt es bei den Tarifen der OMV Gas GmbH zu einer Senkung von rund 9,2%, die der Baumgarten-

7 Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006, BGBl. I 106/2006

Oberkappel GmbH (BOG) verringern sich um rund 8,3% und die Tarife für grenzüberschreitende Transporte der Trans-Austria Gasleitungs-GmbH (TAG) wurden um rund 4,5% gesenkt. Auch für die geplante Tauerngasleitung (TGL) wurde eine Tarifmethode genehmigt. In den Tarifmethoden verpflichten sich die Netzbetreiber dazu, den Kapazitätsbedarf auszuschreiben und bedarfsgerecht ihr Fernleitungsnetz zu erweitern. Die Methoden enthalten auch angemessene Investitionsanreize für die Netzbetreiber. So darf ein Teil der Umsatzerlöse für Netzausbaumaßnahmen bereitgehalten werden, andernfalls ist die Reserve tarifreduzierend nach vier Jahren aufzulösen. Weiters wurde mit 1. Oktober 2007 auch eine Verordnung der E-Control Kommission in Kraft gesetzt, die einen Briefmarkentarif für grenzüberschreitende Transporte aus Inlandsproduktionen, Speicheranlagen und grenzüberschreitende Transporte durch das Inlandsystem festlegt.

Durch Verfahren gegen OMV Gas GmbH, TAG GmbH und BOG GmbH konnte die Transparenz verbessert und eine vollständige Veröffentlichung aller Informationen entsprechend der Verordnung (EG) 1775/2005 erreicht werden. Nach Abschluss der Verfahren veröffentlichen die Unternehmen nunmehr alle Informationen entsprechend der Verordnung (EG) 1775/2005 auf ihren Webseiten.⁸

Da ein Großteil der Kapazitäten auf den Transitleitungen auf Basis langfristiger Transportverträge vergeben ist, kommt dem nicht diskriminierenden und transparenten Handel der Kapazitäten große Bedeutung zu. Mit der Novelle 2006 zum Gaswirtschaftsgesetz sind Bestimmungen zum Handel von ungenutzten Transportkapazitäten per 1. Jänner 2007 in Kraft getreten,⁹ wonach jeder Transportkunde die von ihm nicht genutzte kommittierte Transportkapazität über die zentrale Handelsplattform, welche von OMV Gas GmbH auf ihrer Webseite betrieben wird, Dritten anzubieten hat. Die E-Control hat gegen einige Transportkunden wegen Nichteinhaltung dieser

Bestimmungen rechtliche Verfahren eingeleitet und festgestellt, dass in einigen Fällen der Verpflichtung, nicht genutzte Kapazitäten auf der Handelsplattform transparent zu machen, nicht nachgekommen wurde.

Ausnahmegenehmigungen für neue Infrastrukturen

Seit dem Inkrafttreten der Novelle zum Gaswirtschaftsgesetz im Jahr 2006 ist die E-Control Kommission gemäß § 20a GWG dafür zuständig, über Anträge auf Ausnahme von gewissen Bestimmungen des bestehenden regulatorischen Regimes (zum Beispiel Zugang zu Infrastrukturen, Nutzungsentgelte etc.) für größere neue Infrastrukturen zu entscheiden. Neue Infrastrukturen im Sinne des § 6 Z 39 GWG umfassen grenzüberschreitende Fernleitungen und Speicheranlagen. 2007 wurden derartige Ausnahmeanträge für die Nabucco-Pipeline und für den Erdgasspeicher Haidach bei der E-Control Kommission eingereicht.

Mit Bescheid der E-Control Kommission vom 24. Oktober 2007 wurde der [Nabucco Gas Pipeline International GmbH](#) eine Ausnahme-genehmigung für den österreichischen Abschnitt der Nabucco-Pipeline unter Vorschreibung bestimmter Auflagen gewährt. Für diese Entscheidung, die den Regulierungsrahmen für 25 Jahre absichert, waren folgende Voraussetzungen maßgeblich:

- ein „One-Stop-Shop-Netzzugang“ von der Ostgrenze der Türkei bis Baumgarten, der es dem Transportkunden erlaubt, mit einem Vertrag durch fünf Länder zu transportieren;
- die Durchführung einer öffentlichen Kapazitätsausschreibung („Open Season“) zur Feststellung des tatsächlichen Marktbedarfs bei gleichzeitiger Verpflichtung, die Kapazitäten gemäß Bedarfsanmeldungen auch auszubauen;
- mindestens 10% der Leitungskapazitäten im Rahmen von kurzfristigen Transportverträgen anzubieten;

⁸ vgl. www.omv.com, www.taggmbh.at, www.bog-gmbh.at

⁹ siehe § 31e Abs. 7 Gaswirtschaftsgesetz

- Regelungen für die Nichtnutzung von Kapazitäten sowie die Einrichtung einer Handelsplattform für den Sekundärmarkt;
- eine Genehmigung der Allgemeinen Transportbedingungen durch die Regulierungsbehörde;
- Änderung der mit dieser Entscheidung genehmigten Tarifmethoden bereits nach 20 Jahren, wenn die Tarife um 10% höher sind als in vergleichbaren Systemen;
- Verpflichtung des Managements der Nabucco Gas Pipeline International GmbH, Entscheidungen unabhängig von den Eigentümerinteressen auszuüben.

Die Diversifizierung der Gasquellen für den europäischen Gasmarkt ist zur langfristigen Sicherstellung der Versorgung wesentlich, da sich die regionale Konzentration der Gasproduktion und der verbleibenden Reserven auf Gebiete außerhalb der EU in den nächsten Jahrzehnten weiter erhöhen wird. Die Erschließung neuer Gasquellen aus dem Kaspischen Raum und dem Mittleren Osten sowie aus Nordafrika durch den Aufbau einer Transportinfrastruktur, für die die Nabucco-Pipeline die Grundlage bietet, kann daher einen wesentlichen Beitrag für die langfristige Sicherung der Erdgasversorgung Europas darstellen.

Um eine weitgehend einheitliche Ausnahmentscheidung für die gesamte Nabucco-Pipeline zu erreichen, erfolgte die Entscheidung der E-Control in enger Abstimmung mit den betroffenen Regulierungsbehörden in der Türkei, in Bulgarien, Rumänien und Ungarn. Der Bescheid der E-Control Kommission wurde Ende Oktober 2007 der Europäischen Kommission übermittelt. Diese hat ihrerseits eine Aufforderung zur Abänderung vorgenommen, welcher auch im April 2008 nachgekommen wurde. Zwischenzeitlich ist nun ein neuer Antrag auf Verlängerung der Ausnahme eingelangt.

Das Projekt [Erdgasspeicher Haidach](#) umfasst die Nutzung des ehemaligen Erdgasfeldes Haidach im Grenzgebiet von Oberösterreich und Salz-

burg als Porenspeicher. Das Projekt soll in zwei Ausbaustufen realisiert werden, die jeweils ein Arbeitsgasvolumen von 1,2 Mrd. m³ und eine maximale Einspeise- bzw. Entnahmeleistung von 500.000 m³/h aufweisen. Die erste Ausbaustufe ist bereits seit Juli 2007 in Betrieb, die Umsetzung der zweiten Ausbaustufe ist bis Mitte 2011 geplant. Die Errichtung und der technische Betrieb der Speicheranlage erfolgen durch die Rohölaufsuchungs AG (RAG). Die Nutzungsrechte der Speicherkapazitäten haben die OOO Gazprom Export (2/3) und die Wingas GmbH (1/3), die beide als Speicherunternehmen auftreten.

Wingas vermarktet seit 2007 ihre Speicherkapazitäten gemäß den geltenden rechtlichen Bestimmungen für Speicherunternehmen (§§ 39 bis 39d GWG). OOO Gazprom Export hat angekündigt, im Oktober 2008 ein Allokationsverfahren für lang-, mittel- und kurzfristige Kapazitäten auch für die Ausbaustufe 2011 zu starten.

→ **Unbundling unzureichend**

Die österreichischen Unternehmen haben das Unbundling entsprechend den wenig konkreten und wenig ambitionierten österreichischen gesetzlichen Vorgaben in der Mehrzahl nur formell umgesetzt. Der unabhängig agierende Netzbetreiber als Garant für ein neutral gegenüber allen Lieferanten auftretendes Stromnetz blieb deshalb auch im Jahr 2007 die Ausnahme.

Zur Kontrolle der Entflechtungsmaßnahmen wurden im Strommarkt die regionalen Landesbehörden, im Gasmarkt die Regulierungsbehörde verpflichtet. Nach der Angabe der Länder, die auch Eigentümer der wesentlichen regulierten Unternehmen sind, liegen keine Hinweise für Gesetzesverletzungen bei den Stromnetzbetreibern vor. Dies ist aber eine eher generelle optimistische Einschätzung von Seiten der Eigentümer der Landesgesellschaften. Konkrete Überprüfungen in den einzelnen Unternehmen wurden hier

nicht durchgeführt. Nach Ansicht der Regulierungsbehörde sind weder die gesetzlichen Vorgaben noch die zu treffenden Überprüfungsmaßnahmen ausreichend, um proaktiv Entflechtung zu realisieren. Dies zeigt sich auch an der ungenügenden Ausstattung fast aller Netzbetreiber mit physischen und finanziellen Ressourcen. So verfügt nur einer der 13 großen Stromverteilernetzbetreiber über eigenes Anlagevermögen und überwiegend eigenes Personal. Die Unternehmen haben damit nicht wirklich voll funktionierende, eigenständige Netzgesellschaften gegründet, die ihre Geschäfte unabhängig führen können.

Der Gesamtbericht der E-Control zu den Gleichbehandlungsberichten der Gasnetzbetreiber von 2006 zeigt, dass es im Vergleich zum letzten Bericht zu einigen Verbesserungen gekommen ist. Trotzdem besteht weiterhin wesentlicher Nachbesserungsbedarf, um die Ziele der Gas-Binnenmarkttrichtlinie zu erreichen.

Die unzureichende Trennung der integrierten Unternehmen in personeller und organisatorischer Hinsicht und die weitgehend fehlende Differenzierung zwischen Netzbetreiber und Lieferant im öffentlichen Auftritt trägt dazu bei, dass Kunden weiterhin zwischen den Aufgaben der Netzbetreiber und des Lieferanten kaum unterscheiden können (unter anderem durch gleichen Marktauftritt, dieselben Unternehmensnamen, gemeinsame Unternehmenskommunikation) und daher künstliche Wechselbarrieren geschaffen werden.

Der Schutz der wirtschaftlich sensiblen Daten ist ein weiterer wesentlich ungelöster Punkt. Die Definition dieser Daten in den Gleichbehandlungsprogrammen sollte als erster Schritt zur Entwicklung von Datenzugriffskonzepten erfolgen. Dies wurde von den Unternehmen nur teilweise umgesetzt. Nur ein Unternehmen konnte ein schriftliches Datenzugriffskonzept vorlegen, durch das der Schutz sensibler Daten dokumentiert und nachvollzogen werden kann.

Der nächste Berichtszeitraum (Gasjahr 2007) wird erstmals auch Inhaber von Transportrechten umfassen. In inhaltlicher Hinsicht dürfte insbesondere die Abgrenzung des Begriffs „wirtschaftlich sensible Daten“ sowie die Beschränkung des Zugriffs von Vertrieb und Handel auf Netzdaten neuerlich einen Schwerpunkt des Berichts bilden.

→ Notwendige Maßnahmen für nachhaltigen Wettbewerb

Auch wenn die bisherigen Maßnahmen Verbesserungen bewirkt haben, sind für die Sicherung eines nachhaltigen Wettbewerbs weitere Maßnahmen, und insbesondere auch Veränderungen im Regulierungsrahmen, notwendig.

Kompetenzen zum effektiven Monitoring des Wettbewerbsbereiches

Derzeit werden der E-Control in organisierter Weise nur statistische Daten zur Verfügung gestellt, die aus Datenschutzgründen nicht als Grundlage von Marktanalysen oder für die Einleitung eines Missbrauchsverfahrens herangezogen werden dürfen. Die Regulierungsbehörde sollte daher die Möglichkeit haben, in transparenter Weise (zum Beispiel durch eine Verordnung) eine Marktüberwachung aufzubauen und periodisch der allgemeinen Wettbewerbsbehörde (Bundeswettbewerbsbehörde) zu berichten.

Effektivere Sanktionen bei missbräuchlichem Verhalten

Der Regulierungsbehörde stehen keine wirksamen Sanktionsmöglichkeiten bei missbräuchlichem Verhalten zur Verfügung. Bei Gesetzesübertretungen besteht in der Regel nur die Möglichkeit einer Anzeige bei der zuständigen Bezirkshauptmannschaft, die eine maximale Verwaltungsstrafe von 50.000 Euro verhängen kann.

Der Strafrahen sollte in Zukunft in Relation zur Unternehmensgröße, das heißt des Umsatzes festgelegt werden.

Kompetenzen zur Vereinfachung und Beschleunigung des Lieferantenwechsels

Trotz mühevoller Verhandlungen mit den Marktteilnehmern und einiger Verbesserungen ist der Lieferantenwechsel immer noch zu langsam und aufwendig in der Handhabung. Bestimmte Vermarktungsschienen sind deshalb in Österreich nicht oder nur bedingt möglich (zum Beispiel Online-Vertragsabschlüsse, dezentrale Kundenakquisition...)

International erfolgreich erprobt ist etwa die verpflichtende Schaffung einer „Zählpunktsdatenbank“ (ein Verzeichnis aller Strom- und Gas-kunden), in der die Lieferverhältnisse abgebildet werden. Damit kann ein Lieferantenwechsel einfach und schnell erfolgen und alle Marktteilnehmer werden über diese Datenbank über die aktuellen Verhältnisse informiert. Dadurch könnte, ähnlich wie bei Mobiltelefonen, der Lieferantenwechsel innerhalb weniger Tage kostengünstig erfolgen.

Weitere Maßnahmen auf europäischer Ebene

Wie die regionalen Initiativen zeigen, ist die Marktintegration noch mangelhaft. Dies ist auch auf den zurückhaltenden Netzausbau zurückzuführen, unter anderem aufgrund fehlenden Unbundlings und damit dem weiter bestehenden Anreiz, durch Zurückhaltung beim Netzausbau die eigenen Absatzmärkte abzuschotten. Dies hat in Österreich zum Beispiel zur Folge, dass zusätzliche Gaslieferungen in Südösterreich nicht mehr gewährleistet werden können. Die großen Gasversorger der EU sind durchwegs in vorgelegerten Ländern an den Transport- und Transitleitungen beteiligt. Wenn diese Unternehmen einen Ausbau verhindern oder verzögern, geht

dies nicht nur zu Lasten der eigenen Kunden, sondern auch jener in den Transitländern.

Bei elektrischer Energie sind die Konsequenzen nicht derart unmittelbar spürbar, da Strom oftmals auch über Umwege ins Zielland fließt. Der fehlende Netzausbau und die seit Jahren immer noch unzureichende Koordination der Übertragungsnetzbetreiber (zum Beispiel bei der Berechnung der Netzkapazitäten, wo aus gegenseitigem Misstrauen kein voller Informationsaustausch erfolgt) führen aber auch bei Strom sogar zu teils sinkenden Übertragungskapazitäten an den Grenzen mit unmittelbaren negativen Auswirkungen auf die Strompreise und zu umfangreichen ungeplanten Stromflüssen, die die Versorgungssicherheit zunehmend gefährden.

Wege zu einer Marktintegration und Nicht-diskriminierung, die den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit stärken, hat die EU-Kommission in ihrem Dritten Richtlinienpaket vorgeschlagen. Der aktuelle Rechtsrahmen auf europäischer Ebene kann in der Praxis bis heute nicht garantieren, dass neue Marktteilnehmer von einer Gleichbehandlung ausgehen können. Wesentliche Elemente des Dritten Gesetzespakets sind daher effektives Unbundling der Übertragungs- und Fernleitungsnetze bevorzugt durch eine eigentumsrechtliche Trennung oder aber durch die Bestellung eines unabhängigen Systembetreibers (ISO), verpflichtende Zusammenarbeit der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber, bessere regionale Kooperation, Schutz europäischer Interessen sowie verstärkte Kundenrechte. Nicht gelöst oder auch nur andiskutiert durch das Dritte Paket ist die Frage, wie künftig die Marktaufsicht in regionalen Märkten organisiert sein soll.

Österreich ist aufgrund seiner zentralen Lage in Europa von allen Unzulänglichkeiten der bestehenden Regelungen besonders betroffen. Daher begrüßt die E-Control grundsätzlich die von der EU-Kommission vorgeschlagenen Maßnahmen.



Regulierung und Erfolge auf dem Strommarkt 2007

→ **Grenzüberschreitende Kapazitäten und Engpassmanagement-Mechanismen**

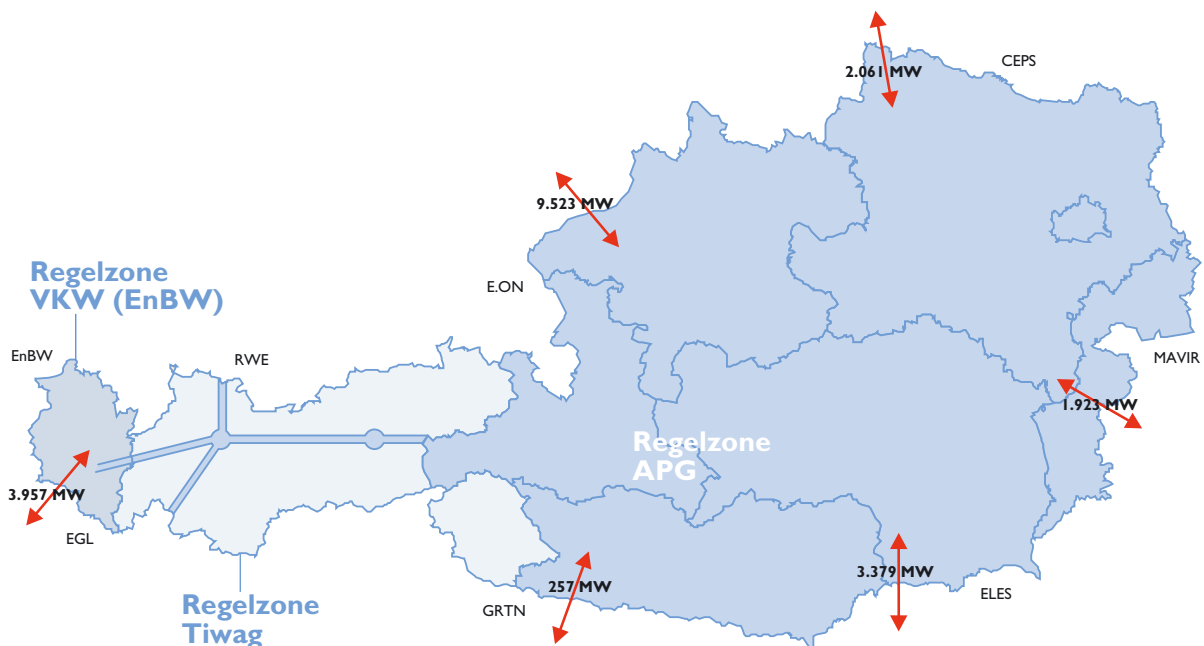
Abbildung 2 zeigt die technisch installierten Übertragungsnetzkapazitäten an den Grenzübergangspunkten zwischen dem österreichischen Übertragungsnetz und den angrenzenden Netzen. Die Engpasssituationen zu den benachbarten Märkten haben sich für Österreich im Jahr 2007 nicht wesentlich verändert. Die deklarierten Engpässe zu Tschechien, Ungarn, Slowenien, Italien und der Schweiz werden nach wie vor mittels expliziter Auktionen bewirtschaftet. Für alle Grenzen werden bilateral koordinierte gemeinsame Vergaben durchgeführt. Die verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazitäten haben sich mit Tschechien und Ungarn in den jeweils bevorzugten Handelsrichtungen erhöht, an den anderen Grenzen sind sie weitgehend unverändert geblieben. Für die Schweizerische Grenze

erfolgt die Ermittlung der verfügbaren Kapazitäten auf Schweizer Seite, aus österreichischer Sicht bestehen keine Engpässe.

Im Sinne der Verordnung 1228/2003 und der Engpassmanagement-Leitlinien erscheinen noch weitreichendere Schritte zur Verbesserung der Engpassmanagementmechanismen in der Region Central Eastern Europe (CEE) und Central Southern Europe (CSE) erforderlich. Dies betrifft die erforderlichen Koordinierungsmaßnahmen zur Verwendung eines gemeinsamen Netzmodells, regionenweit gemeinsame und einheitliche Vergaben und einheitliche Kontaktstellen und Vertragsbedingungen für Marktteilnehmer. Konkrete Entwicklungsschritte dazu befinden sich im Rahmen der ERGEG Electricity Regional Initiatives in Ausarbeitung. Für die Grenzen mit Tschechien, Ungarn und Slowenien ist durch die involvierten TSOs ein gemeinsames Auktionsbüro

→ **Technisch installierte grenzüberschreitende Kapazitäten im Übertragungsnetz**

Abbildung 2



Quelle: UCTE 2006

→ Netzkapazität – für 2008 auf Jahresbasis marktbasiert vergeben

Tabelle 3

	Jahreskapazität 2008 in MW
Österreich – Schweiz	130
Schweiz – Österreich	450
Österreich – Slowenien baseload	200
Österreich – Slowenien peakload	50
Slowenien – Österreich baseload	350
Slowenien – Österreich peakload	300
Österreich – Ungarn	300
Ungarn – Österreich baseload	200
Ungarn – Österreich peakload	150
Österreich – Tschechien	300
Tschechien – Österreich	200
Österreich – Italien	182
Italien – Österreich	70

Quellen: Homepages der Netzbetreiber, eigene Auswertungen

in Deutschland in Gründung. Durch dessen Etablierung sollen im Jahr 2009 auch die gesetzlich erforderlichen Funktionen zur lastflussbasierten Kapazitätsberechnung und Vergabe umgesetzt werden. Ähnliche Entwicklungen werden auch in der Region CSE vorangetrieben.

In Österreich werden neben verstärkter organisatorischer Koordination mit benachbarten Netzbetreibern auch Netzinvestitionen getätigt, die konkret zur Verbesserung der Netzbetriebsicherheit, aber auch zur stärkeren Marktintegration beitragen sollen. Nach Erteilung der erforderlichen Behördengenehmigungen wurde 2007 mit dem Ausbau des 380-kV-Ringes (Steiermarktleitung) begonnen. Dadurch soll in Einklang mit Artikel 1.7 der Engpassmanagement-Leitlinien eine intern bestehende Engpasssituation langfristig behoben werden. Die Inbetriebnahme kann nach derzeitigem Stand 2009 erfolgen. Die Verbindungsleitungen mit Tschechien werden im Herbst 2008 durch ein zweites 380-kV-System verstärkt. Die Investitionen in die Steiermarktleitung erfolgen teilweise aus Erlösen aus den Auktionen der grenzüberschreitenden Kapazi-

täten. Damit wird den Vorgaben von Artikel 6 der Verordnung (EC) 1228/2003 betreffend die Verwendung der Auktionserlöse gefolgt. Dort ist vorgesehen, dass die Erlöse für die Gewährleistung der Verfügbarkeit bestehender Kapazitäten (zum Beispiel durch Kraftwerksredispatch), die Schaffung neuer Kapazitäten (zum Beispiel Ausbau von Leitungsinfrastruktur) oder zur Reduktion von Netztarifen verwendet werden dürfen. 2007 betragen die Erlöse an den österreichischen Grenzen insgesamt etwa 44 Mio. Euro. Davon wurde knapp die Hälfte für Maßnahmen zur Gewährleistung der Verfügbarkeit bestehender Kapazitäten eingeplant, tatsächlich waren die Aufwendungen dafür aber geringer. Die verbleibenden Mittel flossen in Neuinvestitionen bzw. wirkten reduzierend bei der Netztariffestlegung (Tabelle 3).

Es ist zu erwarten, dass durch die erwähnten Neuinvestitionen die verfügbaren Kapazitäten an den Grenzen im Osten Österreichs erhöht werden können.

→ Übertragung und Verteilung

Übersicht über das Stromnetz

Ende 2006 betrug die gesamte Leitungslänge des österreichischen Stromnetzes 17.335 km, davon 96,4% Freileitungen und 3,6% Kabelleitungen

→ Systemlängen des österreichischen Stromnetzes

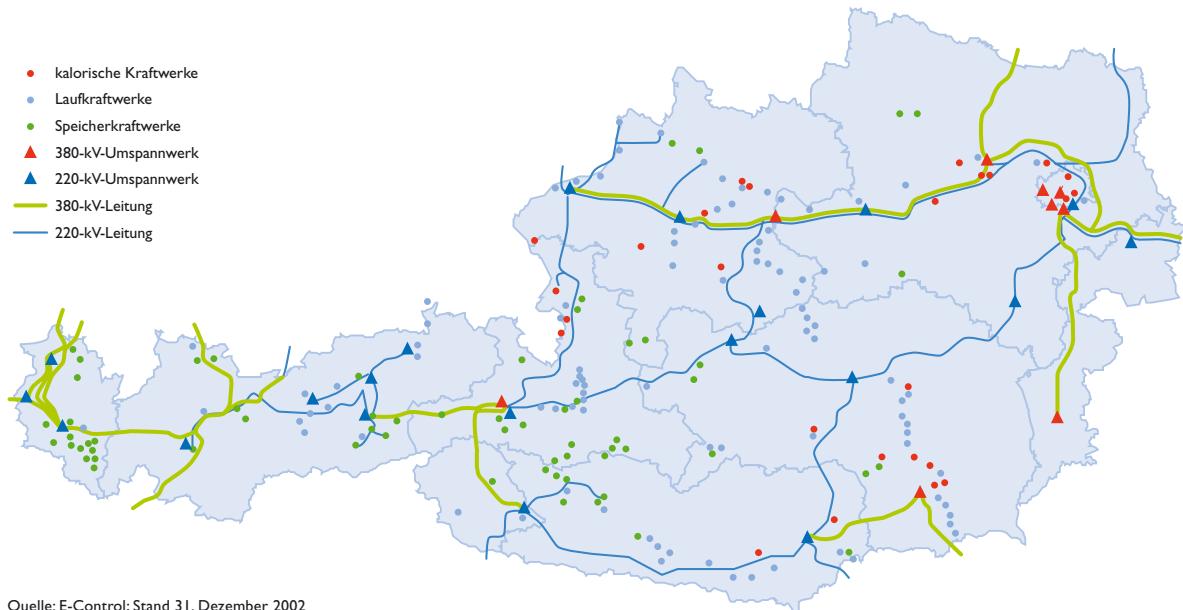
Tabelle 4

Spannungsebenen	Leitungslängen in km
110 kV	11.035
220 kV	3.764
380 kV	2.535
Übertragungsnetz insgesamt	17.335
Mittelspannung	56.879
Niederspannung	149.072
Verteilnetz insgesamt	205.950

Quelle: E-Control; Stand 31. Dezember 2006

→ **Stromnetz in Österreich, mit allen in Betrieb befindlichen Kraftwerken der EVU ab einer Engpassleistung von ≥ 5 MW**

Abbildung 3



Quelle: E-Control; Stand 31. Dezember 2002

(Tabelle 4). Den größten Anteil an den Höchstspannungsleitungen hält die Verbund-Austrian Power Grid AG (APG) mit 84% der 220- und 380-kV-Leitungen. 2009 soll ein Teil des fehlenden Lückenschlusses des geplanten 380-kV-Ringes in Ostösterreich fertiggestellt werden, wodurch etwa 100 km zusätzliche 380-kV-Länge hinzukommen wird. 2007 gab es drei Übertragungsnetzbetreiber (neben APG auch TIWAG Netz AG und VKW Netz AG) und etwa 130 Verteilnetzbetreiber (Abbildung 3).

Regulierung des Stromnetzes

Für die Stromverteiler-netzbetreiber gilt seit dem 1. Jänner 2006 ein anreizbasiertes Regulierungssystem. Die Dauer der ersten Regulierungsperiode erstreckt sich über vier Jahre. Das Anreizregulierungssystem berücksichtigt die generelle

Branchenentwicklung, die individuelle Unternehmensentwicklung, die unternehmensindividuelle Mengenentwicklung und die nicht beeinflussbare Kostenentwicklung für die Unternehmen durch einen Frontier Shift von 1,95%, effizienzabhängige bzw. individuelle Abschläge von maximal 3,5%, erlösgewichtetes Mengenwachstum und Veränderung des Netzbetreiberpreisindex.

Im Rahmen der Anreizregulierung wurde eine Benchmarkinganalyse durchgeführt. Dabei wurden mehrere Benchmarkingmethoden (DEA und MOLS) verwendet. Die relevanten Effizienzwerte zur Ermittlung der effizienzabhängigen Abschläge werden durch eine Gewichtung der DEA- und MOLS-Effizienzwerte bestimmt. Per 1. Jänner 2008 wurden im Rahmen des Anreizregulierungssystems die Netztarife angepasst. Diese Anpassung war durch mehrere außerordentliche

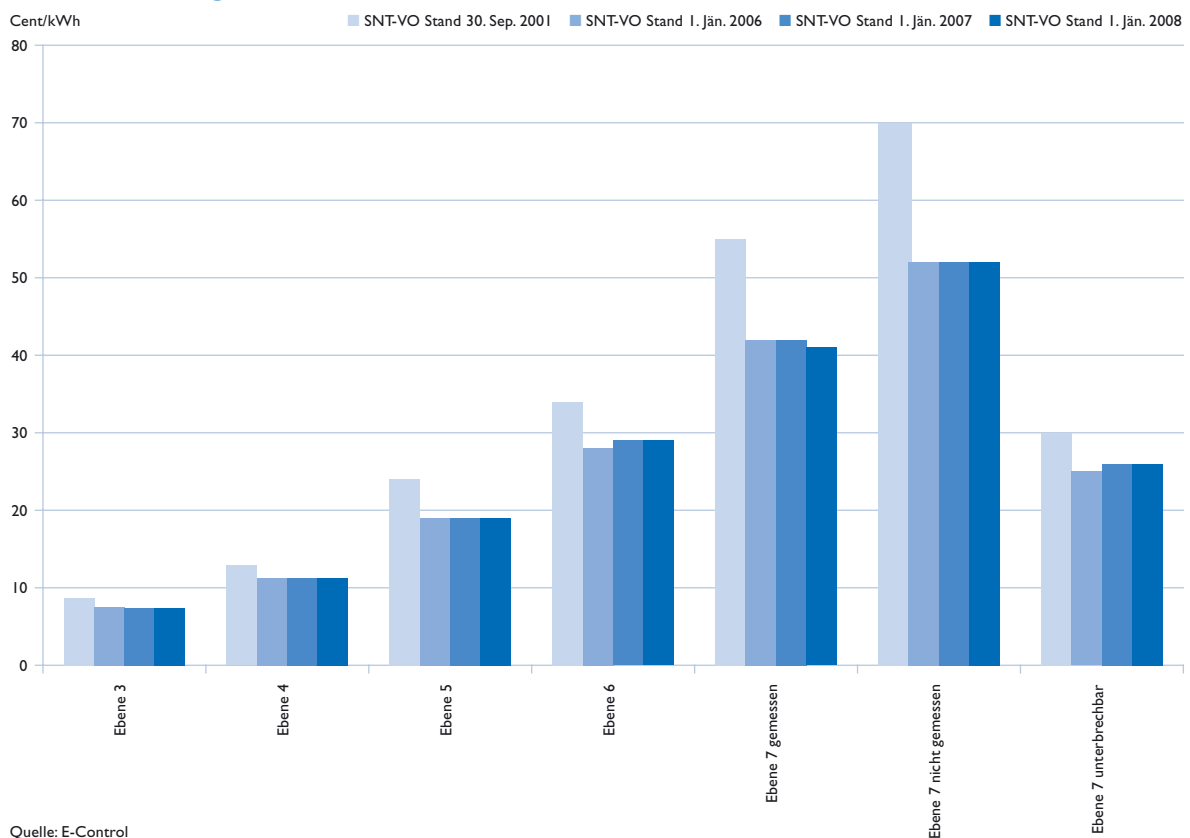
Faktoren (unter anderem Abgeltung von Katastrophenschäden) gekennzeichnet. Die Netzentgeltanpassung (Netznutzung und Netzverlust) führte insgesamt zu einer Kostenerhöhung bei den Endverbrauchern von 1,6 Mio. Euro, die jedoch hauptsächlich auf die deutliche Erhöhung der Netzverlustentgelte zurückzuführen ist. Für die Stromübertragungsnetzbetreiber gilt weiterhin eine Kosten-plus-Regulierung mit jährlichen Tarif- und Kostenprüfungen. Per 1. Jänner 2009 ist eine Anpassung der Netztarife vorgesehen. Die zukünftigen Tarif- und Kostenprüfungen werden besonders durch hohe Investitionen in das Übertragungsnetz gekennzeichnet sein.

Ausblick

Nunmehr werden innerhalb dieses Jahres von den Stromnetzbetreibern die tatsächlichen Daten für das Geschäftsjahr 2007 an die Behörde übermittelt. Diese Daten spiegeln die aktuelle Situation in der Mitte der ersten Regulierungsperiode wider. Dadurch werden diese eine entscheidende Grundlage der Diskussionen mit der Branche sein, wie und mit welchen Änderungen der Übergang in die zweite Regulierungsperiode mit 1. Jänner 2010 vonstattengehen wird. In Abbildung 4 wird die Veränderung der Netznutzungstarife in Österreich seit 2001 dargestellt.

→ Netznutzungstarife Gesamt Österreich

Abbildung 4



→ Ausgleichsenergiemarkt

Das österreichische Übertragungsnetz besteht aus drei Regelzonen innerhalb des europäischen UCTE-Netzes. Die drei österreichischen Übertragungsnetzbetreiber sind Verbund Austrian Power Grid (APG), TIWAG Netz AG und VKW Netz AG.

Jede Regelzone stellt einen eigenen Bereich dar, in dem eine Bilanzierung der Ausgleichsenergemengen durchgeführt wird. Im Unterschied zu den meisten Mitgliedstaaten wurde in Österreich die Verantwortung für die Ausgleichsenergie-Bilanzierung von den Regelzonenführern auf unabhängige Verrechnungsstellen (Bilanzgruppenkoordinatoren) verlagert, welche die Aufgaben eines Market-Operators für den Ausgleichsenergiemarkt übernehmen. Es gibt in Österreich zwei unabhängige Verrechnungsstellen, die APCS (Austrian Power Clearing and Settlement AG) für die Regelzone der Verbund APG und die A&B (Ausgleichsenergie- und Bilanzgruppenmanagement AG) für die beiden anderen Regelzonen.

Alle Marktregeln und Methoden für die Datenübermittlung, den Ausgleichsenergiemarkt und die Abrechnung von Ausgleichsenergie sind entweder in Marktregeln, die von der Regulierungsbehörde in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern erstellt und veröffentlicht werden, oder in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen der Verrechnungsstellen, die der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde unterliegen, festgelegt. Alle Bilanzgruppenverantwortlichen und Netzbetreiber müssen mit der jeweiligen für die Regelzone zuständigen Verrechnungsstelle Verträge auf Basis der Allgemeinen Geschäftsbedingungen abschließen.

Die Erstellung von Fahrplänen, die Erfassung von Erzeugung und Verbrauch sowie die Abrechnung der Ausgleichsenergie erfolgen in 15-Minuten-Intervallen. Die Fahrpläne für den

Energieaustausch zwischen Bilanzgruppen innerhalb einer Regelzone müssen von Montag bis Freitag täglich für den Folgetag bis 14.30 Uhr an die zuständige Verrechnungsstelle übermittelt werden. Ebenso sind die Fahrpläne für den Energieaustausch mit benachbarten Regelzonen von Montag bis Freitag täglich bis 14.30 Uhr an den Regelzonenführer zu übermitteln. Dieser führt einen Abgleich mit den benachbarten Regelzonenführern durch und gibt dem Bilanzgruppenverantwortlichen bekannt, ob die angemeldeten Geschäfte auch physisch abgewickelt werden können. Intraday-Änderungen von regelzonenüberschreitenden Lieferungen können mit 45 Minuten Vorlaufzeit zu jeder vollen Stunde durchgeführt werden.

Die Fahrplanübermittlung an Wochenenden erfolgt grundsätzlich am Freitag bis 14.30 Uhr. Bis zu diesem Zeitpunkt werden die Fahrpläne für Samstag, Sonntag und Montag übermittelt. Analoge Regelungen gelten für Feiertage.

Es ist geplant, im Laufe des Jahres 2008 die Regeln für die Fahrplanübermittlung auf eine tatsächlich tägliche Übermittlung (auch an Wochenenden) umzustellen.

Das Ausgleichsenergie-Clearing wird von den Verrechnungsstellen einmal monatlich für den jeweils abgelaufenen Kalendermonat jeweils in einem Zeitraster von 15 Minuten durchgeführt. Um diese Berechnung zu ermöglichen, müssen alle Netzbetreiber einer Regelzone aggregierte Erzeugungs- und Verbrauchsdaten für alle Bilanzgruppen in einem standardisierten Datenformat an die Verrechnungsstelle übermitteln. Ebenso haben dafür sämtliche Fahrpläne der Bilanzgruppen, sowohl für den Energieaustausch innerhalb der Regelzone als auch für regelzonenüberschreitende Lieferungen, vorzuliegen. Sämtliche dafür erforderlichen Datenaustauschprozesse sind in den Marktregeln durch die Regulierungsbehörde festgelegt.

Der Ausgleichsenergiemarkt wird von der jeweiligen Verrechnungsstelle organisiert. Anbieter von Minutenreserve können ihre Angebote über eine Internet-Plattform der Verrechnungsstelle täglich bis 16.30 Uhr abgeben. Die Verrechnungsstelle erstellt auf Basis dieser Angebote eine Merit Order List. Diese wird nach Entfernung der Preisinformation an den zuständigen Regelzonenführer übermittelt, der im Bedarfsfall die Angebote entsprechend der Merit Order abrufen und der Verrechnungsstelle im Nachhinein die abgerufenen Angebote zum Zweck der Abrechnung sowie der Ermittlung der Clearing-Preise der Bilanzgruppen bekannt gibt.

Um eine ausreichende Liquidität im Minutenreservemarkt sicher zu stellen, erfolgt zusätzlich

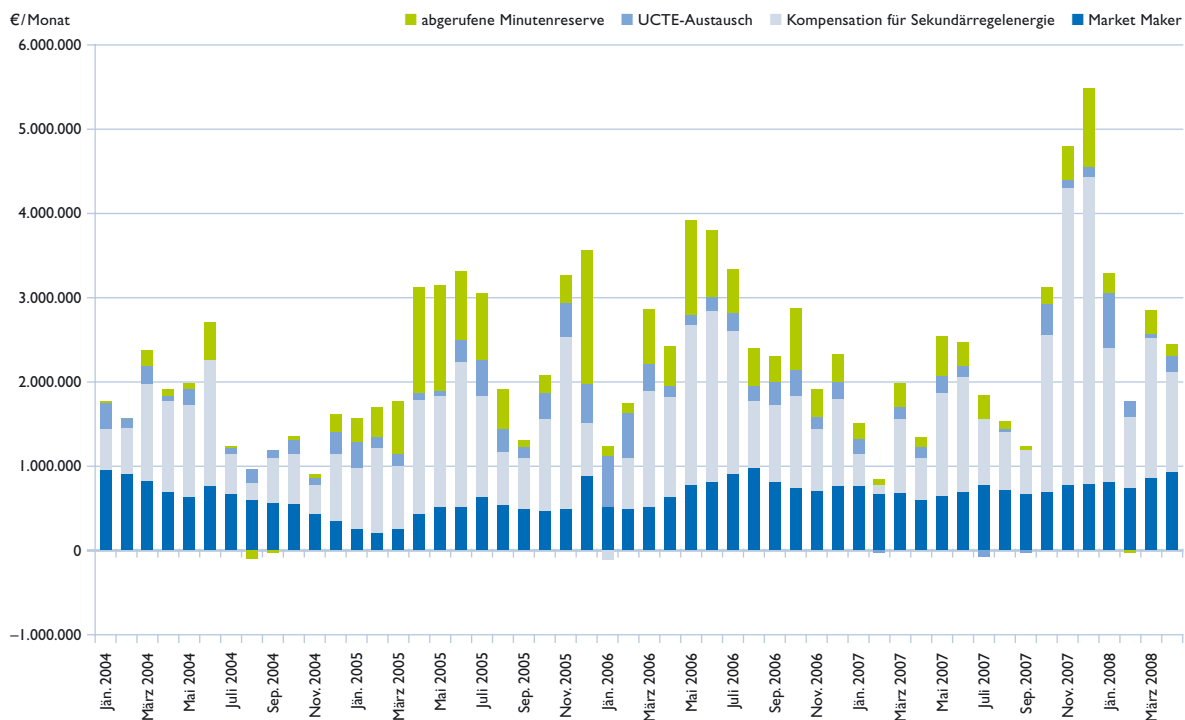
zu der täglichen Ausschreibung von Minutenreserve auch eine wöchentliche Ausschreibung einer gewissen Leistungsvorhaltung durch Market Maker.

Der Ausgleichsenergie-Clearing-Preis, der von der Verrechnungsstelle ermittelt wird, setzt sich aus mehreren Komponenten zusammen:

- abgerufene Minutenreserve aus der Merit Order List,
- Kosten für die Kompensation der eingesetzten Sekundärregelenergie aus der automatischen Leistungs-Frequenz-Regelung des Regelzonenführers,
- UCTE-Austausch (ungewollter Energieaustausch mit benachbarten Regelzonen) und
- Market Maker.

→ Höhe und Zusammensetzung der Ausgleichsenergiekosten in der Regelzone APG

Abbildung 5



Quelle: E-Control

Die Kosten dieser Komponenten werden über eine festgelegte Preisformel auf die viertelstündlichen Ausgleichsenergiemengen umgelegt und den Bilanzgruppenverantwortlichen in Rechnung gestellt. Die Ausgleichsenergiekosten (Abbildung 5) und das Ausgleichsenergieisiko sind von den Lieferanten bei der Festlegung der Energiepreise für Endkunden mit zu berücksichtigen. Es gibt keine Ausgleichsenergie-Kostenkomponenten, die direkt an Endkunden weiter verrechnet werden.

Derzeit gibt es noch keine Möglichkeit, dass Anbieter mit Erzeugungskapazitäten in anderen Regelzonen bzw. Mitgliedstaaten am österreichischen Ausgleichsenergiemarkt anbieten. Es gibt jedoch bereits weitreichende Überlegungen, den Markt für Minutenreserve zu erweitern, um auch Kraftwerksbetreibern aus Deutschland eine Teilnahme zu ermöglichen.

Darüber hinaus ist geplant, einen innerösterreichischen Markt für die Beschaffung der Sekundärregelung zu etablieren. Derzeit wird die Sekundärregelung der Regelzonenführer auf Basis von bilateralen Verträgen durch einzelne Kraftwerksbetreiber erbracht.

→ Effektive Entflechtung

Die mittlerweile durch die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2003/54/EG abgelöste Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 96/92/EG sah vor, dass Elektrizitätsunternehmen Dritten, das heißt auch Wettbewerbern, den Zugang zu ihren Netzen gewähren müssen (regulierter Netzzugang). Die Erfahrungen mit der Umsetzung der Richtlinie in die Praxis haben gezeigt, dass das Instrument des regulierten Netzzugangs nicht ausreicht, um eine effektive Öffnung der nationalen Elektrizitätsmärkte und damit eine Stärkung des

Wettbewerbs zu erreichen. Der hohe Integrationsgrad der Elektrizitätsunternehmen fördert Quersubventionierungen des Wettbewerbsbereichs durch die Einnahmen des monopolisierten Netzbereichs. Dies bewirkt eine Verzerrung des Wettbewerbs. Diese Quersubventionierungen können auch in geldwerten Vorteilen bestehen, die kostenlos an den verbundenen Wettbewerbsbereich abgegeben werden (zum Beispiel Goodwill des Netzbetreibers).

Gemäß den Interpreting Notes¹⁰ der EU-Kommission müssen die Netzbetreiber über ausreichende Human-Ressourcen und physische Ressourcen verfügen, um ihre Arbeit unabhängig von anderen Teilen des integrierten Unternehmens durchführen zu können. Ferner müssen ausreichende finanzielle Mittel für die Wartung und den Ausbau des Netzes zur Verfügung stehen.

In Österreich hat lediglich ein gesellschaftsrechtlich entflochtener Netzbetreiber das zivilrechtliche Eigentum an den Netzen. Alle übrigen Unternehmen kaufen das wirtschaftliche Nutzungsrecht an den für den Netzbetrieb erforderlichen Anlagen und Betriebsstätten mittels Pacht- bzw. Betriebsführungsverträgen zu. Die Netzgesellschaften befinden sich, sowohl für das Übertragungsnetz als auch das Verteilernetz, zu 100% im Eigentum der früher integrierten Elektrizitätsunternehmen.

Da sowohl die Personalressourcen als auch das Nutzungsrecht an den Netzen und Betriebsanlagen durch Dienstleistungsverträge bzw. Pachtverträge zugekauft werden, beschränkt sich die wirtschaftliche Leistungserbringung mit Eigenpersonal auf das Management der Netzgesellschaft und andere strategische Aufgabenbereiche.

Aufgrund der mäßigen Ausstattung der Netzunternehmen mit Eigenpersonal gibt es eine

10 Vermerk der GD Tren 2003/54/EG und 003/55/EG über den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt (16. Jänner 2004)

Vielzahl von Dienstleistungsverträgen, mittels derer die Kernaufgaben des Netzbetreibers, nämlich Betrieb und Instandhaltung des Stromnetzes, zugekauft werden. Durch diese Verträge kommt es vor allem im Vertriebsbereich häufig zu Personalunionen (Vertrieb von Netzdienstleistungen und Energie). Der Zukauf der Dienstleistungen erfolgt ausschließlich von im Konzern verbundenen Unternehmen, das heißt, dass bei einem eventuell durchgeführten Preis- und Leistungsvergleich ausschließlich die verbundenen Unternehmen zum Zug gekommen sind. Die teilweise sehr rudimentären Leistungsbeschreibungen in Zusammenhang mit pauschalen Preisvereinbarungen lassen es als sehr unwahrscheinlich erscheinen, dass tatsächlich Drittvergleiche eingeholt wurden. Eine Marktgerechtigkeit der entstandenen Kosten ist daher nicht gegeben. Weiters besteht oftmals das Problem, dass durch die geringe Anzahl des Eigenpersonals die Vertragserfüllung sowohl in quantitativer als auch in qualitativer Sicht nicht nachvollzogen werden kann. Es kann davon ausgegangen werden, dass derartige Verträge mit nicht im Konzern verbundenen Unternehmen kaum abgeschlossen werden.

Gleichbehandlungsprogramme

Im Unterschied zum Gassektor liegt die Zuständigkeit zur Überwachung des Unbundling der Stromnetzbetreiber nicht ausschließlich bei einer Bundesbehörde, der Energieregulierungsbehörde, sondern überwiegend bei den Landesregierungen. Die E-Control konnte sich allerdings im Rahmen der Ermittlungsverfahren zur Neufestsetzung der Systemnutzungstarife einen ersten wirtschaftlichen Überblick über die Wirksamkeit der von den Unternehmen gesetzten Maßnahmen zur Durchführung der gesetzlichen Unbundlingbestimmungen verschaffen. Da viele der wesentlichen Energieversorgungsunterneh-

men gleichzeitig horizontal über Strom und Gas integriert sind, lassen sich auch die Überprüfungsergebnisse aus dem Gasbereich generell auf den Strombereich übertragen.

Nach Aufforderung der E-Control an die Landesregierungen, einen Gleichbehandlungsbericht zu übermitteln, wurde dieser Bitte von einigen Landesregierungen nicht nachgekommen. Über die inhaltliche Wiedergabe der Gleichbehandlungsberichte und -programme hinausgehende Maßnahmen wurden von keiner Landesregierung gesetzt.

Anregungen und Ausblick

Alle Bundesländer haben die minimalen gesetzlichen Vorgaben des Unbundling erfüllt und die Unbundling-Vorschriften des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes in den jeweiligen Landesgesetzen umgesetzt. Die Unternehmen haben den gesetzlichen Interpretationsspielraum weitestgehend genutzt, Netzunternehmen zu gründen, die weder ausreichend Eigenpersonal noch die wirtschaftliche Verfügungsmacht über die zur Leistungserstellung erforderlichen Ressourcen besitzen. Im Wesentlichen handelt es sich bei Netzgesellschaften österreichischer Ausprägung um Unternehmen, deren Handlungsspielraum sich faktisch auf die Ausgestaltung und Verrechnung aus den Dienstleistungsverträgen beschränkt.

Die Überwachung des Unbundling durch die Landesbehörden beschränkt sich weitgehend darauf, den fristgerechten Eingang der Gleichbehandlungsprogramme der Unternehmen zu überwachen und diese Berichte an die E-Control weiterzuleiten. Auf eine tatsächliche Überprüfung der von den Unternehmen gesetzten Maßnahmen bzw. die Initiierung von eigenen Maßnahmen scheint weitgehend verzichtet zu werden.

Die unzureichende Kontrolle des Unbundling im Strombereich ist umso kritischer zu betrachten, da aus Sicht der E-Control sehr viele aufkommende Probleme im Gasbereich auch auf den Strombereich überzuleiten sind. Darunter fallen:

- organisatorische und personelle Verschränkungen,
- gefährdete Gleichbehandlung,
- wechselseitige Dienstleistungsbeziehungen,
- der Umgang mit wirtschaftlich sensiblen Daten,

- unzureichende bzw. nicht vorhandene Datenmanagementkonzepte und
- Netz- und Energievertrieb in Personalunion.

Es ist unumgänglich, eine proaktive Kontrolle der Entflechtung zu implementieren. Aus der Tatsache, dass in Österreich nur integrierte Unternehmen am Endkundenmarkt tätig sind, lässt sich leicht folgern, dass die theoretisch mögliche Alternative, vor allem auf Beschwerden von Wettbewerbern zu reagieren, nicht ausreichend ist.



→ Aufbringung und Verwendung

Stromerzeugung

In Abbildung 6 ist der Erzeugungsmix für das Jahr 2007 ausgewiesen. Insgesamt wurden 63.741 GWh produziert. Rund 60% der Erzeugung stammen aus Wasserkraftwerken, das heißt Lauf- und Speicherkraftwerken sowie den in der Kleinerzeugung enthaltenen Kleinwasserkraftwerken (< 10 MW). Nach der Wasserkraft ist Erdgas der wichtigste Primärenergieträger in der Stromerzeugung mit rund 17%. Der Anteil der elektrischen Energie aus Steinkohle und Kohlederivaten an der Gesamterzeugung beträgt rund 11%.

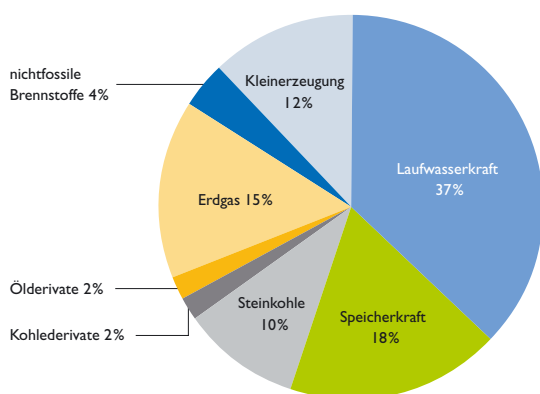
Der Anteil der regenerativen Energieträger (inklusive Wasserkraft) an der Gesamterzeugung betrug im Jahr 2006 rund 66% und entspricht

ungefähr dem Vorjahreswert. Rund 33% der Gesamterzeugung stammen aus fossilen Energieträgern. Der Anteil der geförderten erneuerbaren Energieträger beträgt 5.757 GWh (2006: 5.110 GWh) oder 9% der Produktion des Jahres 2007 (unter anderem Photovoltaik, Wind, Biomasse, Biogas und Kleinwasserkraft).

Der Anteil der drei größten Erzeugungsunternehmen an der Erzeugung ist in den vergangenen drei Jahren (2004 bis 2006) konstant bei rund 53% gelegen, wobei jedoch nur fünf Unternehmen einen Marktanteil von zumindest 5% der Erzeugungskapazitäten haben. Der HH-Index auf Basis der Marktanteile der Erzeugungsmenge liegt auch im Jahr 2007 über dem Wert von 1.800, ab dem von einer hohen Marktkonzentration ausgegangen werden kann, hat aber seit 2001 abgenommen. Bezogen auf die Kapazität liegt der HH-Index unter dem Wert von 1.800.

→ Österreichische Stromproduktion 2007

Abbildung 6



Quelle: E-Control; Stand 31. Dezember 2007

Ökostromerzeugung

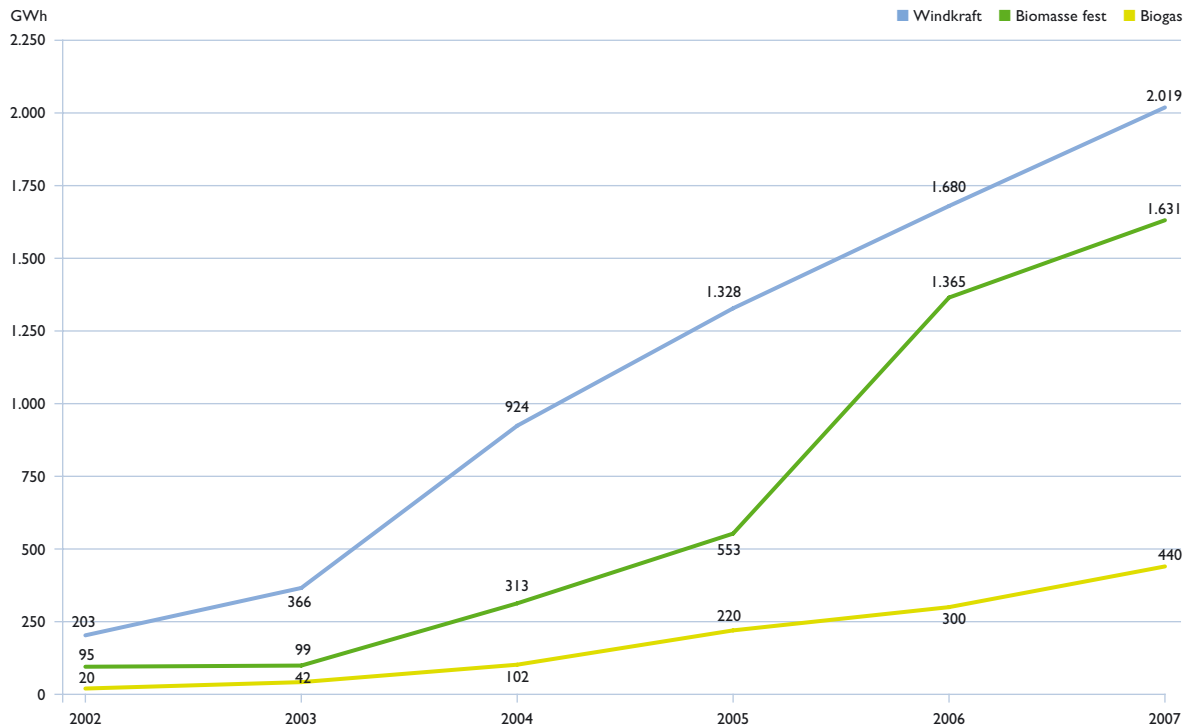
In den Jahren 2003 bis 2007 war ein starkes Mengenwachstum aller Ökostromtechnologien gegeben (Abbildung 7).

Für das Jahr 2008 werden rund 4.800 GWh an sonstigem geförderten Ökostrom prognostiziert. Die Rohstoffpreissteigerungen für Biomasse- und Biogasanlagen im Jahr 2007 haben allerdings dazu geführt, dass rund ein Drittel der genehmigten Anlagen dieser Technologien nicht errichtet wurde.

Im Jahr 2007 wurden in Österreich 1.527 GWh Strom aus unterstützter Kleinwasserkraft und 4.230 GWh aus gefördertem sonstigem Ökostrom

→ Unterstützte Ökostrommengen 2002 bis 2007 nach Technologie, exklusive Wasserkraft

Abbildung 7



Quelle: OeMAG, E-Control

eingespeist. Das Fördervolumen, also der Mehraufwand gegenüber dem Marktpreis, beträgt 187 Mio. Euro. Zu berücksichtigen ist, dass ein Großteil der Kleinwasserkraft ohne Förderungen verkauft wird und daher in diesen Werten nicht enthalten ist.

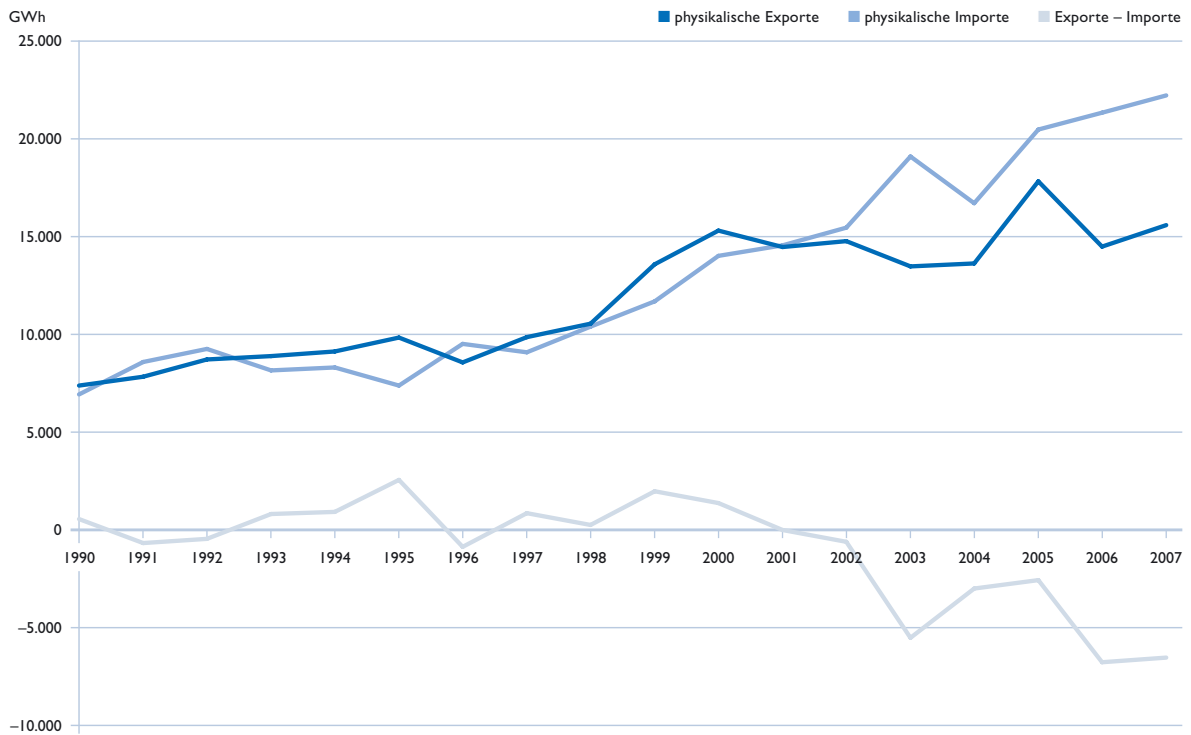
Der Anteil des geförderten Ökostroms an der Gesamtanfallmenge aus öffentlichen Netzen in Österreich betrug 2007 10,5%, wobei drei Viertel davon (7,7%) aus sonstigen Ökoanlagen stammen und ein Viertel (2,8%) aus geförderter Kleinwasserkraft stammt.

Importe und Exporte

Der Austausch zwischen Österreich und den verbundenen Nachbarländern ist seit 1990 konstant gestiegen (Abbildung 8). Bis 2002 wurde vorwiegend mehr elektrische Energie exportiert als importiert. Seit 2001 hat sich diese Entwicklung jedoch umgekehrt, wobei im Jahr 2006 die Differenz Export zu Import am größten gewesen ist. Die physikalischen Importe und Exporte sind im Jahr 2007 gestiegen (+7,7% bzw. 4,1%). Wichtigstes Herkunftsland ist Deutschland, wichtigstes Zielland die Schweiz. Die Nettoimporte

→ Entwicklung der Exporte und Importe seit 1990

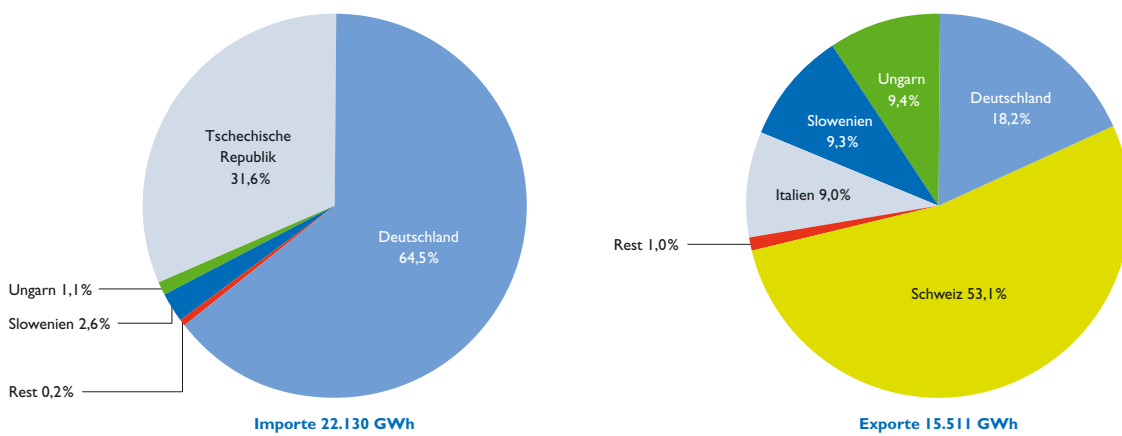
Abbildung 8



Quelle: E-Control

→ Physikalische Importe und Exporte 2007

Abbildung 9



Quelle: E-Control

trugen 2007 zur gesamten Stromaufbringung in Österreich 6,5% bei (Abbildung 9).

Stromverbrauch

Der gesamte Inlandsstromverbrauch (exklusive Pumpspeicher) hat in Österreich im Jahr 2007 im Vergleich zum Vorjahr leicht zugenommen (ca. 0,7%) und betrug insgesamt 67,4 TWh (Abbildung 10). Die höchste Gesamtlast, die gleichzeitig im österreichischen Stromnetz nachgefragt wurde, ist in den vergangenen Jahren konstant angestiegen, lag aber 2007 mit 9,4 GW etwas niedriger.

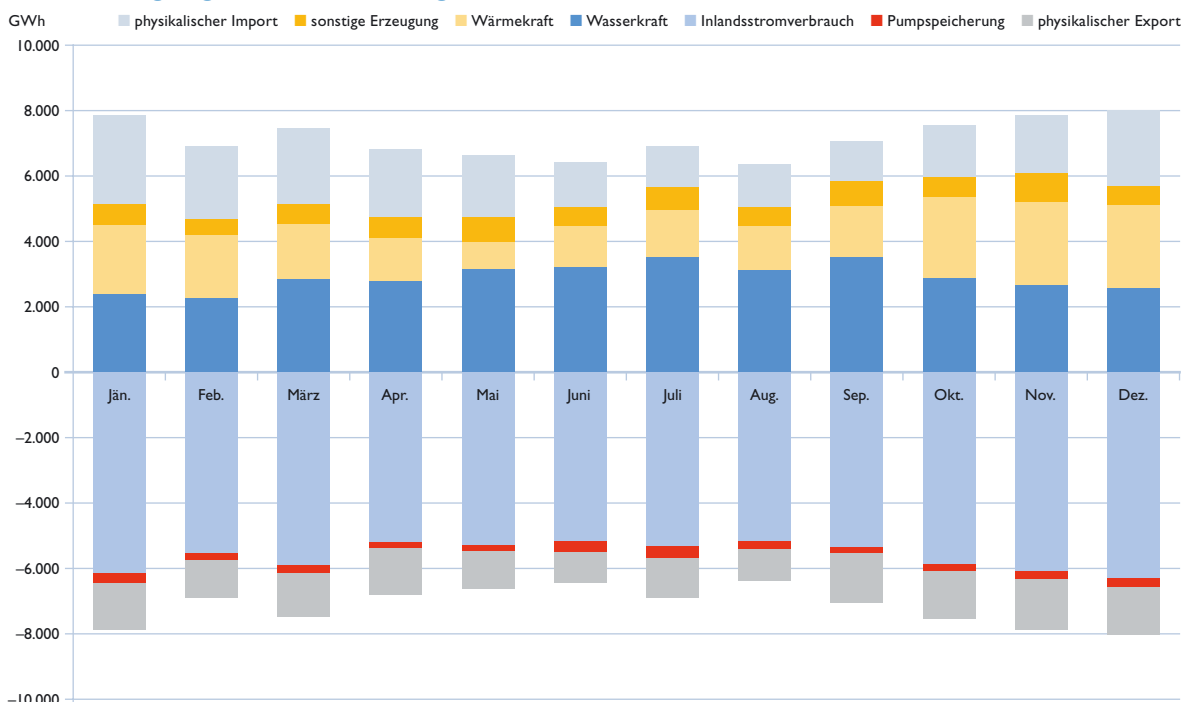
→ **Großhandelsmarkt**

Entwicklung der Strompreise

Die Spotpreise (Baseload) an der österreichischen Strombörse EXAA verliefen im Jahr 2007 zunächst auf einem sehr niedrigen Niveau – bedingt durch einen extrem milden Winter, genügendes Wasserdargebot und stark fallende CO₂-Zertifikatspreise. Diese niedrige Preisphase dauerte bis Oktober und wurde von sprunghaften Preisanstiegen abgelöst. Der Hauptgrund dafür war die schlechte Kraftwerksverfügbarkeit (hauptsächlich Grundlastkapazitäten) in Frankreich und

→ **Aufbringung und Verwendung 2007**

Abbildung 10



Quelle: E-Control

Deutschland, aber auch in England. Die Preise kehrten erst mit Jahresende auf ein relativ niedriges Niveau zurück. Die Spotpreise lagen im Jahresdurchschnitt auf der EXAA bei 39,1 €/MWh.

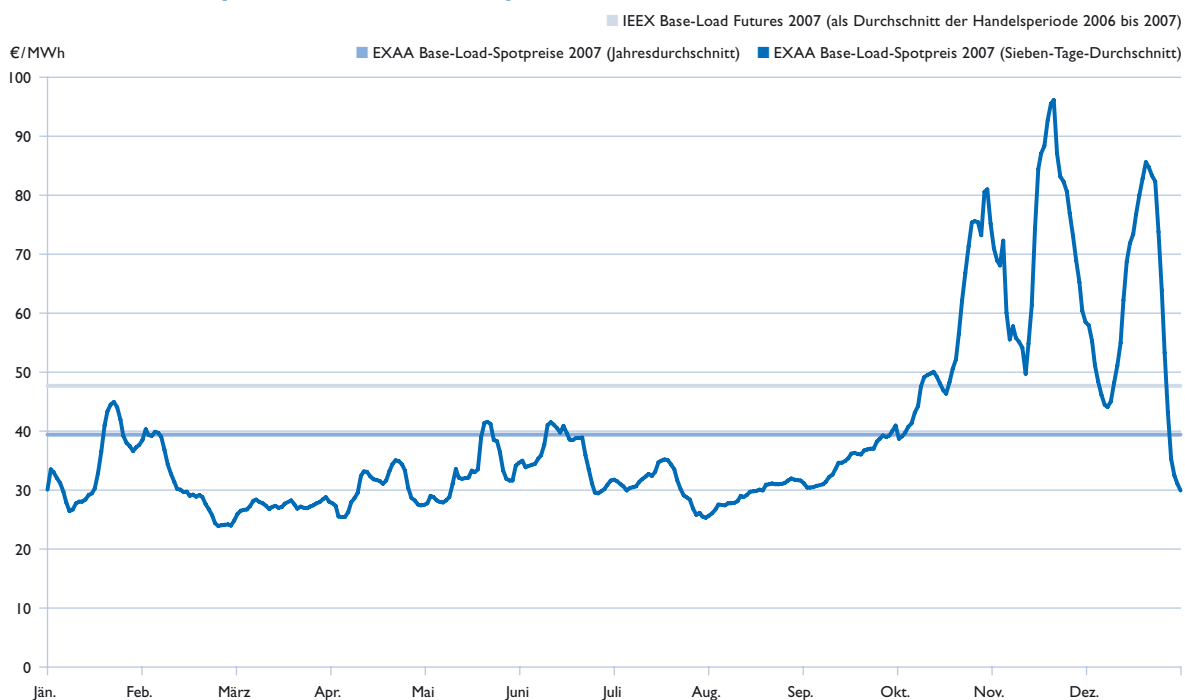
Interessant scheint in diesem Zusammenhang ein Vergleich des Spotpreises mit dem Futurespreis (das heißt der Größe des Spreads). Nimmt man dazu den Durchschnitt der historischen Notierungen des Baseload-Futures-Kontrakts 2007 an der deutschen Strombörse EEX¹¹ für die Handelsperiode 2005 bis 2006, der bei 47,4 €/MWh lag, so ergibt das einen Spread von 8,3 €/MWh. Es war somit (im Jahresdurchschnitt betrachtet)

wesentlich kostengünstiger, eine Jahreslieferung für 2007 erst im selben Jahr abzudecken (Abbildung 11), sodass typische Hedgingstrategien vor allem zugunsten der Produzenten gewirkt haben.

Es wurden bereits einige mögliche Ursachen für die Entwicklung des Strompreises angeführt. Wesentlicher Einflussfaktor ist jedoch die Entwicklung der Preise der Primärenergieträger Gas und Kohle. Sieht man sich die Entwicklung dieser Primärenergieträger- und der CO₂-Preise im Vergleich zu den Stromfuturespreisen an, so stellt man fest, dass für das relativ niedrige Niveau der Strompreise im ersten Halbjahr vor

→ Großhandelspreise – Futures vs. Spot 2007

Abbildung 11

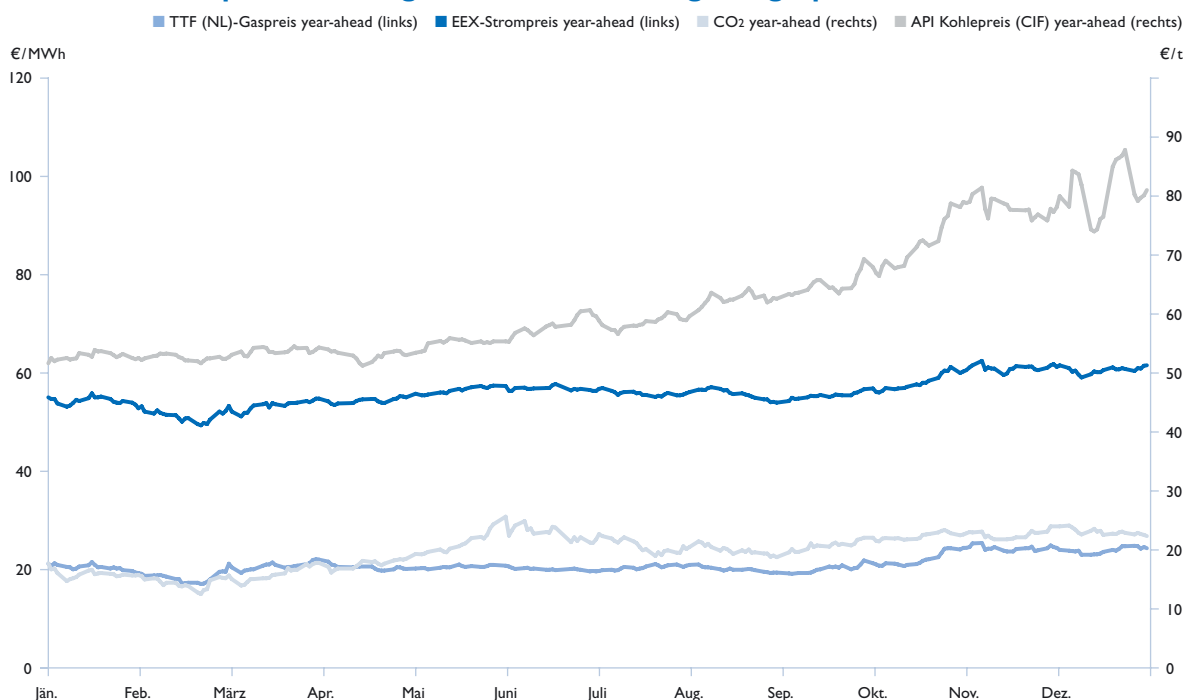


Quellen: EEX, EXAA

11 An der EXAA gibt es keinen Terminmarkt.

→ Großhandelspreise im Vergleich zu Primärenergieträgerpreisen 2007

Abbildung 12



Quellen: EEX, Spectron, Energate

allein die niedrigen Kohle-, Gas- und CO₂-Preise verantwortlich sind (Abbildung 12). Die Stromfuturespreise zogen dann im letzten Quartal 2007 stark an und erreichten mit Jahresanfang 2008 Werte von bis zu 63 €/MWh (Baseload). Diese Entwicklung wurde vor allem durch die Bewegung der Kohlepreise beeinflusst. Eine weitere preisbeeinflussende Rolle spielten die Gas- und mittelbar die Ölpreise.

Entwicklung der gehandelten Strommengen

An der österreichischen Strombörse EXAA waren 2007 40 Handelsteilnehmer aus elf verschiedenen Ländern registriert, wobei deutlich mehr nicht österreichische Unternehmen teilgenommen haben. Der erste Handelstag an der Energy Exchange Austria war am 21. März 2002.

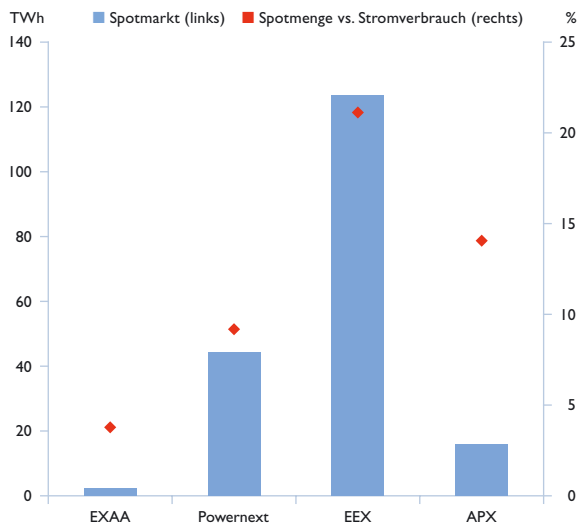
Aktionäre der EXAA sind neben der Wiener Börse Elektrizitätsunternehmen (unter anderem Kelag, Stewag-Steg, Tiwag, APT) sowie Systemdienstleister. Neben Spotmarktprodukten können an der EXAA CO₂-Zertifikate gehandelt werden. 2007 haben den CO₂-Emissionszertifikatemarkt 17 Handelsteilnehmer aus fünf Ländern genutzt.

Die EXAA konnte die Liquidität der Strombörse – verglichen mit 2006 – weiter erhöhen. Gehandelt wurden an der EXAA im Jahr 2007 rund 2,3 TWh, womit gegenüber dem Vorjahr das Volumen um 36,8% gesteigert werden konnte. Gemessen am jährlich österreichischen Stromverbrauch entspricht dies ungefähr 3,8%.

Im Vergleich mit den anderen relevanten kontinentaleuropäischen Börsen ist festzustellen, dass

→ Gehandelte Spotmengen vs. Marktanteile 2007

Abbildung 13



Quellen: EEX, EXAA, Powernext, APX, Nordpool, IEA, E-Control

die Liquidität der EXAA trotz der beschriebenen Zuwächse gering bleibt. So erzielten im Vergleichszeitraum 2007 die Powernext, EEX und APX ein Handelsvolumen von 44,2 TWh (+49,3%), 123,7 TWh (+39,9%) und 16 TWh (–15,8%; Abbildung 13). Interessant ist, dass die EXAA, Powernext und EEX beim Volumen Steigerungsraten um die 40% hatten, während die APX deutliche Rückgänge zu verzeichnen hatte. Der Anteil der gehandelten Strommengen an der Abgabe an Endkunden ist an der EXAA im Vergleich zu den anderen angeführten Strombörsen ebenfalls gering. Den höchsten Anteil (gehandelte Spotmenge vs. Stromverbrauch) verzeichnet mit Abstand die EEX und ist damit der Handelsplatz mit der größten Liquidität.

Bedeutung der Großhandelsmärkte für die Strombeschaffung in Österreich

Der Großteil der Strombeschaffung erfolgt über den Terminmarkt (das heißt, bevor die Strommenge tatsächlich benötigt wird), da damit die

Unternehmen besser ihre Margen kalkulieren und sich somit langfristig vom Preisrisiko absichern können. Die Abdeckung des (kurzfristigen) Mengenrisikos, also die Differenz zwischen dem tatsächlichen Strombedarf und den in der Vergangenheit beschafften Strommengen (Terminmarkt), erfolgt über den Spotmarkt.

Aufgrund dieser beschriebenen Beschaffungsstrategie beschränkt sich die Relevanz der EXAA für die Strombeschaffung in Österreich nur auf den Spotmarkt, zumal an der EXAA keine Terminmarktprodukte angeboten werden. Bei der Absicherung des Mengenrisikos steht die EXAA jedoch im direkten Wettbewerb mit der deutschen EEX.

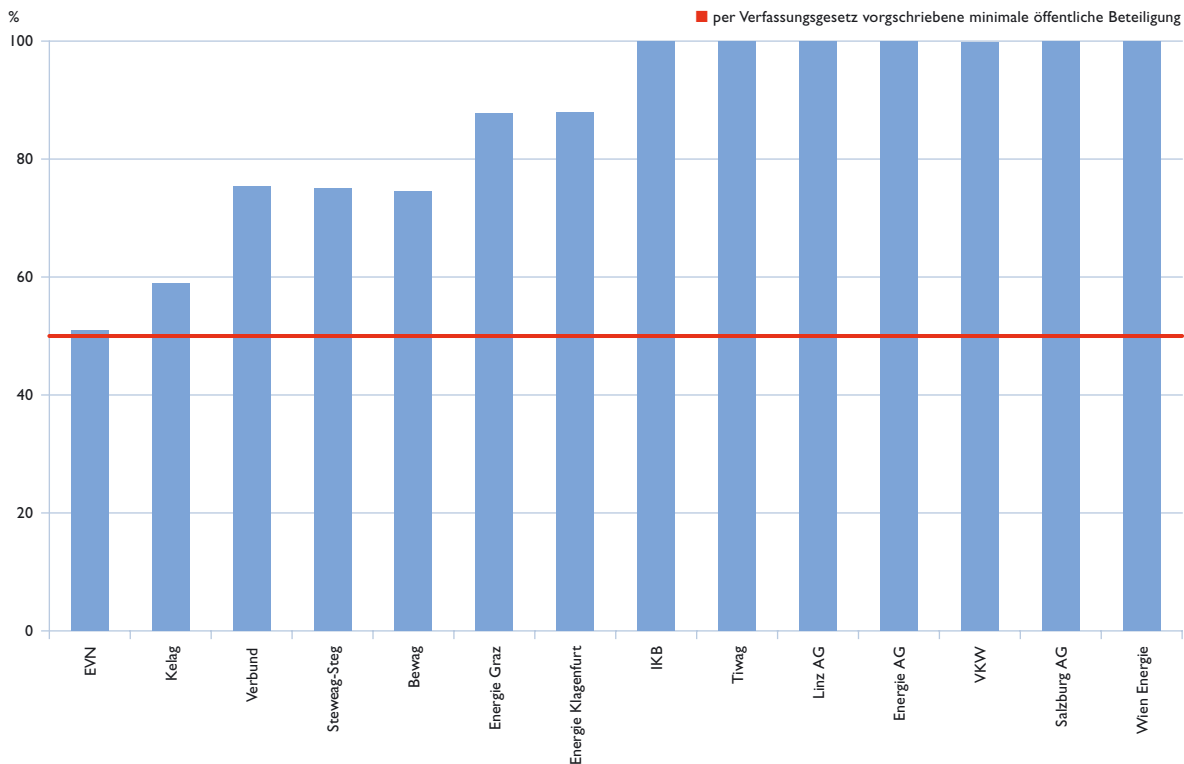
Da die Unternehmen im Wesentlichen sehr ähnliche Beschaffungsstrategien verwenden, ist vor allem der Terminmarkt der Preisbenchmark für die Endkundenmärkte und nicht der Spotmarkt. Dies führt dazu, dass etwa die niedrigen Spotpreise des Jahres 2007, die an sich den aktuellen ökonomischen Wert des Stromes repräsentieren, nur wenig Einfluss auf die Endverbraucherpreise hatten. Preiserwartungen der Händler spielen also oftmals eine wichtigere Rolle für die Bepreisung der Endkunden als die tatsächliche Kostenentwicklung in der Produktion elektrischer Energie.

→ Endkundenmarkt

Der gesamte Stromverbrauch betrug im Jahr 2007 67.375 GWh und ist damit um 0,69% angestiegen. Im Kalenderjahr 2007 wurden über insgesamt 5.585.063 Zählpunkte Strom geliefert. Davon waren 3.973.895 Zählpunkte von Haushaltskunden (71,2%), 1.588.458 von sonstigen (Gewerbe, Landwirtschaft, Unterbrechbare) Kleinkunden (8,4%) und 22.710 (0,41%) von lastgemessenen Endkunden (Industriekunden).

→ Öffentlicher Anteil an österreichischen Stromunternehmen

Abbildung 14



Quellen: Geschäftsberichte der Unternehmen, Berechnungen E-Control

Anbieterstruktur

Die Anbieterstruktur im österreichischen Strommarkt ist durch den hohen Anteil der Gebietskörperschaften geprägt (Abbildung 14 und 62), wobei dies für die wesentlichen Unternehmen durch ein Verfassungsgesetz vorgeschrieben ist.¹² Eine Änderung des Gesetzes bedarf einer Zweidrittelmehrheit im Parlament, wovon kurz- bis mittelfristig nicht ausgegangen werden kann. Als Eigentümerversorger haben sowohl Landesregierung als auch Bundesregierung die Möglichkeit, Einfluss auf die Gesetzgebung zu nehmen. So sind die Länder unter anderem für die Ausführungsgesetze für das Unbundling verantwortlich.

Österreichweite Anbieter

Neben einigen Landesgesellschaften sowie Tochterunternehmen von Ex-Monopolisten bieten einige kleinere Energieunternehmen elektrische Energie für Kleinkunden auf überregionaler Ebene an. Der regionale Schwerpunkt liegt jedoch weiterhin auf der Regelzone Ost, da die Belieferung von Kunden in einer anderen Regelzone von den meisten kleineren Lieferanten als zusätzlicher, unrentabler Aufwand eingeschätzt wird.

Der Verbund ist über die Vertriebs Tochter APS im Endkundensegment tätig.

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

Zu den auf dem Strommarkt österreichweit tätigen Anbietern gehören:

- VKW
- Kelag
- Energie Klagenfurt
- Verbund (APS)
- Ökostrom AG
- Unsere Wasserkraft
- Switch
- AAE Naturstrom
- MyElectric

Neue Stromanbieter und Produkte 2007

Nach dem Ausscheiden der Energie AG sowie der Linz AG aus der EnergieAllianz im Jahr 2006 wurde im Juni 2007 bekannt gegeben, dass die Vertriebsunternehmen der Energie AG und der Linz AG zur ENAMO GmbH zusammengeführt werden, was wiederum zu einem Anstieg der Konzentrationsraten geführt hat. An der ENAMO hält die Energie AG eine Beteiligung von 65%, die Linz AG eine von 35%. Mit 1. Juli 2007 ist die oberösterreichische ENAMO GmbH am Markt aktiv geworden. Das Abgabevolumen kann mit rund 9,5 TWh beziffert werden.

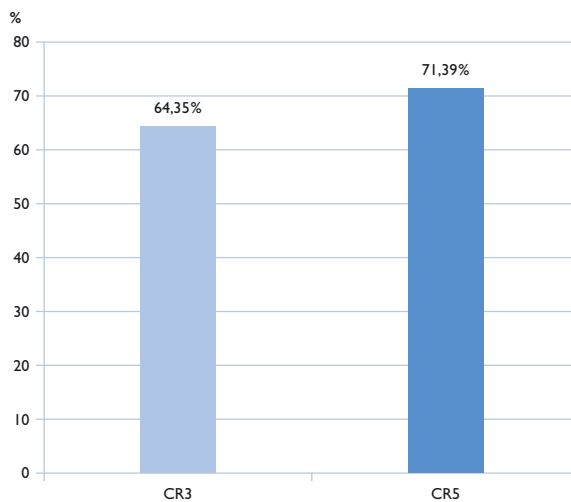
Die VKW bietet seit 1. Jänner 2008 ein Ökostromprodukt an, das zu 100% aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wird. Vermarktet wird das Produkt durch die VKW Ökostrom GmbH, eine neu gegründete Tochtergesellschaft der VKW. Pro kWh zahlt der Kunde zusätzlich 1 Cent an einen Verein zur Förderung von Ökostromanlagen.

Marktkonzentration am österreichischen Strommarkt

Die Marktanteile der drei größten Lieferanten sowie der HH-Index liegen für den gesamten österreichischen Markt unter den Schwellenwerten, die für einen stark konzentrierten Markt sprechen (66,7% bzw. 1.800). Trotzdem ist nur eine geringe Wettbewerbsintensität auf den

→ Konzentration im österreichischen Strommarkt – CR3 und CR5

Abbildung 15



Quellen: Erhebungsbogen Marktstatistik, Geschäftsberichte der Unternehmen, Berechnungen der E-Control

einzelnen Endkundenmärkten zu beobachten. Nach Ansicht der Wettbewerbsbehörde und der E-Control deuten die Daten darauf hin, dass die relevanten Märkte für Massenkunden auf die Netzgebiete der Verteilnetzbetreiber beschränkt sind (Abbildung 15).

Die Berechnung des Herfindahl-Hirschman-Index¹³ (HHI) ergibt für das Jahr 2007 einen Wert von 1.700. Dieser liegt unter dem sogenannten Schwellenwert von 1.800, der für einen stark konzentrierten Markt spricht. Trotzdem muss an dieser Stelle festgehalten werden, dass der Wert im Vergleich zum Vorjahr um 300 Punkte gestiegen ist. In den Jahren davor kam es zu einer Reduktion des HHI. Der neuerliche Anstieg des HHI deutet auf eine weitere Konsolidierung der Unternehmen zu Lasten der Konsumenten hin.

Die Betrachtung der Marktstruktur und der Aktivitäten ausländischer Unternehmen in Österreich lässt nicht darauf schließen, dass von regionalen

13 HHI: Summe der quadrierten Marktanteile aller Unternehmen

Märkten ausgegangen werden kann. Die Marktanteile ausländischer Lieferanten im österreichischen Strommarkt sind vernachlässigbar.

Selbst im Großkundenbereich sind die Aktivitäten ausländischer Lieferanten gering und sie beliefern diese erst ab einer jährlichen Abnahme von 10 bis 20 GWh. Im Haushaltskundenbereich ist kein ausländischer Anbieter in Österreich tätig. Die österreichischen Lieferanten sind im Ausland ebenfalls meist nur eingeschränkt aktiv (Belieferung von Weiterverteilern und Großkunden). Aber auch innerhalb Österreichs sind die Lieferanten bei gleichen Rahmenbedingungen, wobei die Regelzongrenzen vor allem für kleinere Lieferanten eine Barriere darstellen, nur zum Teil österreichweit im Groß- und Kleinkundenmarkt tätig. Von einem regionalen Markt, der weiter als national ist, kann somit jedenfalls nicht gesprochen werden.

Strategisches Verhalten der österreichischen Stromunternehmen

Mit 1. Juli 2007 wurde bekannt gegeben, dass die Vertriebsunternehmen der Energie AG und der Linz AG zur ENAMO GmbH zusammengeführt werden.

Die oberösterreichische Energie AG will 50% ihrer Tochtergesellschaft, der Energie OÖ Service- und Beteiligungsverwaltungs-GmbH, die 26% an der Salzburg AG hält, an die Tiroler Tiwag verkaufen. Dies führte zu zahlreichen Diskussionen, in die auch die jeweiligen Landesregierungen involviert waren. Das Land Salzburg beharrt jedoch auf einem Vorkaufsrecht dieser Anteile. Durch diese Beteiligung würden Stadt und Land Salzburg eine mehr als 75-prozentige Beteiligung halten, was ihnen eine totale Entscheidungsgewalt garantieren würde. Gegen diese Mehrheit wird allerdings Widerspruch seitens der Energie AG eingelegt. Inzwischen will sich die Tiwag nur noch direkt an der Energie AG mit 8% beteiligen, was einem Investitionsvolumen von rund

300 Mio. Euro entspricht, und auf eine Mitbeteiligung an der Salzburg AG zur Gänze verzichten.

Die Energie AG, die eine Teilprivatisierung geplant hatte, hat ihren Börsegang abgesagt. Dies ist das vorläufige Ende einer lang andauernden politischen Diskussion, da sich nicht alle Parteien für einen Börsegang des Unternehmens ausgesprochen hatten. Ursprünglich war geplant, dass etwa 40% der Anteile an der Börse angeboten werden und rund 600 bis 800 Mio. Euro einbringen sollen. Es sollten maximal 49% der Anteile der Energie AG abgegeben werden, wobei sowohl die Tiwag als auch der Verbund Interesse für diese Beteiligungen gezeigt hatten.

Der Verbund ist über die Vertriebstochter APS im Endkundensegment aktiv tätig und zählt im Kleinkundenbereich österreichweit zu den günstigsten Anbietern. Das Unternehmen hält inländische Beteiligungen an der Kelag und der Steweag-Steg, sowie ausländische Beteiligungen am italienischen Strom- und Gasunternehmen Sorgania und Frankreichs Stromanbieter Poweo.

Werbeausgaben der Stromunternehmen

Die Entwicklung der Werbeausgaben zählt zu den wesentlichen Indikatoren für die Intensität des Wettbewerbs um Massenkunden. Die Ausgaben der 20 wichtigsten Energieunternehmen haben sich im Jahr 2007 verglichen zu den Vorjahren mehr als verdoppelt. Die höchsten Werbeausgaben haben weiterhin die Unternehmen der EnergieAllianz, die aber kaum mit dieser Eigenmarke beworben werden, sondern immer noch mit den Tochtermarken werben.

Die Werbeausgaben der Energie AG sind nach dem Austritt aus der EnergieAllianz überproportional gestiegen. Dies kann durch den geplanten Börsegang im ersten Quartal 2008, der letztlich nicht realisiert wurde, erklärt werden. Auch die Werbeausgaben des Verbunds sind im Vergleich zum Vorjahr erheblich gestiegen.

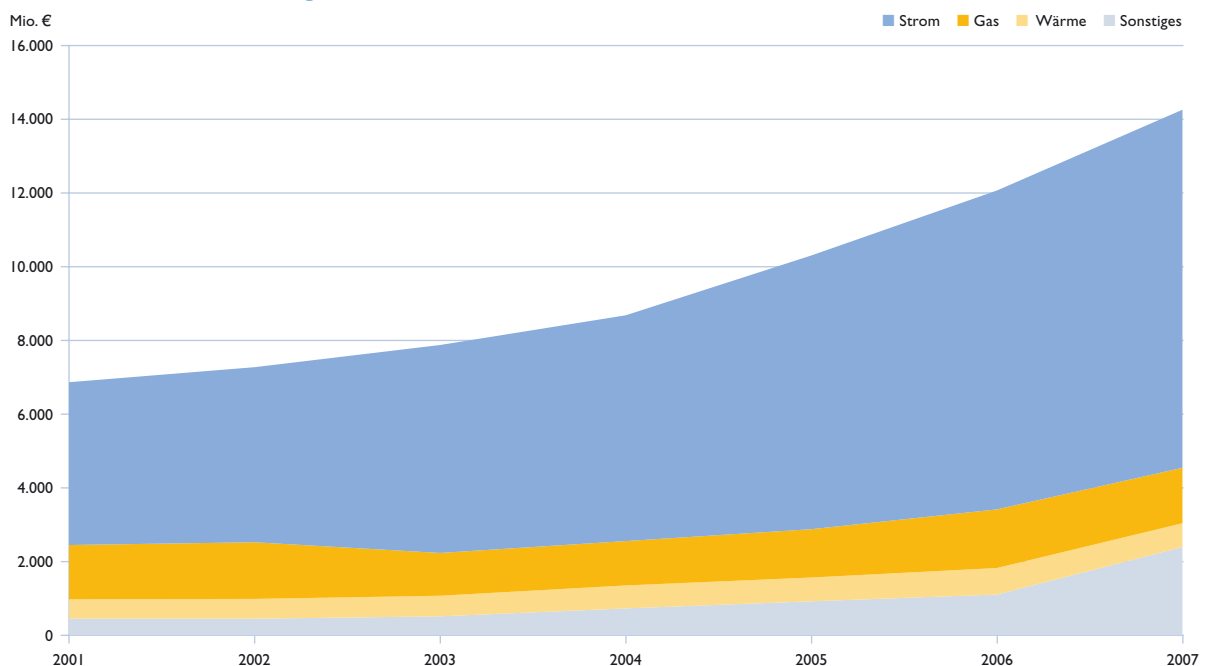
Beinahe 80% der Werbeausgaben der 20 wichtigsten Energieunternehmen entfallen auf die Landesgesellschaften. Sonstige Lieferanten sind nur für rund 21% der Werbeausgaben dieser Gruppe verantwortlich.

Werbung wird wie auch in den Jahren zuvor beinahe ausschließlich zur Imagepflege eingesetzt, da nämlich hauptsächlich Imagewerbung gemacht wird, aber selten Preis- oder Produktwerbung stattfindet. So macht auch der günstigste Lieferant kaum Preis-, sondern ebenfalls meist Imagewerbung. In Österreich bewirbt de facto kein Unternehmen, abgesehen vom günstigsten, die möglichen Einsparungspotenziale beim Lieferantenwechsel, da eine solche „Wechselwerbung“ hauptsächlich dem günstigsten Anbieter zugute kommen würde. Andere Alternativenanbieter würden so für ihren stärksten Wettbewerber werben.

Ergebnisentwicklung der Energieunternehmen

Wie in Abbildung 16 zu sehen ist, ist der Gesamtumsatz der Energieunternehmen¹⁴ in Österreich seit 2001 deutlich angestiegen. Seit dem Jahr 2001 konnten die Energieunternehmen den Gesamtumsatz mehr als verdoppeln. Der Umsatzanstieg ist vorwiegend auf den starken Anstieg der Umsätze in Strombereich (+120%) zurückzuführen. Die Gasumsätze sind über den Beobachtungszeitraum um nur rund 3% gestiegen. Ein starkes Wachstum der Umsätze ist im sonstigen Bereich (unter anderem Wasser, Abwasser, Entsorgung) zu beobachten. Von 2001 auf 2007 haben sich die Umsätze in diesen Bereichen mehr als verfünffacht. Die Umsätze im Wärmebereich konnten im gleichen Zeitraum um rund 20% erhöht werden.

→ Umsatzentwicklung nach Unternehmensbereich¹⁵



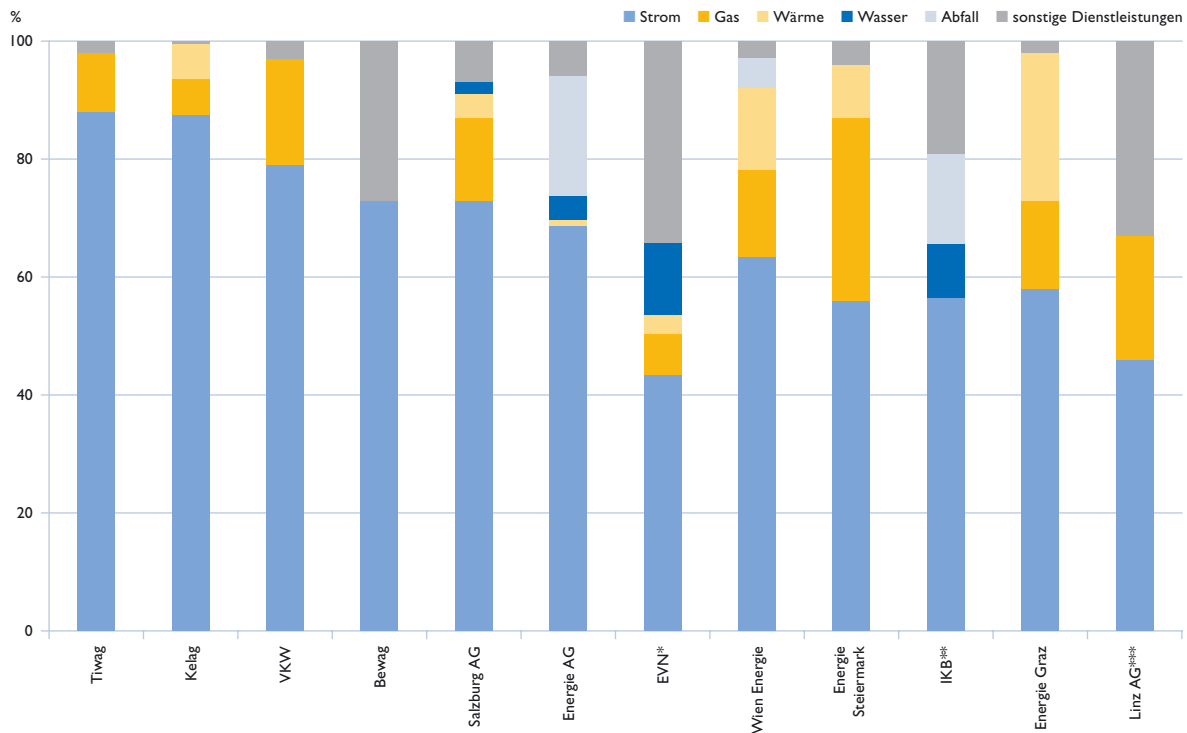
Quellen: Geschäftsberichte der Unternehmen, Jahresabschluss laut Firmenbuch

¹⁴ Berücksichtigt wurden die Konzernabschlüsse nachfolgender Unternehmen: Begas, Bewag, Energie AG, Energie Graz, Energie Steiermark, EVN, KELAG, Linz AG, ÖO Ferngas, Salzburg AG, Tigas, Tiwag, VEG, Verbund, VKW, Wien Energie. EconGas und EnergieAllianz wurden nicht berücksichtigt, da diese zum Teil in den Konzernbilanzen der beteiligten Unternehmen berücksichtigt werden.

¹⁵ „Sonstiges“ inkludiert EVN/Business Unit Südosteuropa

→ Umsatzanteil je Tätigkeitsbereich – ausgewählte Unternehmen

Abbildung 17



* Einteilung: Strom/Gas/Wärme/Wasser-Abfall/Sonstiges inklusive Südosteuropa; ** Werte stammen aus dem Geschäftsjahr 2006; *** Einteilung: Strom/Gas-Wärme/Sonstiges
 Quellen: Geschäftsberichte der Unternehmen, Jahresabschluss laut Firmenbuch, Berechnungen der E-Control

Das jährliche Umsatzwachstum der österreichischen Strom- und Gasunternehmen liegt zwischen 1 % und 25 %. Von 2006 auf 2007 hatte die Kelag den größten Umsatzanstieg mit rund 25 %. Dies ist unter anderem auf die intensive Ausweitung der Stromhandels- und Stromverkaufsaktivitäten – Lieferung von Pumpstrom zu Spitzenzeiten erzielt Höchstpreise am internationalen Energiemarkt – zurückzuführen. Umsatzrückgänge von rund 1 % verzeichnete die Wien Energie GmbH, welche vorwiegend auf die Witterung zurückzuführen sind und zu Absatzeinbußen im Gas- und Wärmebereich geführt hatten. Einen deutlichen Umsatzrückgang von rund 8 % hatte im Geschäftsjahr 2007 die Linz AG zu verzeichnen, welcher einerseits auf die Witterung

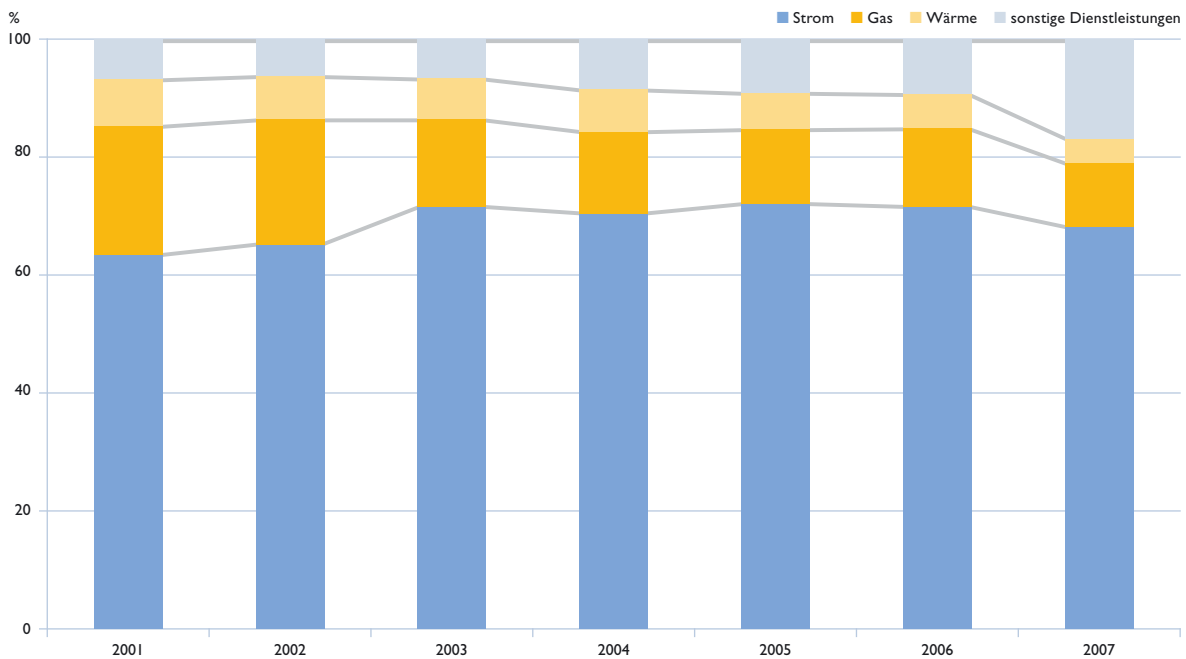
und andererseits auf den Kraftwerkseinsatz zurückzuführen sein wird (Abbildung 17).

Die Geschäftsbereiche Abwasser, Wasserversorgung und Abfallentsorgung werden für die österreichischen Unternehmen wichtiger (Abbildung 18). Dies zeigen auch die Auslandsaktivitäten der Unternehmen.

Nicht nur die Umsätze, sondern auch die Ergebniszahlen konnten die Unternehmen verbessern. Der Jahresüberschuss der berücksichtigten Strom- und Gasunternehmen hat sich seit Beginn der Liberalisierung mehr als vervierfacht. Bei einzelnen Unternehmen ist der Jahresüberschuss von 2006 auf 2007 um mehr als 180 % gestiegen.

→ Umsatzanteile nach Unternehmensbereich

Abbildung 18



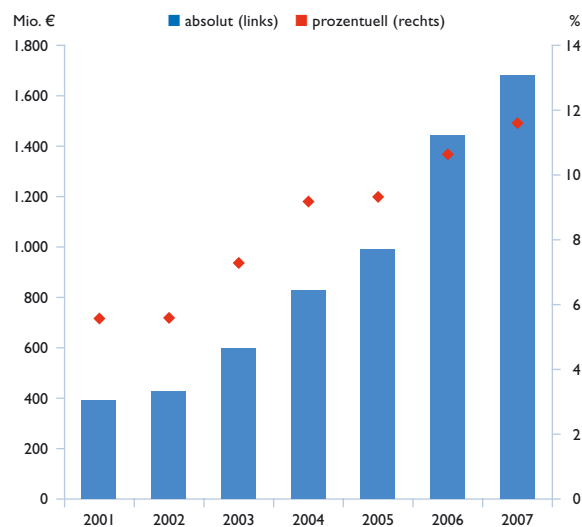
Quellen: Geschäftsberichte der Unternehmen, Jahresabschluss laut Firmenbuch, Berechnungen der E-Control

Im Strombereich ist der Anstieg des Jahresüberschusses vorwiegend auf die gestiegenen Strompreise bei nahezu gleichbleibenden Erzeugungskosten im Wasserkraftwerksbereich zurückzuführen. Zusätzlich haben viele Unternehmen ihre Handelstätigkeiten ausgeweitet. Die Ausweitung der Auslandstätigkeiten hat zumeist ebenfalls positive Auswirkungen auf die Entwicklung des Jahresüberschusses (Abbildung 19).

Das EBIT (Earnings Before Interest and Taxes) konnten die Unternehmen von 2006 auf 2007 um mehr als 15% erhöhen. Die EBIT-Marge lag im Beobachtungszeitraum jeweils über 10% und im Jahr 2007 bei rund 13%. Die auf Basis von EBIT ermittelten Rentabilitätskennzahlen weisen ebenfalls Steigerungsraten auf. So konnte die Gesamtkapitalrentabilität auf 6,5% erhöht werden. Noch deutlicher sind von 2001 auf 2007

→ Jahresüberschuss absolut und in Prozent des Umsatzes¹⁶

Abbildung 19

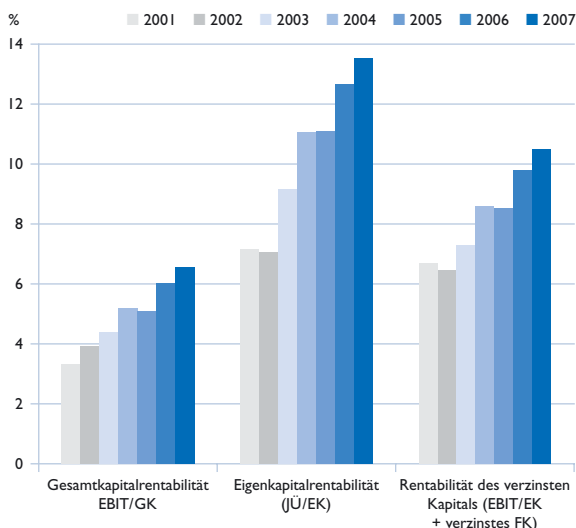


Quellen: Geschäftsberichte der Unternehmen, Jahresabschluss laut Firmenbuch, Berechnungen der E-Control

16 Das Jahr 2006 basiert auf aktualisierten Daten, da diese im letzten Bericht noch nicht vollständig vorhanden waren.

→ Rentabilitätskennzahlen auf EBIT-Basis 2001 bis 2007

Abbildung 20



Quellen: Geschäftsberichte der Unternehmen, Jahresabschluss laut Firmenbuch, Berechnungen der E-Control

die Eigenkapitalrentabilität (von rund 7% auf mehr als 13%) und die Rentabilität des verzinslichen Kapitals (von rund 6,5% auf mehr als 10%) gestiegen (Abbildung 20).

→ Entwicklung der Endkundenpreise

Die Energiepreise sind seit der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 2001 nicht reguliert. Behördlich festgelegt werden die Systemnutzungstarife (durch die Regulierungsbehörde) sowie Steuern und Abgaben (durch Bund, Länder, Gemeinden). Die Systemnutzungstarife werden bis auf den Messpreis, der als Höchstpreis definiert ist, als Festpreise festgesetzt. Die Netzbetreiber können somit den Messpreis auch niedriger ansetzen, haben dabei jedoch alle Kunden gleich zu behandeln; das heißt, je Zählertyp ist ein einheitlicher Preis allen Netzkunden in Rechnung zu stellen.

Strompreisentwicklung – Industrie

Die Energiepreise für Industriekunden sind wie in den vergangenen Jahren auch für das Jahr 2007 angestiegen. Diese Entwicklung ist neben den Großhandelspreisen zusätzlich auf die Erhöhung des Verrechnungspreises für elektrische Energie aus geförderten Öko- und Kleinwasserkraftwerksanlagen zurückzuführen.

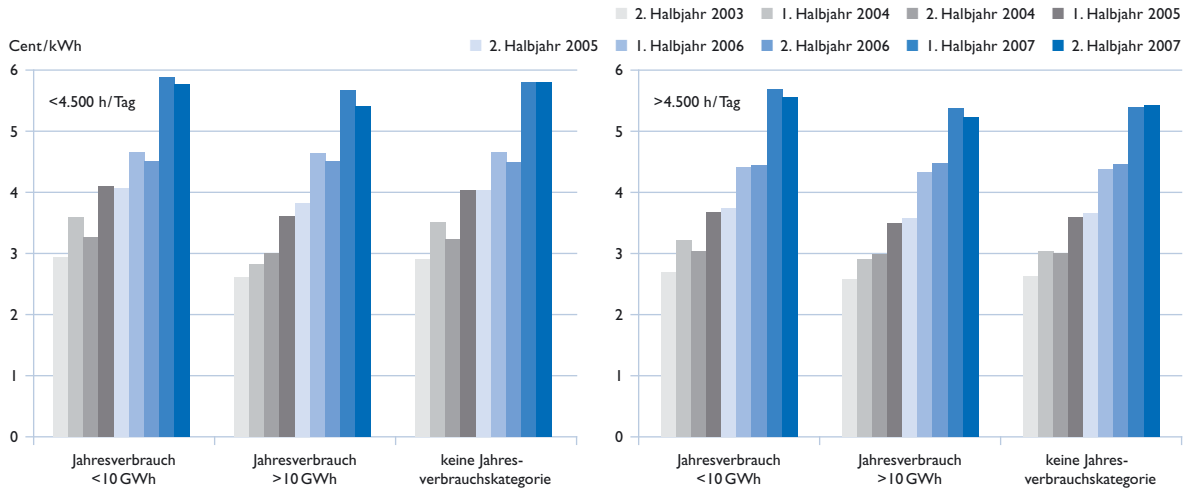
Die Lieferanten müssen die geförderte Energiemenge, die ihnen von der Abwicklungsstelle für Ökostrom (ÖMAG) auf Basis der an Endkunden abgegebenen Energiemenge anteilmäßig zugewiesen wird, zu einem festgelegten Verrechnungspreis (gewichtet bei rund 93 €/MWh) abnehmen. Dieser Verrechnungspreis betrug im Jahr 2007 für Kleinwasserkraft 6,47 Cent/kWh und für sonstigen Ökostrom 10,33 Cent/kWh. Die Kostendifferenz zwischen Verrechnungspreis und Einkaufspreis wird anteilmäßig an die Endkunden weitergegeben.

Die E-Control führt halbjährlich bei einem Industriepanel eine Industriestrompreiserhebung durch und veröffentlicht die Ergebnisse. Abbildung 21 zeigt die Entwicklung der Industriepreise für unterschiedliche Abnahmefälle. Seit Erhebung der Strompreise der Industriekunden ist ein kontinuierlicher Anstieg mit einem deutlichen Preissprung jeweils zum Jahreswechsel zu beobachten.

Die Entwicklung der Großhandelspreise (Referenz sind die EEX Futures) im Vergleich zu den Strompreisen für Industriekunden ist in Abbildung 22 dargestellt. Bis zum zweiten Halbjahr 2006 war der Großhandelspreis jeweils niedriger als der durch die E-Control erhobene Industriepreis. Interessant erscheint der Vergleich der Werte für das erste und zweite Halbjahr 2007, vor allem da im Industriepreis zusätzlich zum eigentlichen Energiepreis noch die Mehraufwendungen für Ökoenergie berücksichtigt sind.

→ **Industriestrompreisentwicklung**
 < 4.500 Volllaststunden (links), >4.500 Volllaststunden (rechts)

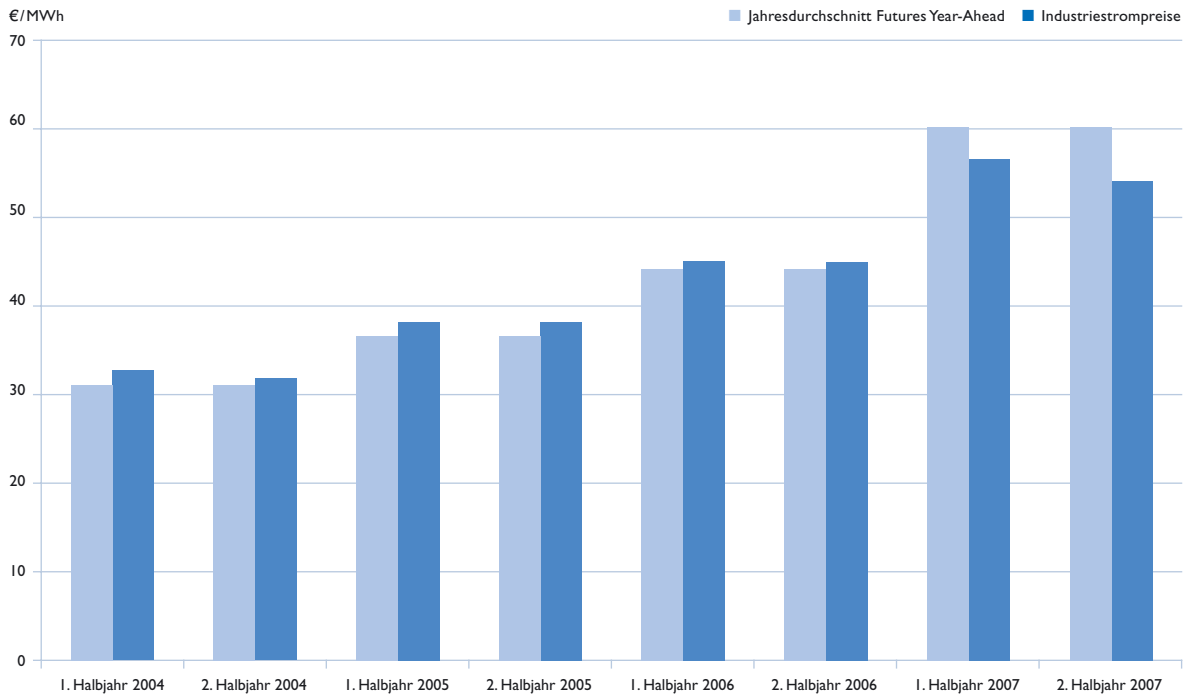
Abbildung 21



Quelle: E-Control

→ **Entwicklung der Börsen- und Energielieferpreise für Industriekunden¹⁷**

Abbildung 22



Quellen: EEX, E-Control

¹⁷ Für den Großhandelspreis wurde der Jahresdurchschnitt der Futures-Preise Year-Ahead gewichtet (80% Base-Anteil, 20% Peak-Anteil) herangezogen, das heißt, für den Futures-Wert im ersten und zweiten Halbjahr 2007 wurden die Futures im Jahr 2006 für das Jahr 2007 verwendet.

Es lässt sich jedoch nicht ableiten, dass die Lieferanten Industriekunden zu Preisen beliefern, die unter den Großhandelspreisen liegen. Die Differenz dürfte darauf zurückzuführen sein, dass die Industrieunternehmen Lieferverträge deutlich vor dem Lieferzeitraum 2007 abgeschlossen haben. Das heißt, die hier angegebenen Energiepreise stellen Mischpreise von Verträgen unterschiedlicher Laufzeiten dar. Haben Industriekunden bereits zwei Jahre vor Lieferbeginn einen Liefervertrag abgeschlossen, liegen die vereinbarten Energiepreise somit deutlich unter den Energiepreisen jener Unternehmen, die zeitlich näher zum Vertragsbeginn abgeschlossen haben.

Für die Standortwahl und somit auch für die Wettbewerbsfähigkeit eines Industrieunter-

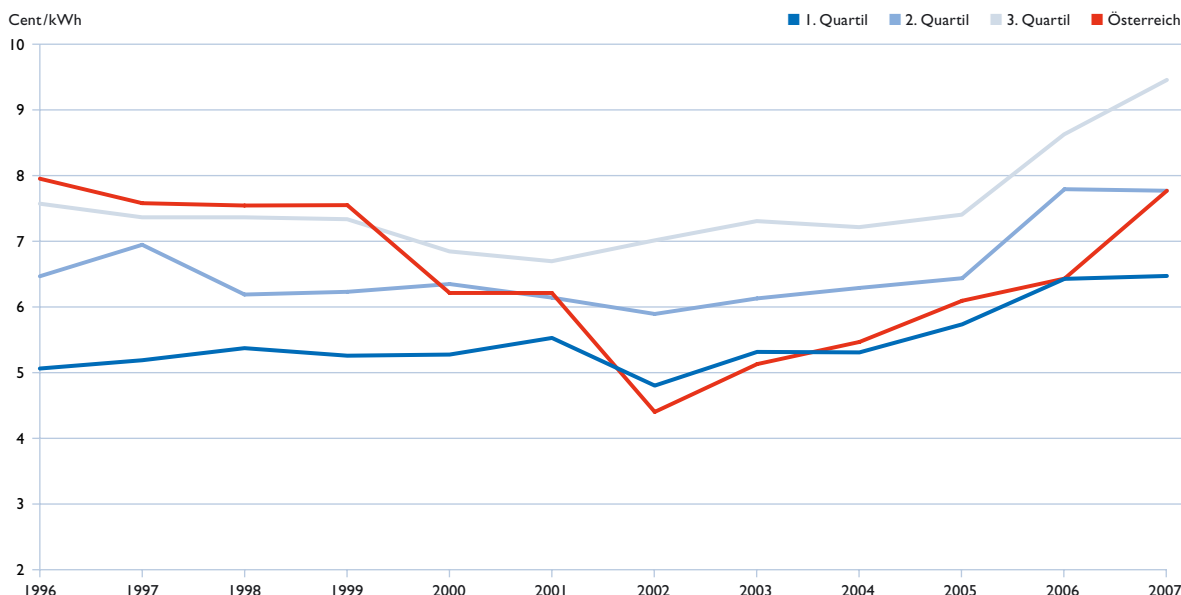
nehmens ist nicht nur der reine Energiepreis ausschlaggebend, sondern auch die Höhe der Netzkosten sowie der Steuern und Abgaben, vor allem wenn die gesamten Energiekosten einen wesentlichen Kostenfaktor darstellen.

Preisentwicklung im europäischen Vergleich

Abbildung 23 zeigt die Preisentwicklung für Industriekunden in Österreich im europäischen Vergleich. Zur Beschreibung der Verteilung der Preise wurden die Preise der Höhe nach sortiert und die mittleren 50% angegeben. Der Median zeigt genau den mittleren Preis, die beiden Linien ober- und unterhalb den 25%-Bereich der Preise, die über bzw. unter dem Median liegen. Die Linie für das erste Quartil sagt aus, dass sich 25% der Preise in der EU in der Fläche unterhalb dieser

→ **Industriestrompreise im europäischen Vergleich^{18, 19}**
Energie + Netz, 2.000 MWh/Jahr, ohne Steuern und Abgaben

Abbildung 23



Quellen: Eurostat, Berechnungen der E-Control

18 Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Irland, Italien, Luxemburg, Norwegen, Österreich, Portugal, Schweden, Spanien
19 Wenn die Preise der Höhe nach geordnet werden, so bezeichnet zum Beispiel das erste Quartil die niedrigsten 25%.

Linie befinden. Weitere 25% der Werte liegen zwischen den Linien des ersten und zweiten Quartils und weitere 25% der Werte zwischen den Linien des zweiten und dritten Quartils. Die restlichen 25% der Preise befinden sich oberhalb der Linie des dritten Quartils.

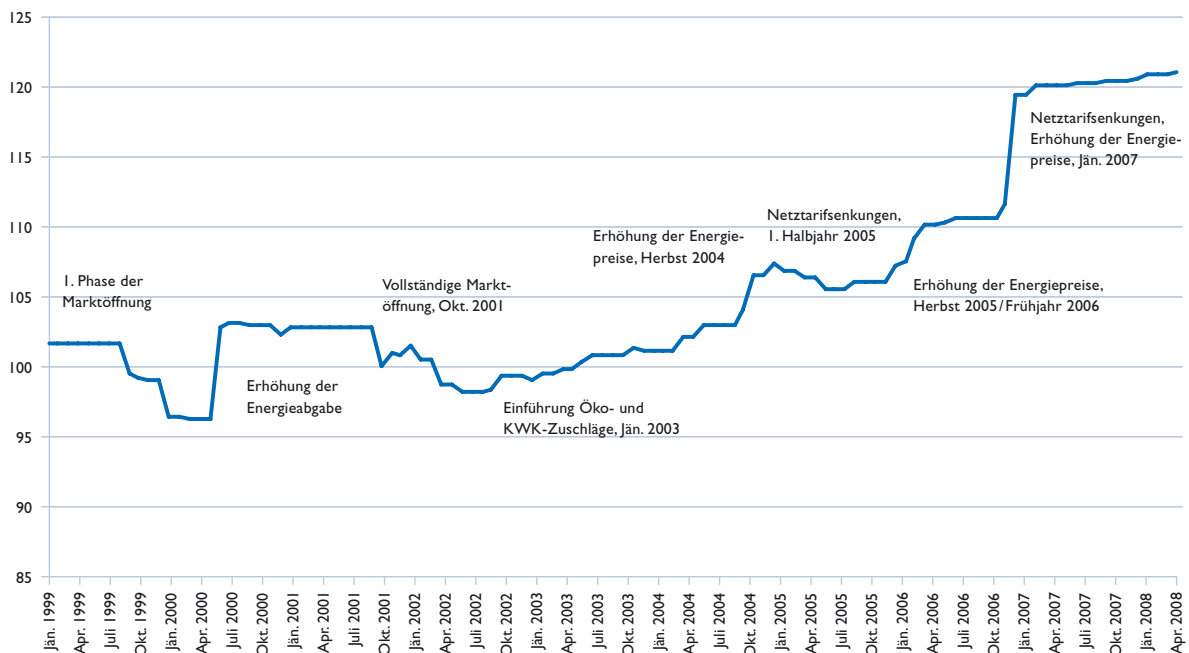
Die österreichischen Strompreise für Industriekunden (mit durchschnittlicher Abnahme; Abbildung 23) zählten zwischen 1996 und 1999 zu den höchsten im europäischen Vergleich, 2000 und 2001 lagen sie im mittleren Bereich, seit der Liberalisierung sind die Strompreise im Bereich der günstigen 25% der Strompreise in der EU. Seither hat sich die Position wieder verschlechtert, sodass Österreich nur noch knapp zu den niedrigsten 50% gehört.

Strompreisentwicklung – Haushaltskunden

Die Entwicklung des Gesamtstrompreises bei Haushaltskunden wird in Abbildung 1 dargestellt. Nach einem Sinken der Strompreise zu Beginn der Liberalisierung sind die Preise seit Ende 2002 mit Ausnahme des ersten Halbjahrs 2005 gestiegen. Der Rückgang des Strom-VPI im ersten Halbjahr 2005 ist ausschließlich auf die Senkung der Netztarife durch die Regulierungsbehörde zurückzuführen. Der leichte Anstieg zu Beginn des Jahres 2008 ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass die Regulierungsbehörde mit 1. Jänner 2008 die Netztarife für die Netzebene 7 gesenkt hat (Abbildung 24). Die wenigsten Unternehmen haben diese Senkung allerdings direkt an die Konsumenten weitergegeben, sondern sie

→ Entwicklung des Strom-VPI (Gesamtpreis, Index Oktober 2001=100)

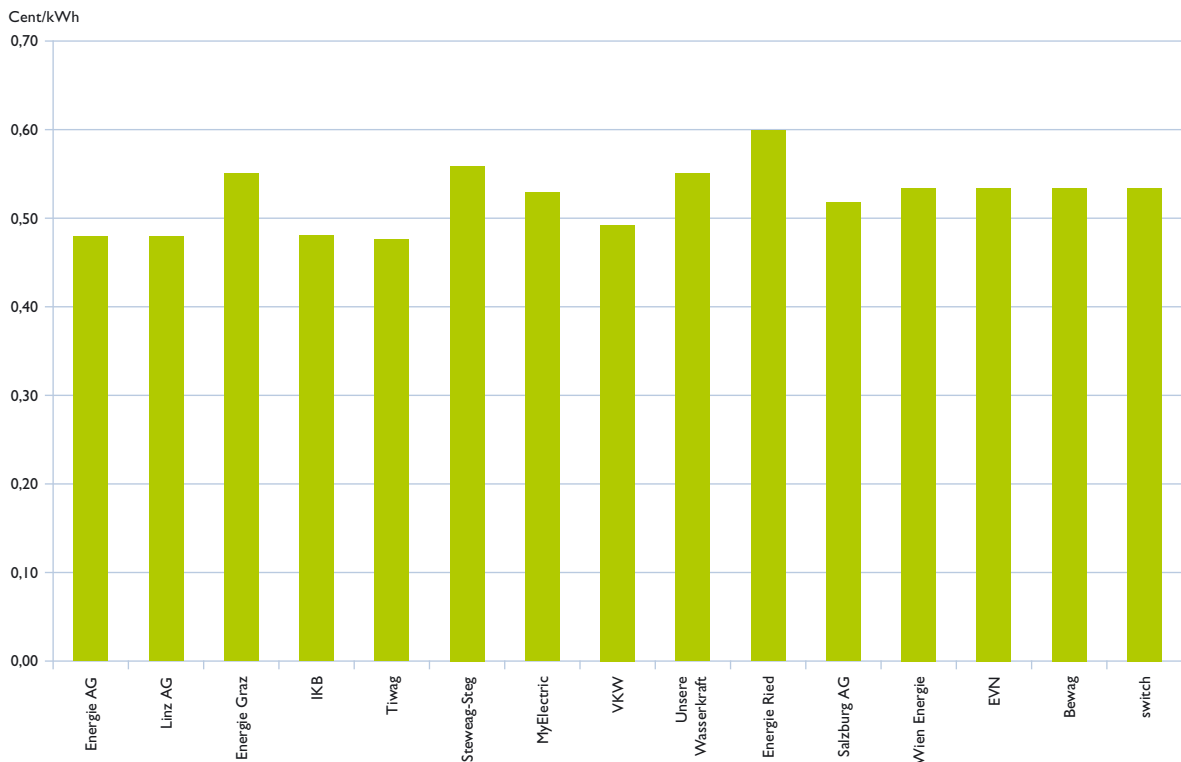
Abbildung 24



Quellen: Statistik Austria, E-Control

→ Mehraufwendungen für Ökoenergie

Abbildung 25



Quellen: Preisblätter/Homepage der Unternehmen; Stand Juni 2008

durch eine Preiserhöhung ausgeglichen bzw. über den ursprünglichen Gesamtpreis hinaus erhöht.

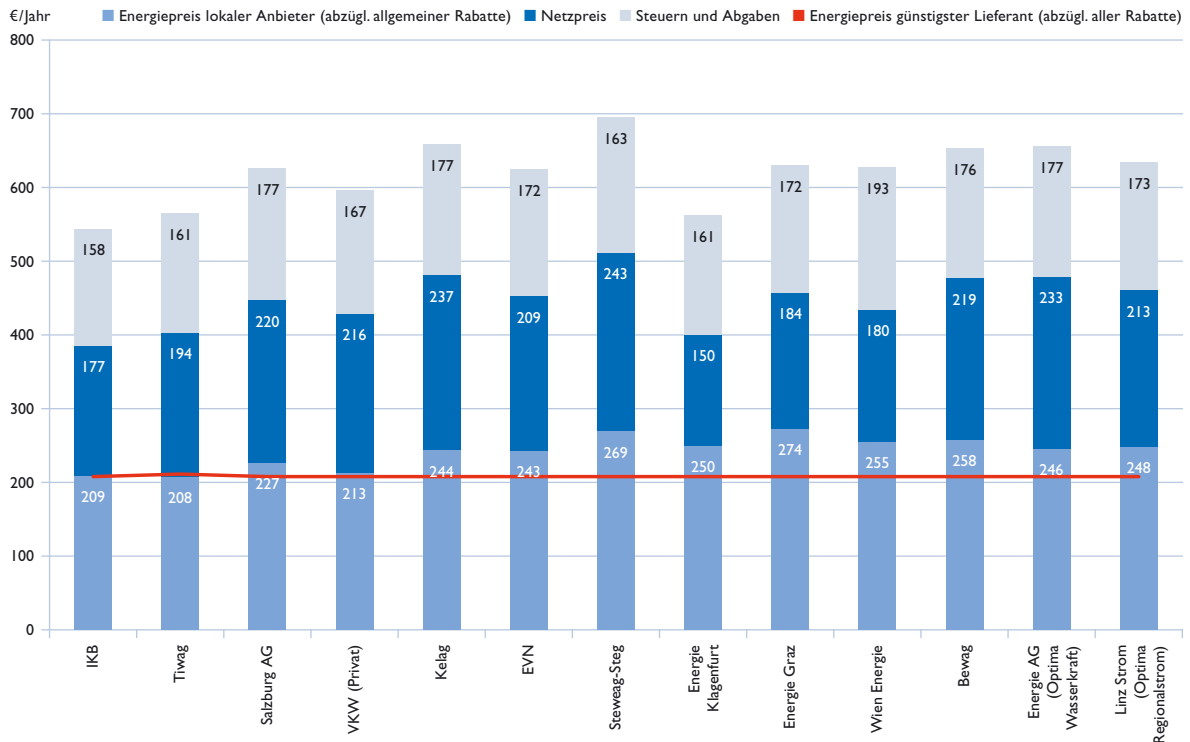
Die Höhe der Mehraufwendungen für Ökoenergie ist bei den einzelnen Lieferanten unterschiedlich (Abbildung 25). Die Differenz zwischen den niedrigsten und den höchsten Mehraufwendungen liegt bei rund 22%. Die Höhe der Mehraufwendungen ist abhängig von der Höhe des Einkaufspreises. Die Differenz zwischen Einkaufspreis und Verrechnungspreis für die zugewiesene Ökoenergie unter Berücksichtigung der anteilmäßigen Zuordnung ergibt die Mehraufwendungen. Die müsste bedeuten, dass jene Lieferanten mit den höchsten Mehraufwendungen für Ökoenergie den Kunden die niedrigsten Energie-

preise in Rechnung stellen. Ein Vergleich zwischen den Mehraufwendungen für Ökoenergie und den Energiepreisen für Haushaltskunden zeigt diesen Zusammenhang jedoch nicht.

Abbildung 26 stellt die Energiepreise der jeweiligen lokalen Anbieter sowie die entsprechenden Netztarife und Steuern und Abgaben dar. Wie bereits zuvor dargestellt, ist auch hier ersichtlich, dass die Energiepreise zwischen den einzelnen Anbietern deutlich abweichen. So sind die Energiepreise des teuersten Anbieters bei einem Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh um rund 29% höher als jene des günstigsten angestammten Lieferanten. Im Vergleich zum günstigsten österreichweit anbietenden

→ Preisvergleich lokaler vs. günstigster Lieferant (3.500 kWh) abzüglich allgemeine Rabatte beim lokalen und gesamte Rabatte beim günstigsten Lieferanten

Abbildung 26



Quelle: E-Control; Stand Juli 2008

Lieferanten beträgt die Differenz sogar rund 31%. Zudem trägt die unterschiedliche Höhe der Netztarife dazu bei, dass die Gesamtpreise stark voneinander abweichen. Die Differenz zwischen den höchsten und niedrigsten Gesamtkosten bei einem durchschnittlichen Haushaltskunden beträgt rund 28%.

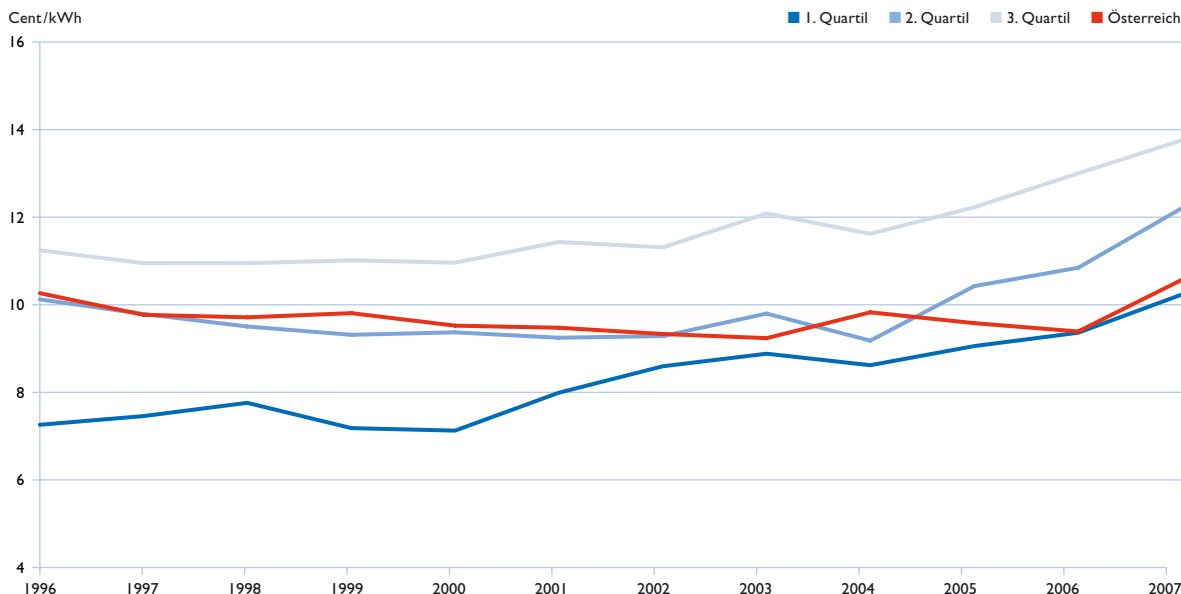
Produkt- und Rabattpolitik der Lieferanten

Die Produktgestaltung erfolgt zum größten Teil über eine Rabattierung der Tarife, zumeist Abbucher- und Neukundenboni. Die von den Lieferanten angebotenen Tarife sind größtenteils einheitlich.

Der Verbund war bis 1. Juni 2008 österreichweit der günstigste Lieferant, was nicht zuletzt auf einen zehnpromtigen Neukundenbonus auf den Energiepreis zurückzuführen war. Dieser Rabatt wird seit Juni nicht mehr gewährt. Die Salzburg AG bietet all ihren ehemaligen Kunden, die zur Salzburg AG zurückwechseln, einen einmaligen Rabatt von 30 Freistrom-Tagen. Die Bewag hat ihre Produktpalette auf vier Optima-Tarife erweitert, die den Kunden eine große Bandbreite an zusätzlichen Services bieten. Zudem gewährt die Bewag allen Neukunden einen Rabatt von 20 Euro auf die Jahresrechnung. MyElectric hat von Dezember 2007 bis Jänner 2008 einen Online-Fixtarif mit einer Preisgarantie für ein Jahr angeboten.

→ **Haushaltsstrompreise im europäischen Vergleich²⁰**
 Energie + Netz, 3.500 kWh, ohne Steuern und Abgaben

Abbildung 27



Quellen: Eurostat, Berechnungen der E-Control

Preisentwicklung im europäischen Vergleich

Abbildung 27 zeigt die Preisentwicklung für Haushaltskunden in Österreich im europäischen Vergleich. Die österreichischen Strompreise für Haushaltskunden (mit durchschnittlicher Abnahme) lagen 1996 bis 2004 im mittleren Bereich, seit 2004 sind die Strompreise für Haushaltskunden knapp im Bereich der 25% der günstigsten Strompreise in der EU.

Margen der österreichischen Stromunternehmen

Abbildung 28 zeigt die (fiktiven) Rohmargen der österreichischen Stromanbieter, wenn man folgende Annahmen trifft: Das Beschaffungsportfolio der Stromunternehmen basiert auf 18 Monate im Voraus stattfindenden Forward-

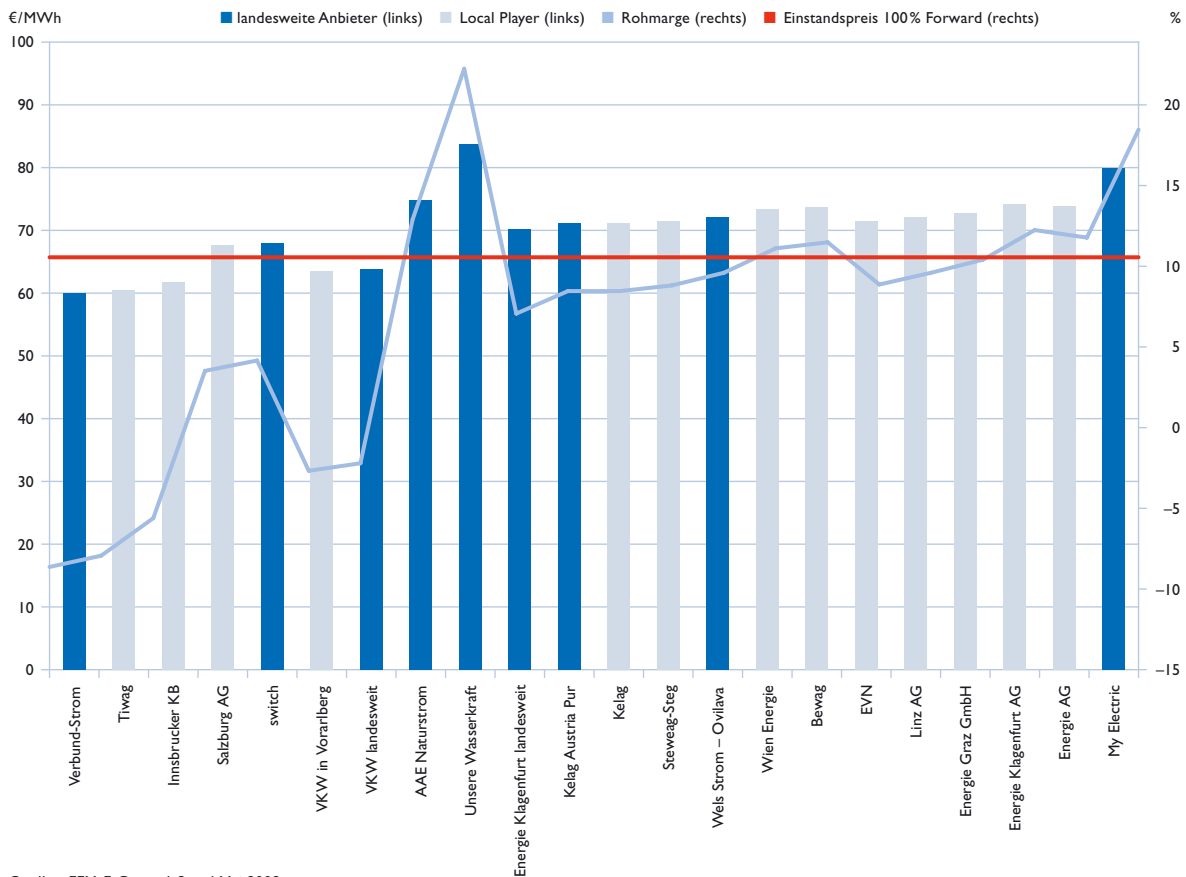
Einkäufen. Diese Beschaffungskosten werden von den Verkaufspreisen der Anbieter (ohne Berücksichtigung der Rabatte) abgezogen.

Abbildung 28 macht deutlich, dass die Lieferanten, die ihr angestammtes Versorgungsgebiet in Ostösterreich haben, unter diesen Annahmen zum Teil deutlich höhere Margen als vergleichbare Lieferanten in Westösterreich hätten. Dies ist auf mögliche politische Vorgaben der Eigentümervertreter, unter anderem derjenigen, günstigste Landesgesellschaft zu sein, zurückzuführen. Einige westösterreichische Anbieter sowie der Verbund würden unter den Opportunitätskosten verkaufen. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass manche dieser Unternehmen selber Strom produzieren, was kostengünstiger ist, als wenn sie den Strom am Großhandelsmarkt zukaufen würden.

²⁰ Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Irland, Italien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Portugal, Schweden, Spanien

→ Rohmargen der Unternehmen mit 100% Forwardeinkauf
(3.500 kWh/Jahr) ohne Rabatte

Abbildung 28



Quellen: EEX, E-Control; Stand Mai 2008

Nachfrageverhalten

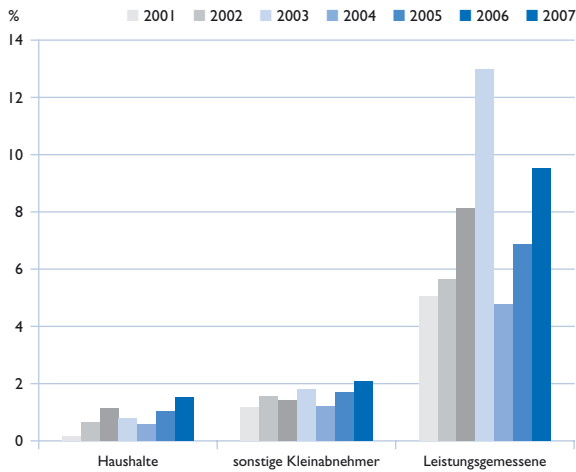
Wechselzahlen und -verhalten im Strommarkt

Seit 1. Oktober 2001 haben alle Stromkunden die Möglichkeit, ihren Lieferanten zu wechseln. Insgesamt haben bis Dezember 2007 232.000 Stromhaushaltskunden ihren Lieferanten gewechselt, was einem Anteil von 5,9% aller Kunden im Strommarkt entspricht.

Nach einem deutlichen Rückgang der Wechselrate bei Haushaltskunden in der Periode Oktober 2004 bis September 2005 mit 0,5% ist die Wechselrate im vergangenen Jahr auf 1,5% angestiegen. Das heißt, dass bei den Haushalten über 20.000 mehr Versorgerwechsel als im Jahr 2006 registriert wurden, was einem Anstieg von nahezu 50% entspricht.

→ **Lieferantenwechsel im Strommarkt – Anteile der gewechselten Zählpunkte**

Abbildung 29



Quelle: E-Control

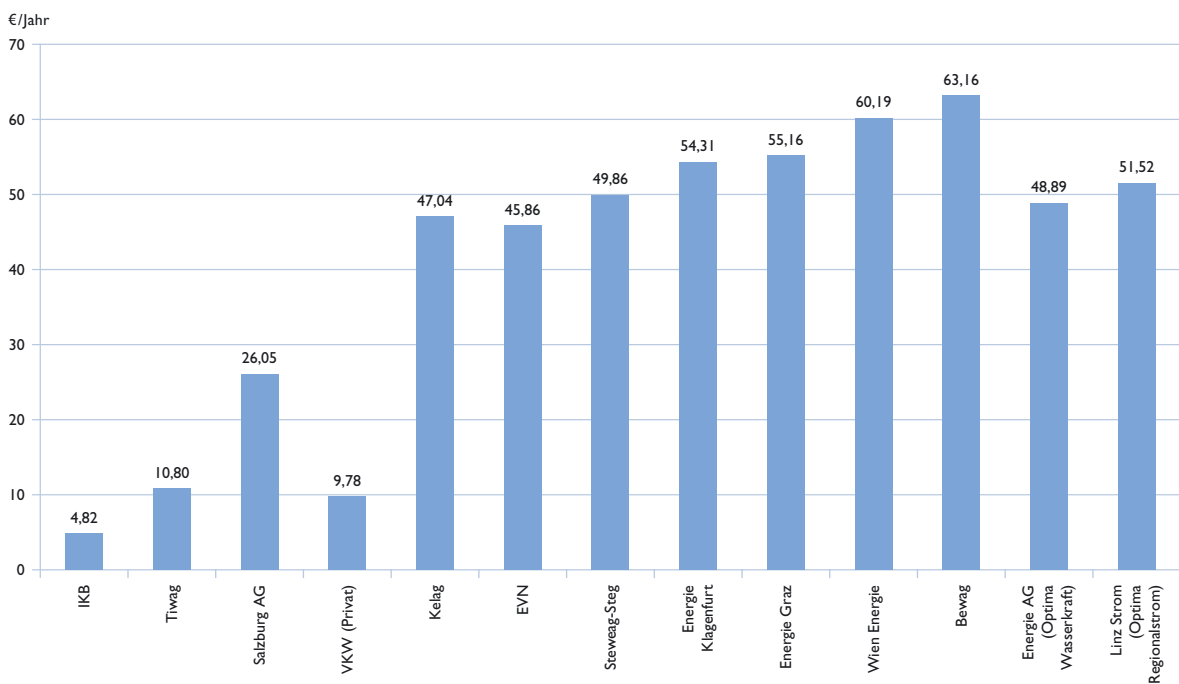
Von den sonstigen Kleinabnehmern haben im vergangenen Jahr rund 2,1 % ihren Stromanbieter gewechselt. Im Vergleich zu den Haushaltskunden zeigt diese Abnahmegruppe eine über die einzelnen Jahre relativ gleichbleibende Wechselrate.

Zu den leistungsgemessenen Kunden zählen zum Beispiel Großverbraucher des produzierenden Gewerbes, die Landwirtschaft sowie der Dienstleistungssektor. Diese Kundengruppe ist die aktivste am Strommarkt. Als Gründe für dieses Verhalten können unter anderem ein größeres absolutes Einsparungspotenzial sowie ein höheres Informationsniveau der Kunden genannt werden (Abbildung 29).

Haushaltskunden können durch einen Wechsel beträchtliche Einsparungen erzielen. Das Einsparungspotenzial in Ostösterreich beträgt zwischen

→ **Einsparungspotenzial für Haushaltskunden beim Wechsel zum günstigsten Lieferanten im jeweiligen Netzgebiet (3.500 kWh/Jahr), abzüglich allgemeine Rabatte beim lokalen und gesamte Rabatte beim günstigsten Lieferanten**

Abbildung 30



Quelle: E-Control, Stand Juni 2008

70 und 110 Euro (Abbildung 30), was einer Einsparung beim Energiepreis von bis zu 49% und beim Gesamtpreis von bis zu 16% entspricht. In Westösterreich ist das Einsparungspotenzial deutlich geringer. Trotz dieser Einsparungsmöglichkeiten sind die Wechselzahlen im Haushaltskundensegment noch gering. Die große Energiepreisdifferenz zwischen dem günstigsten Anbieter und einem Großteil der lokalen Anbieter sowie die geringen Wechselraten lassen vermuten, dass Wechselhemmnisse und somit Markteintrittsbarrieren existieren.

Studie über die Einstellungen, Motive und Bedenken hinsichtlich eines Wechsels (Frühjahr 2006)

Die E-Control hat in den letzten Jahren zahlreiche Studien zum Thema Wechselverhalten der Kleinkunden durchgeführt.

Die erste, von Karmasin Motivforschung durchgeführte Untersuchung beschäftigte sich mit den Einstellungen, Motiven sowie Bedenken der Konsumenten bezüglich eines Wechsels zu einem neuen Stromlieferanten. Sie wurde in zwei Schritten durchgeführt, bestehend aus telefonischen sowie persönlichen Gesprächen, um die Problematik sowohl quantitativ als auch qualitativ eingehend zu erörtern. Das Hauptaugenmerk der Studie lag auf der Analyse des Haushalts- und Kleingewerbekundensegments. Dabei konnten drei Hauptbarrieren gegen einen Wechsel identifiziert werden:

1. empfundenenes geringes Einsparpotenzial im Zuge eines Wechsels,
2. Wechsel des Stromlieferanten erfordert viel eigenes Engagement.
3. Aufwendige, komplexe und unsichere Informations- und Wechselbedingungen stehen in keiner Relation zum Nutzen.

Hierbei handelt es sich um Wechselbarrieren, die ausschließlich auf der Wahrnehmung der Konsumenten beruhen, mit daraus resultierenden Wechselkosten (psychologische Wechselkosten).

Im Zuge dieser Studie hat sich herausgestellt, dass die Höhe der Stromkosten ebenso wie das Einsparpotenzial, potenzielle Lieferanten sowie Ablauf und Aufwand eines Wechsels oftmals nicht bekannt sind.

Versorgungssicherheit wird als wichtigstes Kriterium eines Stromlieferanten bewertet und ausschließlich den etablierten Unternehmen zugeordnet. Die Liberalisierung wird durch die Endkunden prinzipiell positiv beurteilt. Jedoch stellte sich bei näherer Betrachtung heraus, dass Details zur Liberalisierung nicht bekannt sind und ein beträchtliches Informationsdefizit bezüglich der einzelnen Stromlieferanten, des Einsparpotenzials und der Aufgaben der etablierten und der neuen Lieferanten nach einem Wechsel zu beobachten war.

Die Wichtigkeit des Themas Versorgungssicherheit für den Kunden und die Zuordnung des Themas zu dem Lieferanten kompensiert die geringe Kundenzufriedenheit mit den ehemaligen lokalen Anbietern.

Im Vordergrund bei der Einsparung von Stromkosten steht die Reduktion des Stromverbrauchs und nicht der Wechsel des Lieferanten. Die Befragten empfanden eine Verbrauchsreduktion als bessere Einsparmöglichkeit als einen Wechsel.

Studie über Wechsler und wechselinteressierte Haushalts- und Kleingewerbekunden im Strommarkt (Winter 2007/2008)

Aufbauend auf den Ergebnissen der Untersuchung von Karmasin Motivforschung war es ein Anliegen der E-Control, die Thematik des Wechselverhaltens zu vertiefen, um die Unterschiede zwischen der Gruppe der Wechsler und der Wechselinteressierten herauszuarbeiten, zielgruppengerechte Kommunikationsmaßnahmen sowie Maßnahmen, um mehr Interessierte zu einem Wechsel zu bewegen, ableiten zu können.

Die Befragung fand telefonisch von November 2007 bis Jänner 2008 statt und wurde von der OGM (Österreichische Gesellschaft für Marketing GmbH) durchgeführt. Es wurden sowohl Wechsler als auch Wechselinteressierte aus dem Haushalts- und Kleingewerbekundenbereich aus sieben österreichischen Bundesländern befragt.

Bei der Untersuchung hat sich herausgestellt, dass Wechsler tendenziell eher männlich und zwischen 30 und 49 Jahren alt sind. Sie verfügen über höhere Einkommen (Haushalts-Netto-Einkommen mehr als 2.100 Euro pro Monat) und ein ähnlich hohes Bildungsniveau wie die Gruppe der Wechselinteressierten. Allerdings sind Singles seltener. Wechsler haben häufiger Kinder unter 14 Jahren und verfügen mit 148,5 m² über deutlich mehr Wohnfläche als lediglich Wechselinteressierte. Interessant ist zudem, dass 45 % der Wechsler in kleineren Gemeinden mit weniger als 5.000 Einwohnern wohnen.

Bei den Unternehmen finden sich die Wechsler eher in den Branchen Gewerbe und persönliche Dienstleistungen, weniger im Einzelhandel. Unternehmen, die bereits ihren Stromlieferanten gewechselt haben, verfügen über eine größere Mitarbeiteranzahl und Betriebsfläche als die wechselinteressierten Unternehmen.

Wie bereits in der ersten Studie der E-Control aus dem Jahre 2006 hat sich herauskristallisiert, dass die Höhe der Stromrechnung häufig bekannt ist, nicht hingegen der Stromverbrauch. Erwartungsgemäß hat sich die Gruppe der Wechsler mehr mit dieser Thematik auseinandergesetzt als die Gruppe der Wechselinteressierten. Weiters ist anzumerken, dass bei 61 % der Wechsler die Erwartungen hinsichtlich des Einsparpotenzials erfüllt bzw. übertroffen wurden.

Als Hauptgrund für einen Wechsel dienen nach wie vor alle mit dem Thema Geld verbundenen Motive, das heißt die angestiegene Stromrechnung

als solche, wie auch Medienberichte über das Einsparpotenzial und Preiserhöhungen der Unternehmen.

Allgemein lässt sich festhalten, dass die Wechsler mit ihrem alten Lieferanten unzufriedener sind als die Gruppe der Wechselinteressierten. Die Wechselbereitschaft wird sowohl bei den Privathaushalten als auch den Unternehmen durch die Bekanntschaft mit anderen Wechslern (und Kommunikation über den Wechsel) sowie Informationen der E-Control erhöht.

Befragung zur Wahrnehmung des Themas Energie (Februar 2008)

Im Februar 2008 hat die E-Control auch eine Befragung zur Wahrnehmung des Themas Energie durch die Österreicher von Karmasin Motivforschung durchführen lassen. Dabei hat sich herausgestellt, dass dieses Thema für die österreichische Bevölkerung nur von mäßig hohem Interesse ist. Als besonders wichtig werden der Aspekt der Versorgungssicherheit und des Energieparens angesehen. Allerdings hält nur ein Drittel der Bevölkerung die derzeitigen Strom- und Gaspreise für angemessen. Dies veranlasst den Großteil dazu, sich näher mit Energiesparmaßnahmen auseinanderzusetzen, weniger hingegen mit der Möglichkeit eines Wechsels. In der Befragung hat sich eindeutig herausgestellt, dass aus Sicht der Bevölkerung von den hohen Energiepreisen hauptsächlich die Energieversorgungsunternehmen und der Staat profitieren.

→ Wettbewerbsrechtliche Maßnahmen im Jahr 2007

Die E-Control ist gemäß § 10 Abs. 1 Z 1 E-RBG für die Wettbewerbsaufsicht über alle Marktteilnehmer und Netzbetreiber, insbesondere hinsichtlich der Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer, zuständig. Stellt die E-Control einen

Misstand fest, hat sie unverzüglich alle Maßnahmen zu ergreifen, die erforderlich sind, um den gesetzmäßigen Zustand wiederherzustellen.

Gegenüber den Vorjahren gab es weniger Missbrauchsverfahren. Fälle, in denen Unternehmen ihre Position missbrauchten, konnten teilweise auf kurzem Wege erledigt werden. Oft wurde ohne Einleitung eines Verfahrens erreicht, dass sich Marktteilnehmer künftig gesetzeskonform verhalten werden.

Durch die Novellierung des EIWOG ist es zu einer Stärkung der Konsumentenrechte gekommen. Stromunternehmen haben nun Preise, Informationen und Rechnungen transparent und kundenfreundlich zu gestalten und gewisse Parameter, wie zum Beispiel den Preis in Cent/kWh, auf der Rechnung aufzulisten. Seither wurden Stromrechnungen auf diese gesetzlichen Vorgaben überprüft, Missbrauchsverfahren eingeleitet und bereits Maßnahmen im Bescheidweg ergriffen, um den gesetzmäßigen Zustand – nämlich die Mindeststandards einer Rechnung zu erfüllen – herzustellen.

Ein Instrument zur Erreichung von mehr Transparenz im Strombereich in Österreich ist der sogenannte Tarifkalkulator auf der Webpage der E-Control, über den der einzelne Stromkunde, gemäß seinen Bedürfnissen und seinem Verbrauch, den für ihn günstigsten Strom- und Gaslieferanten erfragen kann. Der Tarifkalkulator trägt dazu bei, den Wechsel in Österreich zu erleichtern und dadurch den Wettbewerb zu fördern.

Allgemeine Geschäftsbedingungen der Lieferanten sind seit 1. Jänner 2007 bei der E-Control Kommission anzuzeigen und allenfalls wegen Gesetzes- oder Sittenwidrigkeit zu untersagen. Bisher mussten Allgemeine Geschäftsbedingungen der Lieferanten nicht untersagt werden, da jederzeit bereits auf kurzem Wege der gesetzmäßige Zustand erreicht werden konnte.

Unterschiede zwischen Haushaltskunden und Gewerbekunden

Haushaltskunden werden von der Rechtsordnung in höherem Maße geschützt als österreichische Gewerbekunden. Dies betrifft insbesondere die Tatsache, dass die konsumentenschutzrechtlichen Bestimmungen des Konsumentenschutzgesetzes (KSchG) auf Gewerbekunden, für die das Geschäft zum Betrieb ihres Unternehmens gehört, nicht anwendbar sind. In dieser Hinsicht werden daher beispielsweise Kleinst-Gewerbetreibende von der Rechtsordnung wie große Industrieunternehmen und nicht wie Haushaltskunden behandelt.

In der Praxis bedeutet dies zum Beispiel, dass das KSchG vorsieht, dass Verbrauchern bei Haustürgeschäften und bei Geschäften, die im Fernabsatz abgeschlossen wurden, unter bestimmten Voraussetzungen ein Rücktrittsrecht zukommt. Für Gewerbekunden sind diese Rücktrittsrechte hingegen nicht anwendbar.

Hinsichtlich der gesetzlich zulässigen Vertragsbestandteile – insbesondere von Allgemeinen Geschäftsbedingungen – wird für Verbraucher ein weit strengerer Maßstab angelegt als für Gewerbekunden. Das KSchG sieht beispielsweise vor, dass Verbraucher, die einen Energieliefervertrag abgeschlossen haben, diesen zum Ablauf des ersten Jahres kündigen können müssen (§ 15 Abs. 1 KSchG). Gewerbekunden hingegen, für die der Abschluss des Energieliefervertrages zum Betrieb ihres Unternehmens gehört, können auch länger als ein Jahr gebunden werden. Daher ist in der Praxis eine längerfristige Bindung von Gewerbekunden durchaus an der Tagesordnung. Für Gewerbekunden gilt daher, beim Abschluss eines Energieliefervertrages besonders gründlich zu vergleichen, auf Preisänderungsklauseln und Bindefristen sowie Kündigungsfristen besonders zu achten.

Vorsicht ist ebenso bei den Allgemeinen Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit Gas und Strom („Allgemeine Lieferbedingungen“) geboten. Manche Unternehmen haben für Gewerbekunden eigene Bedingungen, bei vielen Lieferanten gibt es jedoch nur eine Version, wobei nicht alle Bestimmungen auf Konsumenten und Gewerbekunden gleichermaßen anwendbar sind.

Dies gilt beispielsweise für Preisänderungsklauseln, wobei festzustellen ist, dass es einfacher möglich ist, bei laufenden Verträgen gegenüber Gewerbekunden Preise zu erhöhen als gegenüber Konsumenten. Auch in dieser Hinsicht gilt es daher, das Kleingedruckte vor dem Abschluss eines Energieliefervertrages gründlich zu studieren oder gleich einen Fixpreisvertrag abzuschließen.



Regulierung und Erfolge
auf dem Erdgasmarkt 2007



→ Regulierung der Gasnetze

Für den Transit und den Inlandstransport und die -verteilung bestehen unterschiedliche Regulierungssysteme.

Für den Zugang zum Inlandstransport- und -verteilnetz gilt das „One-Stop-Shop-Prinzip“, das heißt, der Endkunde hat nur einen Netzzugangsvertrag mit dem lokalen Netzbetreiber. Der Transport durch die vorlagerten Netze wird durch Verträge zwischen den jeweiligen Netzbetreibern geregelt sowie durch das Rucksackprinzip. Dies bedeutet, dass die für den Transport der vom Endkunden kontrahierten Erdgasmenge erforderliche Netzkapazität dem Kunden gehört und diesem auch im Fall eines Lieferantenwechsels zur Verfügung steht. Netznutzungsentgelte werden durch Systemnutzungstarife-Verordnungen der E-Control Kommission festgelegt.

Für den Zugang zu den Transitleitungen nimmt OMV Gas GmbH eine Koordinierungsfunktion wahr (One-Stop-Shop-Prinzip). Mit der Novelle 2006 zum Gaswirtschaftsgesetz²¹ sind Bestimmungen zur Tarifierung von grenzüberschreitenden Transporten per 1. Jänner 2007 in Kraft getreten. Es hat somit ein Übergang zu einem regulierten Zugang stattgefunden. Netznutzungsentgelte werden nicht von den Regulierungsbehörden festgelegt, aber die Methoden zur Berechnung der Tarife müssen ex ante von der E-Control Kommission genehmigt werden.

Inlandstransport und -verteilung: Netznutzungsentgelte

Zum 1. Jänner 2007 wurden die Netznutzungsentgelte durch eine Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (2. GSNT-VO Novelle 2006) im Schnitt um rund 4,5% gesenkt, was zu Einsparungen von insgesamt 21 Mio. Euro führte. Diese Novelle bedingt darüber hinaus eine

Änderung der Gas-Regelzonenführer-Verordnung sowie der Fernleitungs-Verordnung. Mit 1. Februar 2008 wurde eine weitere Senkung der Netznutzungsentgelte umgesetzt (Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung).

Die Netztarife wurden seit der völligen Liberalisierung der österreichischen Gasmärkte im Oktober 2002 um durchschnittlich mehr als 17% bzw. rund 100 Mio. Euro gesenkt. Durch ein neues System der Kostenevaluierung, das sich an den effizientesten Netzbetreibern orientiert, kann man von weiteren Entlastungen in der Zukunft ausgehen.

Die ineffizientesten Unternehmen sollten innerhalb von zwei Regulierungsperioden und somit zehn Jahren an die effizientesten herangeführt werden. Eine Überprüfung findet nach fünf Jahren statt, wobei jährlich die Gas-Netztarife angepasst werden. Bereits im Rahmen des Verfahrens zur Erlassung der 2. GSNT-VO Novelle 2006 wurde ein Diskussionsprozess mit dem Fachverband Gas Wärme initiiert, mit dem Ziel, nach der Einführung eines Anreizregulierungsmodells im Strombereich auch für den Gasbereich ein geeignetes Modell zu entwickeln. Nach Abschluss der Verhandlungsgespräche konnte bis Jahresende 2007 keine neue Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung erlassen werden, wiewohl nunmehr die Modellentwicklung abgeschlossen ist und in ein Anreizregulierungssystem führt. Dieses ist sowohl aus der Sicht der überwiegenden Anzahl der vom Fachverband Gas Wärme vertretenen Unternehmen als auch aus regulatorischer Sicht zufriedenstellend.

Als bedeutende Quellen für die Modellentwicklung dienten einerseits die Erfahrungen aus dem Strombereich, insbesondere auch die vor allem in diesem Bereich ergangenen höchstgerichtlichen Erkenntnisse, wobei die Besonderheiten der Gasbranche angemessene Berücksichtigung gefunden haben.

21 Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006, BGBl. I 106/2006

Regulierung der Transit-Fernleitungen

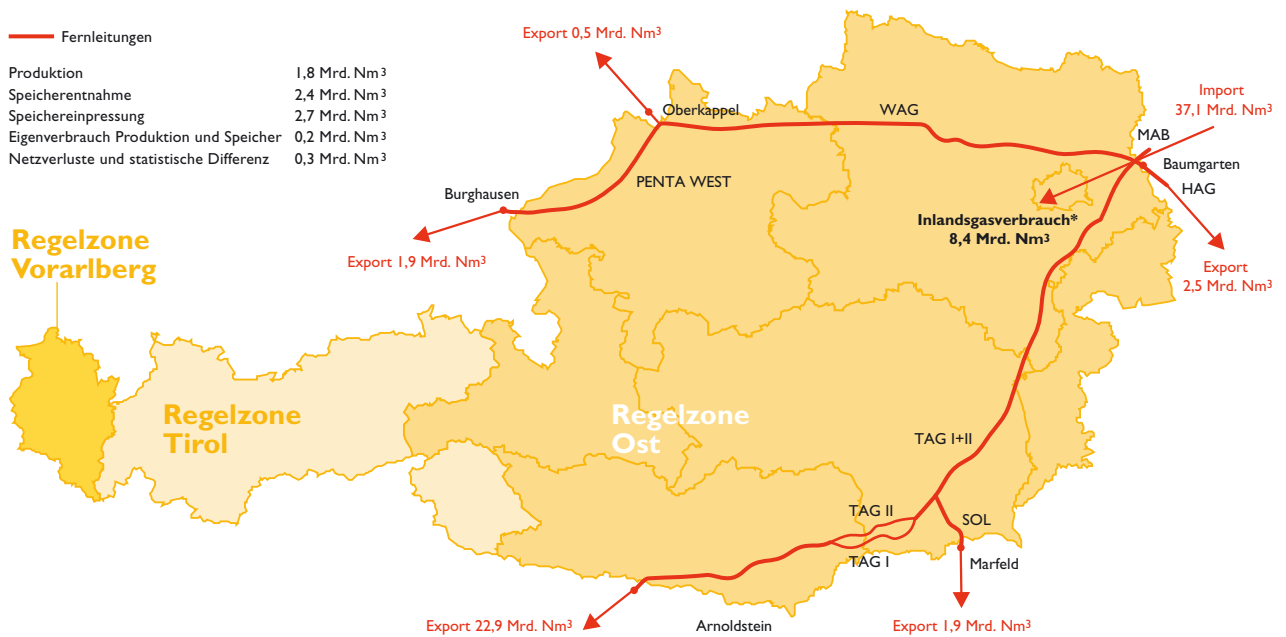
Von der im Jahr 2007 importierten Menge an Gas wurde rund 80% wieder exportiert. Insgesamt wurden 2007 rund 37,1 Mrd. Nm³ importiert, wovon rund 8,4 Mrd. Nm³ für den österreichischen Markt bestimmt waren. Der größte Anteil des transitierten Erdgases ging nach Italien. 2007 waren dies rund 23 Mrd. Nm³ (Abbildung 31).

Die Fernleitungen, die vorwiegend für grenzüberschreitende Erdgastransporte genutzt werden,

haben zusammen eine Länge von 792 km. Die OMV Gas GmbH ist der technische Betreiber sämtlicher österreichischer Transitfernleitungen. Sie vermarktet die Kapazitäten für die Penta West, Hungaria-Austria-Gas-Pipeline (HAG) und der Süd-Ost-Gasleitung (SOL). Die Kapazitäten der West-Austria-Gasleitung (WAG) werden von der Baumgarten-Oberkappel Gasleitungs GmbH und die Kapazitäten der Trans-Austria-Gasleitung (TAG) werden von der Trans Austria Gasleitung GmbH vermarktet.

→ Gasflüsse im Jahr 2007

Abbildung 31



* einschließlich Eigenverbrauch, Verlust, Netzverlust, statistische Differenz

Quellen: E-Control, OMV Gas GmbH, TAG GmbH, BOG GmbH

Kapazitätsallokation und Engpassmanagement

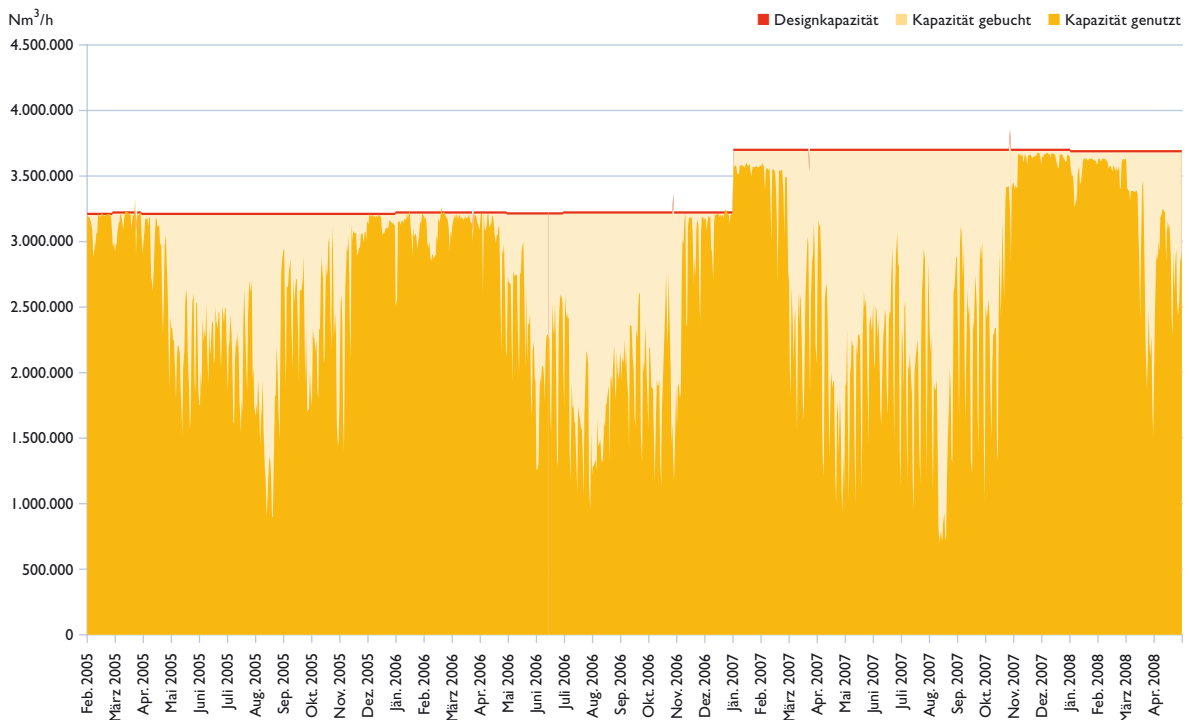
Ein Großteil der Kapazität auf den Transitleitungen ist durch langfristige Transportverträge vergeben, welche bereits vor dem Beginn der Liberalisierung abgeschlossen wurden. Diese Verträge wurden zur Zeit der Errichtung der Leitungen abgeschlossen, wobei die Investoren die gesamte Kapazität erhalten haben. Der Zugang für neue Transportkunden (TPA) wird allerdings durch die bestehenden langfristigen Transportverträge erschwert. Im Falle von Kapazitätserweiterungen auf diesen Leitungen werden Kapazitäten jedoch nicht bevorzugt, sondern nach einem nicht diskriminierenden Verfahren vergeben. So führte die TAG GmbH im Jänner 2006 eine Allokation von zusätzlicher Kapazität, die

durch den Bau eines Kompressors geschaffen wurde, auf Pro-rata-Basis durch. Die große Anzahl an Allokationsteilnehmern führte jedoch zu einer sehr kleinen Lotgröße der zugeteilten Kapazität. Die große Anzahl von Teilnehmern an der Allokation zeigte auch, dass der Marktbedarf die bestehende TAG-Kapazität um ein Vielfaches übersteigt. Gerade in den Wintermonaten stößt die TAG physisch an ihre Grenzen (Abbildung 32).

Die BOG GmbH hat 2006 eine Marktumfrage unter bestehenden und potenziellen Transportkunden durchgeführt, um den Marktbedarf an zusätzlicher Transportkapazität auf der WAG zu erheben. Auf Basis der Ergebnisse der Marktumfrage wird BOG GmbH bis Herbst 2008 eine Open Season durchführen.

→ Historische Auslastung der TAG am Exit-Punkt der österreichisch-italienischen Grenze

Abbildung 32



Quelle: TAG GmbH

Wie die Veröffentlichung durch OMV Gas GmbH für die HAG zeigt, ist die gesamte Designkapazität dieser Transitleitung langfristig bis Oktober 2016²² gebucht und keine garantierte Kapazität am Primärmarkt verfügbar (Abbildung 33). OMV Gas GmbH bietet zwar unterbrechbare Kapazität an, um die Kapazitäten der HAG effizienter zu nutzen, doch es fehlt an effektiven Regeln im Falle der Nichtnutzung von Kapazität durch Transportkunden. Wie Abbildung 33 zeigt, wurde die gebuchte Kapazität in den letzten drei Jahren nicht einmal zur Hälfte von den Transportkunden genutzt. Gemäß § 31 i des Gaswirtschaftsgesetzes, der sich auf die Bestimmungen der Richtlinie 91/296/EEC vom 31. Mai 1991 (Transitrichtlinie) bezieht, unterliegen Verträge, die nach dem 30. April 2004 abgeschlossen wurden, ohne Ein-

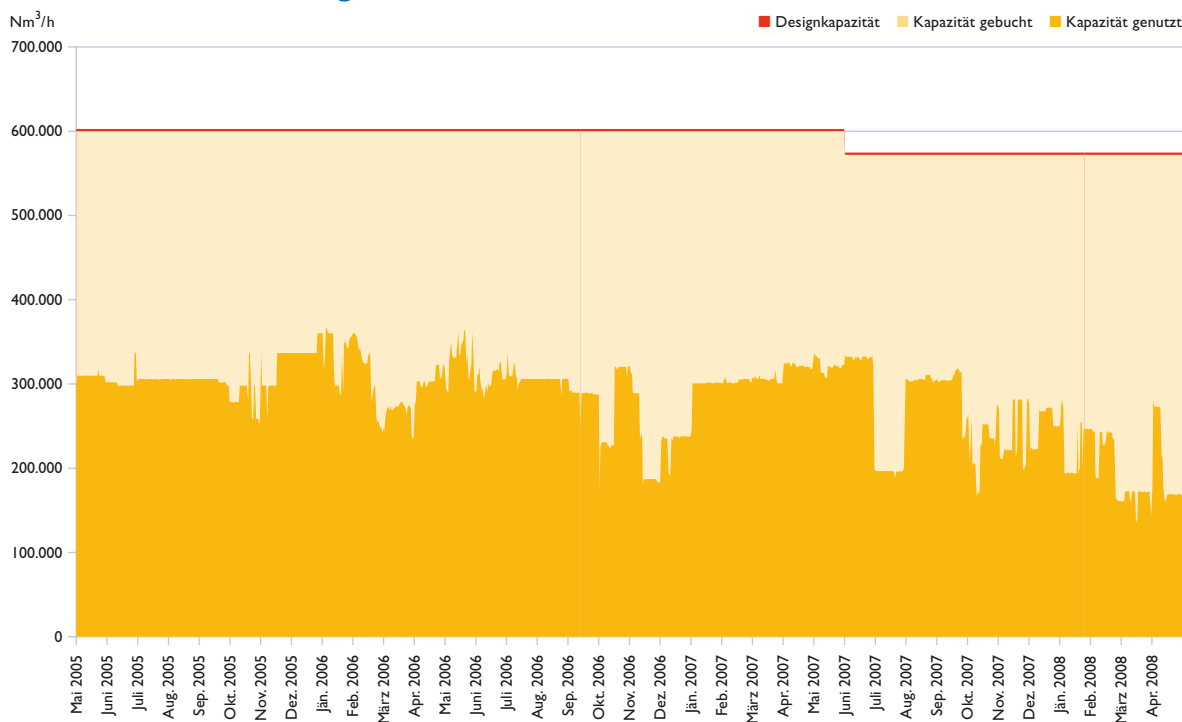
schränkung den rechtlichen Bestimmungen zum Zugang Dritter zu Transitleitungen.

Netznutzungstarife

Mit der Novelle 2006 zum Gaswirtschaftsgesetz²³ sind Bestimmungen zur Tarifierung von grenzüberschreitenden Transporten in Kraft getreten. In Umsetzung der Richtlinie 2003/55/EC und Verordnung (EG) 1775/2005 sind Fernleitungsunternehmen bzw. Inhaber von Transportrechten verpflichtet, Zugang zu ihren Netzen nur auf Basis von Tarifen zu gewähren, die dem Grundsatz der Kostenorientierung und der Nichtdiskriminierung entsprechen. Die Methoden zur Berechnung der Tarife müssen ex ante von der E-Control Kommission genehmigt werden.

→ Historische Auslastung der HAG am Exit-Punkt der österreichisch-ungarischen Grenze

Abbildung 33



Quelle: OMV Gas GmbH

²² siehe OMV Gas GmbH Online Capacity Booking, <https://ocb.omv.com/gma/akv/>

²³ Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006, BGBl. I 106/2006

Im Oktober 2007 hat die E-Control Kommission erstmals die Methoden der OMV Gas GmbH, der BOG GmbH und der TAG GmbH genehmigt.

Die Bestimmungen im Gaswirtschaftsgesetz sehen vor, dass für bestimmte Berechnungsparameter sowie die Art der Tariffestlegung unterschiedliche Ansätze für grenzüberschreitende Transporte und Inlandstransporte festgelegt werden können. Dies gilt vor allem für die Kapitalrendite, die für grenzüberschreitende Transporte im internationalen Vergleich angemessen sein soll und somit über jener für Inlandstransporte liegen kann.

Die Tarifberechnungsmethoden enthalten detaillierte Bestimmungen zur Berechnung der Tarife auf Basis der Kapitalkosten, der Abschreibungen und der Kosten für den laufenden Betrieb. Dem Antrag auf Genehmigung der Tarifberechnungsmethoden ist auch ein Tarifbenchmarking vorzulegen, das Aufschluss über die Angemessenheit der resultierenden Tarife im europäischen Vergleich geben soll. Die genehmigten Tarifberechnungsmethoden werden im Internet auf der Website der Fernleitungsunternehmen bzw. der Inhaber der Transportrechte veröffentlicht.

Die genehmigten Methoden enthalten auch Anreize für Investitionen in Form einer Rücklage, welche aus den Erlösen aus Kapazitätsauktionen und dem Verkauf von unterbrechbarer Kapazität dotiert wird und für Investitionen in Kapazitätserweiterungen verwendet werden kann. Alternativ kommt die Rücklage nach vier Jahren tarifmindernd den Transportkunden zugute.

Verträge mit angrenzenden Netzbetreibern

Fernleitungsunternehmen sind gemäß § 31 a Abs. 1 Z 2 Gaswirtschaftsgesetz verpflichtet, mit den Betreibern von verbundenen Anlagen über die Übergabe- und Übernahmemodalitäten Vereinbarungen zu schließen. Für den grenzüberschreitenden Transport von Erdgas ist die Koope-

ration von verbundenen Fernleitungsunternehmen von großer Bedeutung. Dies sollte mit dem Abschluss von so genannten Interconnection Point Agreements (IPAs) an jedem Übergabepunkt gewährleistet werden. Am Übergabepunkt Baumgarten verzögert sich der Abschluss einer solchen Vereinbarung, weshalb die E-Control im Mai 2008 Missbrauchsverfahren gegen die betroffenen Fernleitungsunternehmen eingeleitet hat, die noch anhängig sind.

Transparenz

Die E-Control hat im Jahr 2007 gegen OMV Gas GmbH, TAG GmbH und BOG GmbH Verfahren eingeleitet mit dem Ziel, eine vollständige Veröffentlichung aller Informationen entsprechend der Verordnung (EG) 1775/2005 zu erreichen. Nach Abschluss dieser Verfahren im Dezember 2007 veröffentlichen die Unternehmen die Informationen entsprechend der Verordnung (EG) 1775/2005 auf ihren Webseiten.²⁴ Die Unternehmen bieten jeweils auch die Möglichkeit an, Kapazitätsanfragen über ein Online Capacity Booking System zu stellen. Ebenso verfügen die drei Unternehmen jeweils über Entgeltrechner zur einfachen Berechnung des Transporttarifs.

Sekundärhandel von Kapazitäten

Da ein Großteil der Kapazitäten auf den Transitleitungen auf Basis langfristiger Transportverträge vergeben ist, kommt dem nicht diskriminierenden und transparenten Handel der Kapazitäten große Bedeutung zu. Mit der Novelle 2006 zum Gaswirtschaftsgesetz sind Bestimmungen zum Handel von ungenutzten Transportkapazitäten per 1. Jänner 2007 in Kraft getreten,²⁵ wonach jeder Transportkunde die von ihm nicht genutzte kommittierte Transportkapazität über die zentrale Handelsplattform, welche von OMV Gas GmbH auf ihrer Webseite betrieben wird, Dritten anzubieten hat. Die E-Control hat gegen einige Transportkunden diesbezüglich Verfahren eingeleitet.

²⁴ vgl. www.omv.com, www.taggmbh.at, www.bog-gmbh.at

²⁵ siehe § 31 e Abs. 7 Gaswirtschaftsgesetz

→ Regulierung der Inlandsnetze – Weiterentwicklung des Netzzugangsmodells

Entwicklung „Sonstige Transporte“

Am 1. April 2007 wurden die Änderungen der GWG Novelle bezüglich der Kapazitätsverwaltung an den Einspeisepunkten umgesetzt. Versorger können seitdem Kapazitäten für Sonstige Transporte beantragen. Mit der Sonstige-Transporte-Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2007 wurden die Netznutzungsentgelte für diese Transporte (grenzüberschreitende sonstige Transporte von Erdgas und für grenzüberschreitende Transporte von Erdgas von einem Einspeisepunkt in die Regelzone zu einem Ausspeisepunkt aus der Regelzone) festgelegt. Diese Verordnung ist im Oktober 2007 in Kraft getreten und hat damit die Grenzüberschreitende Transport-Verordnung GTVO außer Kraft gesetzt. Bisher war im Anlassfall eine fallweise Berechnung der Tarife (geregelt im GWG) notwendig.

Entsprechend den Regelungen des § 31h (5) GWG wurden für die SonT-GSNT-VO 2007 die Regelungen des § 23 ff GWG angewandt, wonach der Tarif eine Arbeits- und Leistungskomponente im Verhältnis 30 zu 70 umfasst. Durch die Tarifregelung wird sichergestellt, dass es zwischen der Regelzone und den Transitleitungen zu keiner Konkurrenzsituation kommen soll. Gemäß den Engpassregeln werden Kapazitäten zur Versorgung von Endkunden gegenüber grenzüberschreitenden Transporten prioritär behandelt. Transporte in

→ Aktuelle Tarife Februar 2008 gemäß SonT-GSNT-VO Novelle 2008 Tabelle 5

Transportstrecke	bis 150 km in Cent/kWh	über 150 km in Cent/kWh
Arbeitspreis	0,0110	0,0441
Leistungspreis	90,2500	361,0200

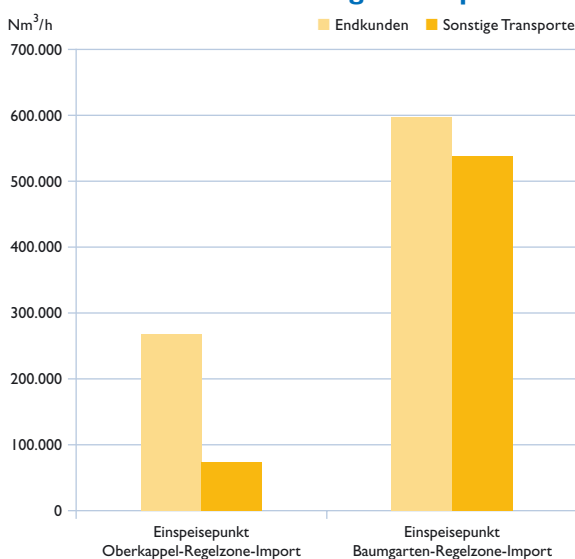
Quelle: E-Control

den Speicher wie auch Transporte aus dem Speicher in die Regelzone zur Versorgung von Endkunden werden mit Ausnahme des Einspeisentgeltes über die Inlandsbriefmarke abgedeckt.

Um grenznahe Transportfälle aus Produktions- und Speicheranlagen kostenverursachungsgerecht zu tarifieren, enthält der Tarif mittels zwei Distanzklassen (Transportstrecken bis 150 km und über 150 km) eine entfernungsabhängige Komponente (Tabelle 5).

Da sich die bei der Berechnung verwendeten Kosten-, Mengen- und Leistungsdaten jeweils auf die der geltenden Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung zugrunde gelegten Datenbasis einer Regelzone beziehen, sind diese bei einer allfälligen Novellierung der GSNT-VO entsprechend anzupassen. Per Februar 2008 wurden die Gas-Systemnutzungstarife von der E-Control Kommission neu verordnet und demnach die SonT-GSNT-VO novelliert.

→ Gesicherte Kapazitäten für Endkunden und Sonstige Transporte Abbildung 34



Quellen: E-Control, AGGM

Kapazitätserweiterungen

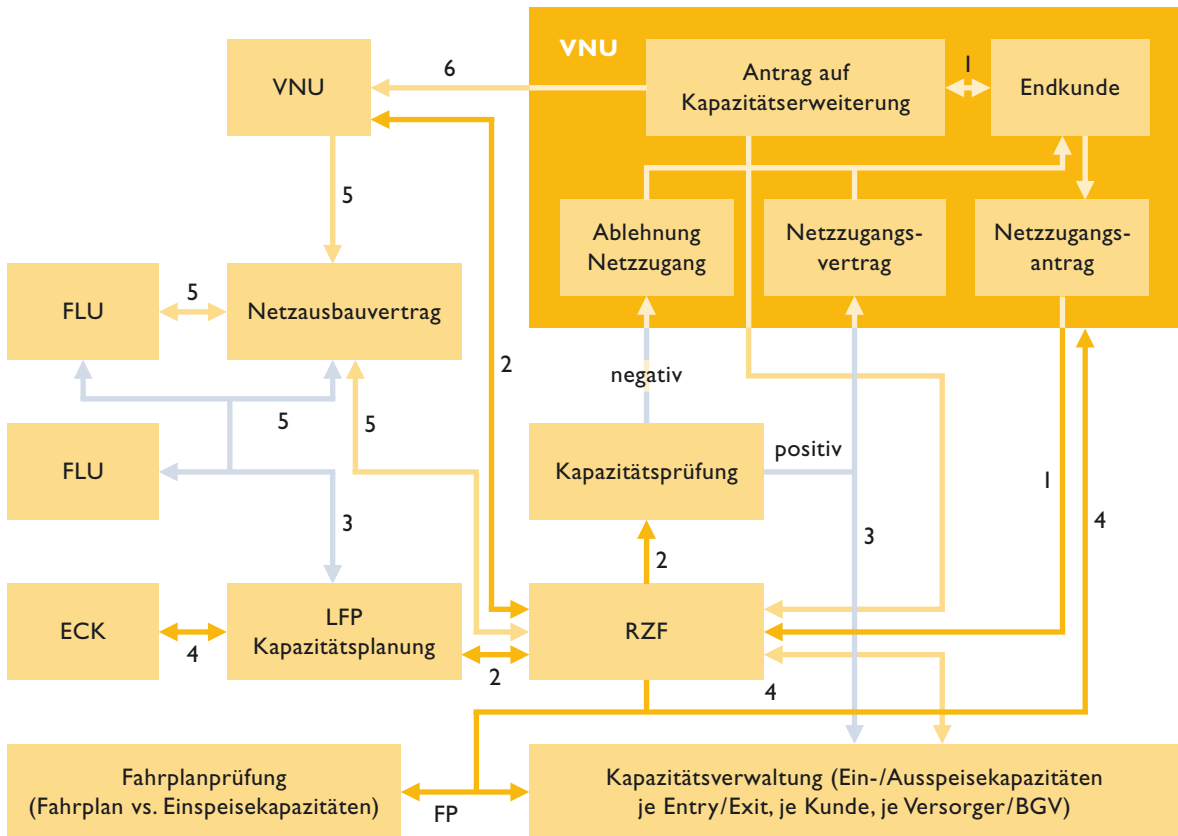
2006 wurde durch die GWG-Novelle eine formelle Regelung für Kapazitätserweiterungen eingeführt, die 2007 umgesetzt wurde. Wenn keine ausreichenden Inlandstransportkapazitäten vorhanden sind, wurde mit der Verankerung des § 19a (2a) GWG²⁶ die Möglichkeit geschaffen, sogenannte Kapazitätserweiterungs-Anträge zu stellen. Damit wurden angemessene Anreize als Grundlage für erforderliche Investitionen in die

Transportinfrastruktur geschaffen. Durch den im GWG definierten Netzausbauvertrag gehen Netzbenutzer und Netzbetreiber eine wechselseitige Verpflichtung zwecks besserer Planbarkeit von Investitionen und Transportleitungen ein.

Mit der Genehmigung der entsprechenden Projekte in der langfristigen Planung durch die E-Control Kommission erhält der Netzbetreiber die Zusicherung, dass er die Investitionen über regulierte Tarife finanzieren kann. Der Netz-

→ **Beziehungsgewebe rund um den Netzausbauvertrag**

Abbildung 35



Ziffern: Rangfolge der Abläufe

Quelle: E-Control

26 „Im Falle der Verweigerung des Netzzugangs gemäß § 19 Abs. 1 Z 2 für Transporte in der Regelzone hat der Netzzugangsberechtigte die Möglichkeit, einen Antrag auf Kapazitätserweiterung zu stellen. Der diesem Antrag zugrunde liegende Kapazitätsbedarf ist bei der Erstellung der langfristigen Planung gemäß § 12e vom Regelzonenführer zu berücksichtigen. Dem Antrag ist unter Einhaltung nachstehender Grundsätze stattzugeben:

- a) die langfristige Planung, die die notwendigen Umsetzungsmaßnahmen zur Befriedigung des dem Antrag auf Kapazitätserweiterung zugrunde liegenden Kapazitätsbedarfs enthält, wurde durch die E-Control Kommission genehmigt;
- b) allenfalls erforderliche Verträge der betroffenen Fernleitungs- und Verteilerunternehmen wurden mit dem Regelzonenführer hinsichtlich der Umsetzung der in der langfristigen Planung vorgesehenen Maßnahmen abgeschlossen;
- c) die Stattgebung des Antrages auf Kapazitätserweiterung kann unter allfälligen Bedingungen erfolgen.“

benutzer und der Endkunde bekommen Sicherheit für geplante Projekte. Jene Netzkunden, die den Kapazitätsbedarf angemeldet haben, müssen daher entsprechende Kapazitätserweiterungsverträge mit den Netzbetreibern abschließen, um den Netzausbau auch vertraglich abzusichern (Abbildung 35).

Da die wesentlichen Kapazitätswachse aus dem Kraftwerkssektor kommen, war das erste Projekt, für das diese Netzausbauperträge – im Zuge der Realisierung des Kraftwerksprojektes Mellach – zur Anwendung gebracht wurden, die in der Langfristigen Planung 2007 genehmigte Variante „V3 + West“ der Feasibility Study 07. Jedes der darin genannten Teilprojekte wird genau einem Netzbetreiber zur Umsetzung übertragen. Im zweiten Quartal 2008 wurden erfolgreich Netzausbauperträge zwischen den Netzbenutzern und Netzbetreibern abgeschlossen und damit konnte die Variante „V3 + West“ zum Bau freigegeben werden.

Folgende Ziele werden durch diese Umsetzung erreicht:

- Deckung der Nachfrage an Transportkapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- die Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Transportkapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur)
- sowie die Deckung der Transporterfordernisse für Sonstige Transporte.

Nach einer mehrjährigen Planungsphase konnte nun nach dem Abschluss von multilateralen Verträgen ein überregionaler Netzausbau sichergestellt werden. Konkret werden Ausbauten im Bereich der Erdgasdrehscheibe Baumgarten durch die OMV Gas GmbH durchgeführt.

Weiters verstärken die EVN Netz GmbH ihre Leitungssysteme in Richtung Süden und Westen und die Gasnetz Steiermark GmbH ab dem Semmering in Richtung Süden. Insgesamt werden etwa 400 km neue Rohrleitungen verlegt. Die

drei ausbauenden Netzbetreiber investieren damit in den kommenden Jahren eine Größenordnung von 450 Mio. Euro in diese Infrastrukturprojekte. Mit diesem Netzausbau werden wesentliche Transportengpässe in Niederösterreich und der Steiermark behoben und der steigende Transportbedarf auch für die Zukunft nachhaltig abgedeckt. Mit der geplanten Fertigstellung der Ausbaumaßnahmen in Richtung Süden im September 2011 ist demnach die netzseitige Versorgung des Gaskraftwerkes in Mellach, für das im Juni 2008 der Baubeschluss gefällt wurde, gesichert.

Mit dem Start des Netzausbaues konnte unter Beweis gestellt werden, dass alle beteiligten Partner in Wahrnehmung ihrer Verantwortung ihre Aufgaben erfüllen und ausreichend Transportkapazitäten für die Zukunft schaffen.

→ Bilanzgruppenmodell und Ausgleichsenergiemarkt

Überblick über das österreichische Bilanzgruppenmodell

Im Zuge der Liberalisierung des Erdgasmarktes im Jahr 2002 wurde in Österreich das sogenannte „Bilanzgruppenmodell“ eingeführt. In einer Bilanzgruppe werden Versorger, Erdgashändler und Endverbraucher zu einer virtuellen Gruppe zusammengefasst, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung und Abgabe von Erdgas erfolgt. Die Aufbringung einer Bilanzgruppe umfasst sowohl in die Regelzone eingespeiste Erdgasmengen als auch den Bezug von Erdgas aus anderen Bilanzgruppen. Die Abgabe umfasst den Verbrauch innerhalb der Bilanzgruppe, die Lieferung von Erdgas an andere Bilanzgruppen sowie aus der Regelzone entnommene Erdgasmengen.

Im Unterschied zum Bilanzgruppenmodell des Elektrizitätsmarktes, wo Kraftwerke bzw. die Erzeugung stets einer Regelzone sowie einer Bilanzgruppe zugeordnet sind, wurden bei der

Entwicklung des Bilanzgruppenmodells für den Erdgasmarkt die Erdgasquellen (Importe, heimische Produktion und Speicher) außerhalb der Regelzonen angesiedelt und über sogenannte externe Bilanzgruppen abgebildet.

Jeder Versorger und jeder Verbraucher, der an das österreichische Erdgasnetz angeschlossen ist, muss einer Bilanzgruppe angehören oder selbst eine Bilanzgruppe bilden. Versorger und einige der großen Endkunden haben ein direktes Vertragsverhältnis mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen und werden daher als unmittelbare Bilanzgruppenmitglieder bezeichnet, während die meisten Endkunden durch einen Liefervertrag mit einem Versorger mittelbare Mitglieder jener Bilanzgruppe sind, der auch ihr Versorger angehört.

Die wirtschaftliche Verantwortung für die Bilanzgruppe sowie die Vertretung der Bilanzgruppe nach außen liegt beim Bilanzgruppenverantwortlichen. Jede Bilanzgruppe sollte danach bestrebt sein, die „Bilanz“ zwischen Aufbringung und Verbrauch ihrer Gruppe ausgeglichen zu halten. Der Bilanzgruppenverantwortliche hat die Aufgabe, Prognosen über die Aufbringung und den Verbrauch in der Bilanzgruppe zu erstellen und entsprechende Fahrpläne über die prognostizierten Aufbringungs- und Verbrauchsmengen sowie den geplanten Energieaustausch mit anderen Bilanzgruppen für jede Stunde des folgenden Tages an die Verrechnungsstelle zu übermitteln.

Die Verrechnungsstelle, die auch als Bilanzgruppenkoordinator (AGCS in der Regelzone Ost) bezeichnet wird, erhält am Ende jedes Monats von den Netzbetreibern alle erforderlichen Messdaten der tatsächlichen Gasflüsse und des tatsächlichen Abnahmeverhaltens. Die Differenz zwischen tatsächlicher Aufbringung und tatsächlichem Verbrauch der Bilanzgruppe wird als „Ausgleichsenergie“ bezeichnet, deren Höhe von der Verrechnungsstelle am Ende des Monats für jede Stunde ermittelt und den Bilanzgruppen verrechnet wird. Die Weiterverrechnung der

von der Verrechnungsstelle am Monatsende ermittelten Ausgleichsenergie an die unmittelbaren Bilanzgruppenmitglieder stellt eine weitere Aufgabe des Bilanzgruppenverantwortlichen dar.

Neben der Notwendigkeit des bilanziellen Ausgleichs der Regelzone im Zuge des Clearings und der Abrechnung durch den Bilanzgruppenkoordinator, ist es auch erforderlich, die tatsächlichen Gasflüsse innerhalb der Regelzone permanent zu überwachen und bei Bedarf einen physikalischen Ausgleich vorzunehmen, was zu den Aufgaben des Regelzonenführers zählt. Dazu stehen dem Regelzonenführer (AGGM in der Regelzone Ost) alle relevanten Informationen über die aktuellen Gasflüsse und Systemdruck zur Verfügung. Im Gegensatz zum Stromsektor, wo die ausgeglichene Strombilanz in jedem Augenblick eine physikalische Notwendigkeit ist, kann der Regelzonenführer Gas bei der Gasflusssteuerung auf das sogenannte Linepack zurückgreifen, also die im Erdgas-Fernleitungsnetz gespeicherte Gasmenge. Die Differenz zwischen Aufbringung und Verbrauch muss demnach nicht in jedem Augenblick durch physikalische Einspeisung oder Entnahme von Erdgas ausgeglichen werden, da ein Ungleichgewicht zwischen Aufbringung und Verbrauch innerhalb vorgegebener Grenzen durch die Variation des Linepacks kompensiert werden kann. Reicht das Linepack zum Ausgleich eines Ungleichgewichts zwischen Aufbringung und Verbrauch nicht mehr aus, hat der Regelzonenführer Ausgleichsenergieangebote des Ausgleichsenergiemarktes abzurufen, also physikalisch Erdgas in das Netz einzuspeisen oder aus dem Netz abzugeben, um die Stabilität des Fernleitungsnetzes zu gewährleisten.

Rahmenbedingungen für den Ausgleichsenergiemarkt

Bei der Einführung des Bilanzgruppenmodells wurde für wesentlich erachtet, dass die Ausgleichsenergiemengen im Wettbewerb aufgebracht werden. In der Regelzone Ost wurden daher im Zuge der Liberalisierung die Rahmenbedingungen

für einen organisierten Ausgleichsenergiemarkt geschaffen. Die Regelzonen Tirol und Vorarlberg, die weder mit der Regelzone Ost noch miteinander verbunden sind und über Deutschland mit Erdgas versorgt werden, nehmen hinsichtlich der Ausgleichsenergiebeschaffung eine Sonderstellung ein. Nachfolgend wird daher nur auf die Regelzone Ost eingegangen.

Der Ausgleichsenergiemarkt der Regelzone Ost wird vom Bilanzgruppenkoordinator AGCS organisiert und abgewickelt. Die Rahmenbedingungen für den Ausgleichsenergiemarkt sind in den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators (AB-BKO) festgelegt, die von der E-Control zu genehmigen sind.²⁷

Um Angebote für Ausgleichsenergie zu legen, müssen interessierte Unternehmen Bilanzgruppenmitglieder bei AGCS, als Ausgleichsenergieanbieter registriert und eingerichtet sein, online gemessen werden und über eine entsprechende Datenübermittlung an den Regelzonenführer verfügen. Voraussetzung für das Angebot ist weiters, dass der Anbieter über geeignete Flexibilisierungsinstrumente (Speicherverträge, mengensteuerbare Abnehmer, flexible Bezugsverträge) verfügt, die die Einhaltung der Vorlaufzeit von 30 Minuten beim Abruf eines Ausgleichsenergieangebotes durch den Regelzonenführer ermöglichen. Zudem benötigt der Ausgleichsenergieanbieter die Zustimmung seines Bilanzgruppenverantwortlichen.²⁸

Registrierte Ausgleichsenergieanbieter haben die Möglichkeit, auf der von AGCS bereitgestellten, internetbasierten Marktplattform werktags bis 16.00 Uhr Ausgleichsenergieangebote für den Folgetag zu legen (Day-ahead-Markt). Diese Angebote werden getrennt nach Lieferung und Übernahme von Erdgas auf stündlicher Basis gestellt und vom Anbieter für jede Stunde mit Menge und Preis versehen. Die Ausgleichsenergieangebote werden von AGCS preislich gereiht und dem Regelzonenführer AGGM täglich in Form einer Merit Order List übermittelt.

Der Regelzonenführer ist grundsätzlich verpflichtet, die Reihenfolge der Merit Order List beim Abruf von Ausgleichsenergie einzuhalten. Ist die Regelzone nach Ansicht des Regelzonenführers überliefert, werden Anbieter beauftragt, Erdgas zu entnehmen. Im Falle einer Unterlieferung der Regelzone werden Anbieter aufgefordert, Erdgas einzuspeisen. Die Ausgleichsenergieanbieter erhalten dabei jeweils den von ihnen gebotenen Preis für die Entnahme oder Einspeisung von Erdgas in die Regelzone.

Der Abruf der angebotenen Ausgleichsenergie durch den Regelzonenführer erfolgt spätestens 30 Minuten vor der tatsächlichen Inanspruchnahme. Der Regelzonenführer trägt dabei kein finanzielles Risiko, da der Ausgleichsenergieabruf in Vertretung des Bilanzgruppenkoordinators erfolgt und als Vertragsabschluss zwischen dem Bilanzgruppenkoordinator und dem jeweiligen Ausgleichsenergieanbieter gilt. Die vom Regelzonenführer abgerufene Ausgleichsenergie wird zwischen der Bilanzgruppe „Ausgleichsenergie“ und der Bilanzgruppe, welche die Ausgleichsenergie liefert/bezieht, vom Bilanzgruppenkoordinator beim Clearing berücksichtigt.

Aus den Preisen des Ausgleichsenergiemarktes ergibt sich auch der stündliche Clearingpreis, der den kommerziellen Bilanzgruppen vom Bilanzgruppenkoordinator für die in jeder Stunde angefallene bilanzielle Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt wird. Der stündliche Clearingpreis ist dabei der nach Menge gewichtete Durchschnittspreis der für diese Stunde gekauften bzw. verkauften physikalischen Ausgleichsenergie. In Stunden ohne Abruf von physikalischer Ausgleichsenergie durch den Regelzonenführer wird der Clearingpreis als Mittelwert über die letzten sieben Stunden gebildet, in denen physikalische Ausgleichsenergie für die Regelzone gekauft oder verkauft wurde. Ob dabei für eine bestimmte Stunde die letzten sieben Kauf- oder Verkaufspreise des Ausgleichsenergiemarktes eingesetzt werden, hängt vom Summendelta der Netzverlustbilanzgruppen ab, über die die

²⁷ Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB-BKO, www.e-control.at bzw. www.agcs.at

²⁸ Allgemeine Bedingungen des Bilanzgruppenverantwortlichen (AB-BGV), www.e-control.at

Linepack-Veränderungen abgebildet werden. Wenn die Regelzone in der betrachteten Stunde überliefert ist, die Netzverlustbilanzgruppen in Summe also Gas in ihre Netze aufnehmen, das heißt, vergleichbar mit einem Ausgleichsenergieanbieter Erdgas „kaufen“, geht der (niedrigere) Kaufpreis des Ausgleichsenergiemarktes in die Berechnung ein und umgekehrt. In jeder Stunde gibt es nur einen Clearingpreis, den die Bilanzgruppenverantwortlichen bei Unterlieferung der Bilanzgruppe für die bezogene (bilanzielle) Ausgleichsenergie bezahlen müssen bzw. bei Überlieferung der Bilanzgruppe für die abgegebene (bilanzielle) Ausgleichsenergie bezahlt bekommen.

Maßnahmen für Engpasssituationen

Im Lauf der Jahre wurden in den Marktregeln für den Ausgleichsenergiemarkt auch Maßnahmen für den Engpassfall verankert.²⁹ Folgende Maßnahmen sollen das Funktionieren des Ausgleichsenergiemarktes auch in Engpasssituationen regeln und sicherstellen.

Wiedereröffnung des Ausgleichsenergiemarktes durch den Bilanzgruppenkoordinator

Die Wiedereröffnung erfolgt, wenn der Regelzonenführer die vorliegenden Ausgleichsenergieangebote als unzureichend einschätzt. Der Bilanzgruppenkoordinator legt einen neuen Marktschluss fest und informiert alle Ausgleichsenergieanbieter.

Von der Merit Order List abweichende Ausgleichsenergieabrufe durch den Regelzonenführer

Der Regelzonenführer kann in begründeten Fällen, zum Beispiel bei Engpässen im Leitungsnetz der Regelzone, die Reihenfolge beim Abruf von Ausgleichsenergieangeboten aus der Merit Order List abändern, um bestimmte Ausgleichsenergieangebote in Abhängigkeit vom geografischen Einspeisepunkt abzurufen, oder gleichzeitig mehrere Ausgleichsenergieangebote an unterschiedlichen Orten in Anspruch nehmen.

Day Ahead Rates (DAR)

Dieses Speicherprodukt steht nur nach Wiedereröffnung des Ausgleichsenergiemarktes allen Ausgleichsenergieanbietern, die bei OMV Gas GmbH Speicherleistungen unter Vertrag haben, zur Verfügung. Durch das Produkt „Day Ahead Rates“ können dem Ausgleichsenergiemarkt verfügbare, jedoch nicht genutzte Speicherleistungen zugeführt werden. Ausgleichsenergieanbieter, die über Gasvolumen verfügen, können dadurch zusätzliche Gasmengen auf den Ausgleichsenergiemarkt bringen, welche dem Ausgleichsenergiemarkt ansonsten aufgrund vertraglicher Speicherlimits verschlossen blieben.

Ausgleichsenergieangebote per Fax

Der Bilanzgruppenkoordinator kann nach Aufforderungen durch den Regelzonenführer als Maßnahme zur erweiterten Angebotslegung die Stellung von Ausgleichsenergieangeboten per Fax zulassen. Der Bilanzgruppenkoordinator legt den Zeitraum für diese Maßnahme fest und informiert alle Ausgleichsenergieanbieter. Aufgrund der bei Fax-Ausgleichsenergieangeboten geltenden längeren Vorlaufzeit von 150 Minuten beim Abruf durch den Regelzonenführer können Ausgleichsenergiemengen auch über Importe sowie über Verbraucherabschaltungen bereitgestellt werden.

Rund um die Uhr Merit Order List

Die AB-BKO geben dem Bilanzgruppenkoordinator die Möglichkeit, den Ausgleichsenergiemarkt rund um die Uhr für die Abgabe von Angeboten offen zu halten. Der Zeitraum der Anwendung dieser Maßnahme wird vom Bilanzgruppenkoordinator bestimmt. Im Falle einer permanenten Marktöffnung werden die auf der Internet-Plattform abgegebenen Angebote zu den vom Bilanzgruppenkoordinator bestimmten Zeitpunkten an den Regelzonenführer übermittelt. Die „Rund-um-die-Uhr-Merit-Order-List“ wird derzeit noch nicht operativ eingesetzt, nach

²⁹ AB-BKO, Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung, Pkt. 3.2 bis 3.4, www.e-control.at bzw. www.agcs.at

Realisierung der entsprechenden EDV-technischen Grundlagen ist, laut Auskunft von AGCS, eine Einführung im Jahr 2009 denkbar.

→ Effektive Entflechtung

Nach den Bestimmungen des Gaswirtschaftsgesetzes haben Netzbetreiber ein Gleichbehandlungsprogramm zu erstellen, aus dem hervorgeht, welche Maßnahmen zum Ausschluss diskriminierenden Verhaltens getroffen werden. In diesem Programm muss dargelegt sein, welche besonderen Pflichten die Mitarbeiter im Hinblick auf das Ziel der Gleichbehandlung haben. Das Unternehmen hat einen Gleichbehandlungsbeauftragten zu benennen, der für die Erstellung des Programms und die Überwachung seiner Einhaltung zuständig und zur Berichterstattung verpflichtet ist. Dieser Gleichbehandlungsbeauftragte legt der E-Control jährlich einen Bericht über die getroffenen Maßnahmen vor.

Die E-Control hat in Durchführung der gesetzlichen Bestimmungen den Gesamtbericht über die Gleichbehandlungsprogramme der österreichischen Gasnetzbetreiber für den Berichtszeitraum 2006 erstellt. Die Veröffentlichung des Berichtes auf der Homepage der E-Control erfolgte im August 2007. Die Ergebnisse des Berichtes werden nachfolgend zusammengefasst.

Organisatorische und personelle Verschränkungen

Wie bereits im letzten Gesamtbericht über die Gleichbehandlungsprogramme der österreichischen Netzbetreiber dargelegt, bestehen bei einem Großteil der Unternehmen in organisatorischer und personeller Hinsicht nach wie vor umfangreiche Verschränkungen zwischen dem regulierten und dem Wettbewerbsbereich. Verbesserungen in diesem Bereich konnten bei der aktuellen Untersuchung nur beim Bemühen, wirtschaftlich sensible Daten zu sichern, festgestellt werden.

Gleichbehandlung gefährdet

Alle diese Verflechtungen sind, wenn auch überwiegend nicht gesetzlich verboten, geeignet, den Wettbewerb zu beeinträchtigen bzw. das Ziel der Gleichbehandlung zu gefährden.

Wechselseitige Dienstleistungsbeziehungen

Energie- und Netzvertrieb werden von den meisten Unternehmen zwar organisatorisch bzw. gesellschaftsrechtlich getrennt, jedoch sorgen wechselseitige Dienstleistungsbeziehungen in der Mehrzahl der Fälle dafür, dass beide Leistungen von ein- und denselben Mitarbeitern erbracht werden. Hier hat sich im Vergleich zum letzten Berichtszeitraum keinerlei Veränderung ergeben. Die betroffenen Netzbetreiber scheinen unabhängig von Größe und Struktur des Unternehmens nicht bereit, entsprechende organisatorische Änderungen vorzunehmen.

Wirtschaftlich sensible Daten

Das Thema „Schutz der wirtschaftlich sensiblen Daten“ wurde in einer Informationsveranstaltung der E-Control im November 2006 mit den betroffenen Unternehmen ausführlich diskutiert. Dabei wurde mit den Unternehmen vereinbart, diese Daten in den Gleichbehandlungsprogrammen zu konkretisieren. Einige Unternehmen haben diese Daten in ihren Gleichbehandlungsprogrammen sehr ausführlich definiert, andere wiederum haben keinerlei Verbesserungen vorgenommen und nur die relevanten gesetzlichen Bestimmungen zitiert. Die Regulierungsbehörde sieht in der konkreten Definition der Daten einen ersten wichtigen Schritt, auf dessen Grundlage Datenzugriffskonzepte überhaupt erst aufgebaut werden können.

Unzureichende Datenzugriffskonzepte

Bei den Datenzugriffskonzepten ist eine verstärkte Bewusstseinsbildung über die bislang unzureichenden Lösungen in den Unternehmen zu

bemerken. Einige Unternehmen haben Projekte zur Sicherung der Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Daten gestartet. Der Projektfortschritt bei einzelnen Unternehmen ist sehr unterschiedlich. Ein schriftliches Datenzugriffskonzept konnte von kaum einem Unternehmen vorgelegt werden.

Netz- und Energievertrieb in Personalunion

Hier zeigen sich Bemühungen, jene Mitarbeiter, die Netz- und Energievertrieb in Personalunion durchführen, für die Thematik der Diskriminierungen zu sensibilisieren bzw. besonders zu schulen. So sind bei einigen Unternehmen Informationsblätter in Vorbereitung oder bereits in Verwendung, die dem netzanschlusswilligen Kunden übergeben werden müssen. In diesen Informationsblättern wird auf die Möglichkeit der Wahl eines alternativen Lieferanten hingewiesen. Insgesamt stellt sich aber immer noch die Frage, ob ein Mitarbeiter, zu dessen Kernaufgaben der Verkauf von Energielieferverträgen für sein Unternehmen zählt, jemals in neutraler Weise auf die Wahl eines alternativen Lieferanten hinweisen wird. Insofern bleibt die Tatsache

bestehen, dass die Konstruktion von Personalunionen beim Vertrieb nach momentanem Stand des Gaswirtschaftsgesetzes nicht explizit verboten, aus Sicht der Gleichbehandlung jedoch unbefriedigend ist.

Anregungen und Ausblick

Der nächste Berichtszeitraum, das heißt das Gasjahr 2007, wird erstmals auch Inhaber von Transportrechten umfassen. In inhaltlicher Hinsicht dürfte insbesondere die Abgrenzung des Begriffs „wirtschaftlich sensible Daten“ sowie die Beschränkung des Zugriffs von Vertrieb und Handel auf Netzdaten neuerlich einen Schwerpunkt des Berichts bilden. Aus Sicht der E-Control wäre es zweckmäßig, die praktische Umsetzung dieser Maßnahmen durch Mitarbeiter der Behörde vor Ort auf ihre Wirksamkeit zu überprüfen. Im aktuellen Berichtszeitraum hat die E-Control bei einem Unternehmen bereits einen derartigen Termin wahrgenommen; einige weitere Unternehmen haben die Behörde in die Ausgestaltung von Maßnahmen zur Wahrung der Vertraulichkeit von Daten eingebunden.



2007 hat sich die grundlegende Struktur der Erdgaswirtschaft in Österreich im Vergleich zu 2006 nicht wesentlich verändert: Österreich ist weiterhin ein bedeutendes Transitland für Erdgas von Russland nach Süd- und Westeuropa. Der Eigenbedarf liegt weit unter den transitierten Erdgasmengen. Gleichzeitig besteht eine hohe Importabhängigkeit (ca. 80% des Verbrauchs) von vorwiegend russischem Erdgas, gefolgt von geringeren Importmengen aus Deutschland und Norwegen.

→ **Aufbringung und Verwendung**

Tabelle 2 (siehe Seite 8) zeigt wesentliche Indikatoren für den Erdgasmarkt in Österreich für 2007. Im Vergleich zum Vorjahr zeigt sich der deutliche Rückgang auf der Verbrauchsseite (Abgabe an den Endkunden: -6,1%), wobei hingegen vor allem die Entnahme aus dem Speicher

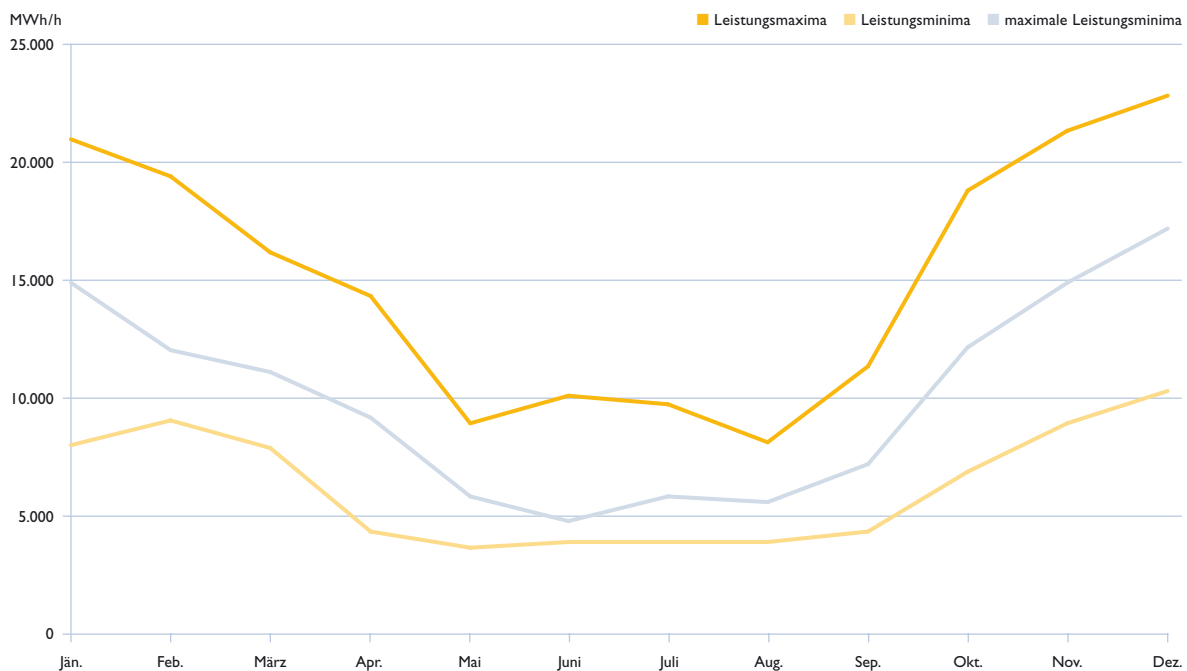
(+34,1%) zugenommen hat. Exporte sind leicht gestiegen (+4,2%), ebenso Produktion (+1,6%) und Importe (+0,9%). Die Einpressung in den Speicher ist im Vergleich zum Vorjahr gestiegen (+9,5%), die Verluste für den Eigenverbrauch sind etwas gesunken (-1,3%).

Charakteristische Größen des österreichischen Gassystems

Charakteristische Größen des österreichischen Gassystems sind für 2007 in den Abbildungen 36 und 37 dargestellt. Besonders betrachtet werden dabei die Abgabe an den Endkunden (Abbildung 36), unterschieden nach Leistungsmaxima und -minima, maximalen Leistungsminima und (Abbildung 37), nach maximalem und minimalem Tagesverbrauch sowie Benutzungsdauer der Höchstlast.

→ **Charakteristische Kennzahlen der Leistung 2007 – Abgabe an Endkunden**

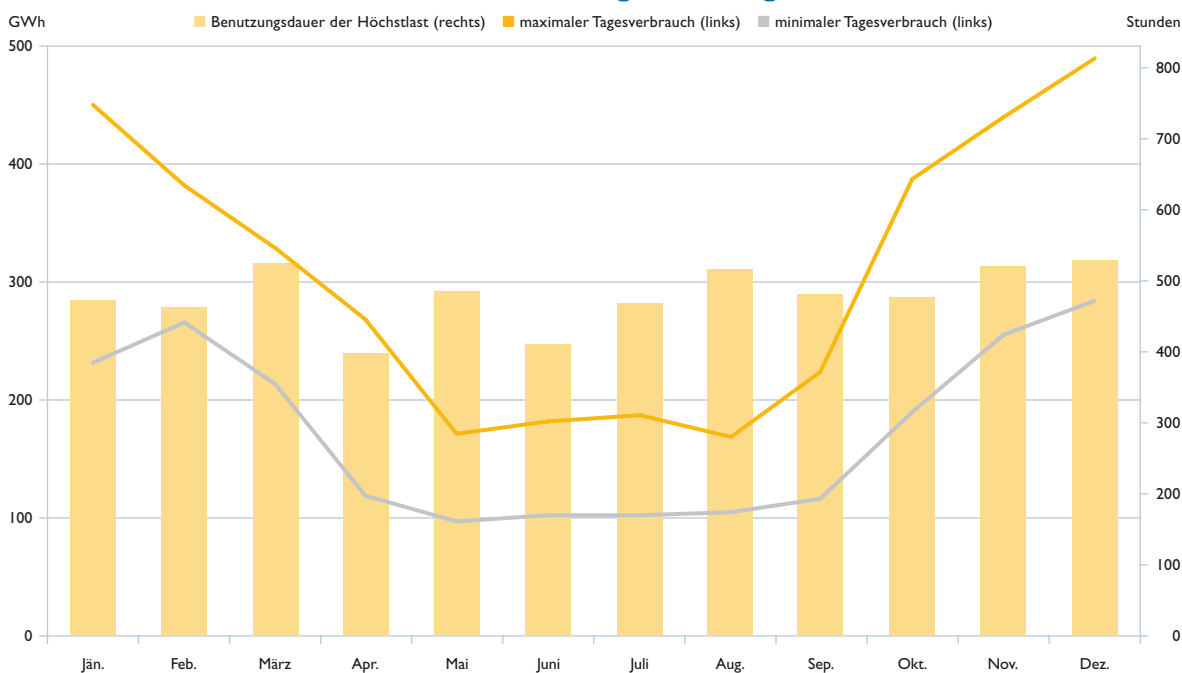
Abbildung 36



Quelle: E-Control

→ Charakteristische Kennzahlen der Leistung 2007 – Tagesverbrauch

Abbildung 37



Quelle: E-Control

Der Brennwert für Erdgas in Österreich wurde im Rahmen der Festlegung der Marktregeln im Jahr 2006 für Ver- bzw. Umrechnungszwecke und zur Erstellung der Erdgasbilanz auf den Wert von 11,11 kWh/Nm³ festgelegt (bei einer Temperatur von 0 °C, einem Wassergehalt von 0% und einem absoluten Druck 1.013,25 mbar).³⁰

Entwicklung von Erdgasangebot und -nachfrage in Österreich im Jahr 2007

Erdgasangebot und -nachfrage in Österreich im Jahr 2007 sind in Abbildung 38 dargestellt. Insgesamt wurde 2007 um 6.000 GWh weniger Erdgas an Endkunden abgegeben als im Jahr davor. Dabei wurden vergleichsweise knapp 10.000 GWh weniger netto importiert und im

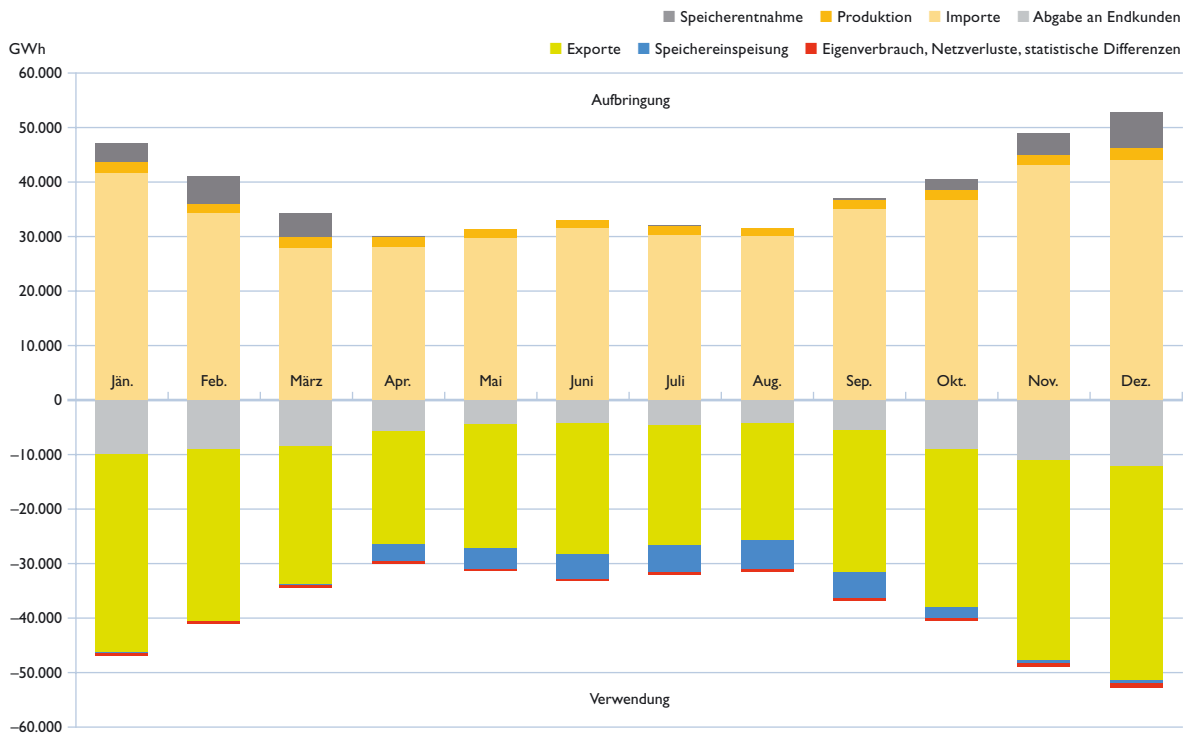
Saldo 4.000 GWh mehr aus inländischen Speichern entnommen. Die Produktion erreichte etwa dasselbe Niveau.

Auf der Verbrauchsseite (Verwendung, im negativen Saldo) wird die Variation im Verbrauch zwischen Sommer und Winter und die saisonale Verwendung von Erdgasspeichern deutlich. Angebotsseitig (Aufbringung, im positiven Saldo) werden diese Variationen im Verbrauch durch Anpassungen im Import, aber auch vor allem durch Entnahme aus dem Speicher bedient. Die Eigenproduktion von Erdgas blieb daher das ganze Jahr über relativ konstant. Die Daten in Abbildung 38 unterstreichen daher deutlich die Bedeutung von Speicher als saisonales Flexibilitätsinstrument.

³⁰ siehe Sonstige Marktregeln, Kapitel 6, Technisches Regelwerk. Für die Regelzone Ost berechnet der Regelzonenführer (RZF), die AGGM, monatlich den gewogenen Mittelwert des Brennwertes und veröffentlicht diesen. Weicht der vom RZF ermittelte Brennwert nicht mehr als +/-2% vom aktuellen Verrechnungsbrennwert entsprechend der GSNT-VO idGF ab, so ist dieser Verrechnungsbrennwert für die Ermittlung der Energiemenge heranzuziehen. Im Berichtszeitraum 2007 lag der tatsächliche Brennwert innerhalb des oberen und unteren Toleranzbandes. Eine Notwendigkeit zur Neudefinition oder Anpassung des Brennwertes für Ver- bzw. Umrechnungszwecke bestand daher nicht.

→ Erdgasaufbringung und -verwendung in Österreich im Jahr 2007

Abbildung 38



Quelle: E-Control

Inländische Gasproduktion

Mit der OMV Austria Exploration & Production GmbH und der Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) sind zwei Unternehmen in der Gasproduktion in Österreich tätig. 2007 wurden in Österreich insgesamt rund 1,8 Mrd. Nm³ Naturgas³¹ gefördert,³² der Hauptanteil – rund 70% – von der OMV Austria Exploration & Production (Tabelle 6).

Insgesamt wurden 2007 sieben wirtschaftliche Gasfunde gemacht, fünf davon durch die RAG. Die sicher und wahrscheinlich gewinnbaren Reserven der beiden Unternehmen betragen mit Stichtag 1. Jänner 2007 40,8 Mrd. Nm³.

→ Naturgasproduktion in Österreich 2007

Tabelle 6

	in Mio. Nm ³	2007	Veränderung zu 2006
OMV Austria Exploration & Production	1.309	71,3%	4,9%
Rohöl-Aufsuchungs AG	526	28,7%	1,8%
Gesamt	1.835	100,0%	4,0%

Quelle: Geologische Bundesanstalt, <http://www.geologie.ac.at/>

31 Unter Naturgas wird sowohl Erdgas als auch Erdölgas verstanden.
 32 vgl. Geologische Bundesanstalt, <http://www.geologie.ac.at/>

→ Großhandelsmarkt

Gasbeschaffung über langfristige Verträge

Die Anbieterstruktur hat sich 2007 nicht verändert. Bei den Importen hatte russisches Gas und damit der Bezug von Gazexport / GWH einen Anteil von 75 %, norwegische und deutsche Anbieter hatten einen Anteil von 25 % (Abbildung 39). Zusätzlich zu diesen Importen wurden die oben genannten 1,8 Mrd. m³ Gas in Österreich von den beiden Produzenten OMV AG und RAG AG gefördert und in der Regelzone Ost zum Teil über langfristige Verträge abgesetzt.

Seit 2006 wird eine vertragliche Neugestaltung der Gasimport- und -inlandsverträge, die bis dahin zwischen EconGas, StGW, Kelag und Salzburg AG (EIS) und auf der anderen Seite OMV/OMV Gas bestanden, durchgeführt.³³ OMV Gas ist aus den Verträgen ausgeschieden. EconGas hat aufgrund der Absicherung durch OMV AG³⁴ Direktverträge mit Gazexport von ca. 5 Mrd. m³ abgeschlossen. StGW, EIS und Kelag haben langfristige Bezugsverträge bis 2027 über russisches Gas mit der GWH Gas- und Warenhandels

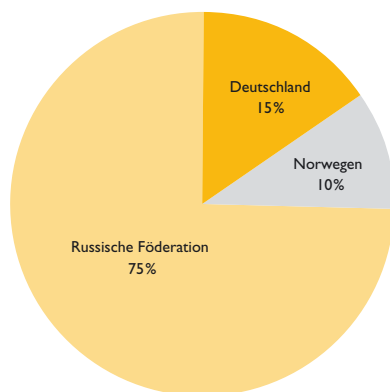
GmbH abgeschlossen. Zum Zeitpunkt der Vertragsabschlüsse war die GWH Gas- und Warenhandels GmbH eine Tochtergesellschaft von Gazprom (50%), Centrex (24,9%) und OMV Gas (25,1%) und hat ebenfalls einen langfristigen Liefervertrag mit Gazexport bis 2027 abgeschlossen.³⁵ Diese Mengen werden an StGW, Salzburg AG (EIS) und Kelag weiterverkauft. 2007 ist die OMV Gas aus der GWH Gas- und Warenhandels GmbH ausgeschieden, Centrex hat ihren Anteil auf 50% erhöht.

Auch für den Bezug norwegischen Gases sollen die Bezugsverträge auf die Weiterverteiler EconGas, StGW und EIS von OMV Gas übergehen, sodass diese in direkte Vertragsbeziehungen mit den norwegischen Gasanbietern treten. Damit ist OMV Gas auf dieser Stufe des Gasgroßhandels als Nachfrager nicht mehr tätig.

Im Rahmen der Neuordnung der Importsituation sind die Vertragsmengen aus der Inlandsproduktion erhöht worden. EconGas, StGW, Salzburg AG und Kelag haben langfristige Direktverträge mit OMV Exploration and Production abgeschlossen. Damit ist OMV Gas auch in den Inlandsgasverträgen als Vertragspartner ausgeschieden. Gasmengen, die über diese Vertragsmengen hinausgehen, sollen nach Angaben der OMV Gas ausschließlich über EconGas vermarktet werden. Dies ist aus Sicht der Regulierungsbehörde kritisch zu sehen, da eine wesentliche zusätzliche Angebotsquelle auf diesem Weg aus dem Markt genommen wird.

→ Erdgasimporte nach Österreich 2007

Abbildung 39



Quelle: BP Statistical Review of World Energy (2007)

Entwicklung der Großhandelspreise

Statistik Austria veröffentlicht einen durchschnittlichen Erdgasimportpreis, der sich aus den Importen aus Russland, Norwegen und Deutschland zusammensetzt. Dieser Großhandelspreis gilt damit zumindest für 80% der gesamten abgesetzten Mengen auf dem Großhandelsmarkt. Über die Preisbildung in den Inlandsgasverträgen sind keine Informationen vorhanden.

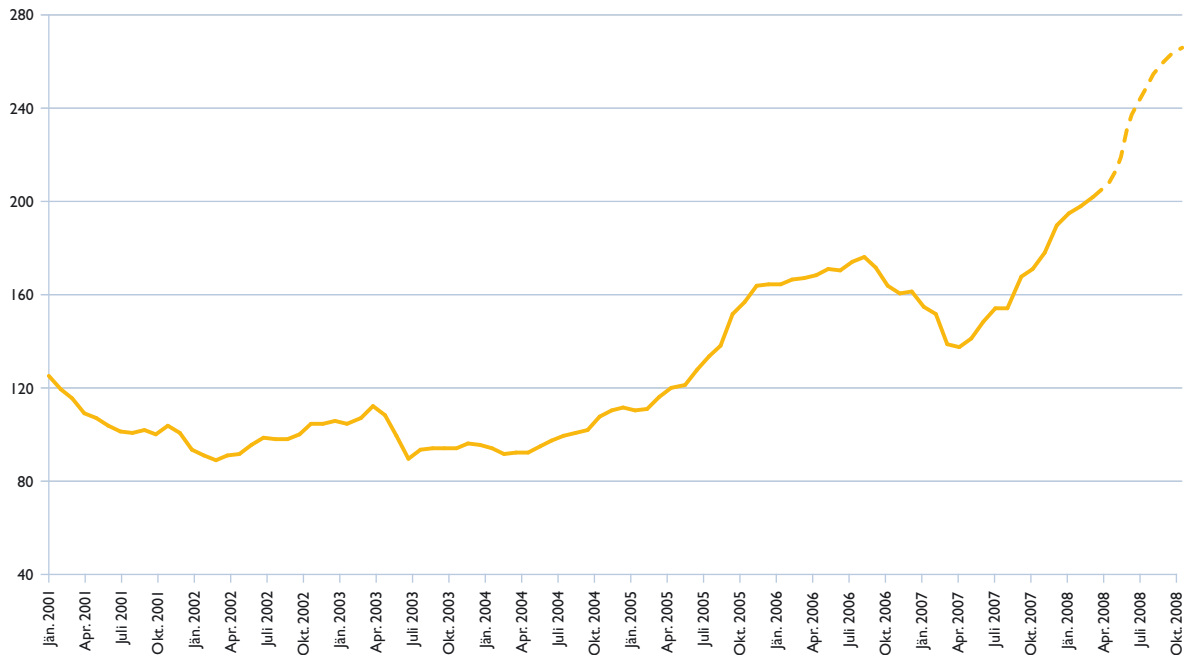
33 vgl. Pressemitteilung OMV vom 29. September 2006 auf www.omv.com

34 vgl. Pressemitteilung OMV vom 29. September 2006 auf www.omv.com

35 vgl. www.centrex.com

→ **Entwicklung des durchschnittlichen Erdgasimportpreises
seit Jänner 2001 (Index Oktober 2002 = 100)**

Abbildung 40



Quellen: Statistik Austria, weitere Einschätzung der E-Control (strichliert)

Abbildung 40 zeigt, dass der Importpreis von Jänner 2007 bis Mai 2007 gesunken ist, aber seit diesem Zeitpunkt deutlich ansteigt. Die strichlierte Linie ist eine Preisprognose, welche die E-Control auf der Basis einer angenommen Preisformel und von Ölfutures durchführt. Auch diese Prognose zeigt weiterhin steigende Importpreise.

*Alternative Beschaffungsmöglichkeiten
für die österreichische Gaswirtschaft*

Die österreichische Gaswirtschaft weist eine sehr hohe Abhängigkeit von einem Lieferanten (ca. 65% von Gazprom) auf. Zudem ist auch in Österreich die heimische Produktion rückläufig, sodass die Abhängigkeit von Transporten auf diesem Weg nicht reduziert werden kann. Im Rahmen

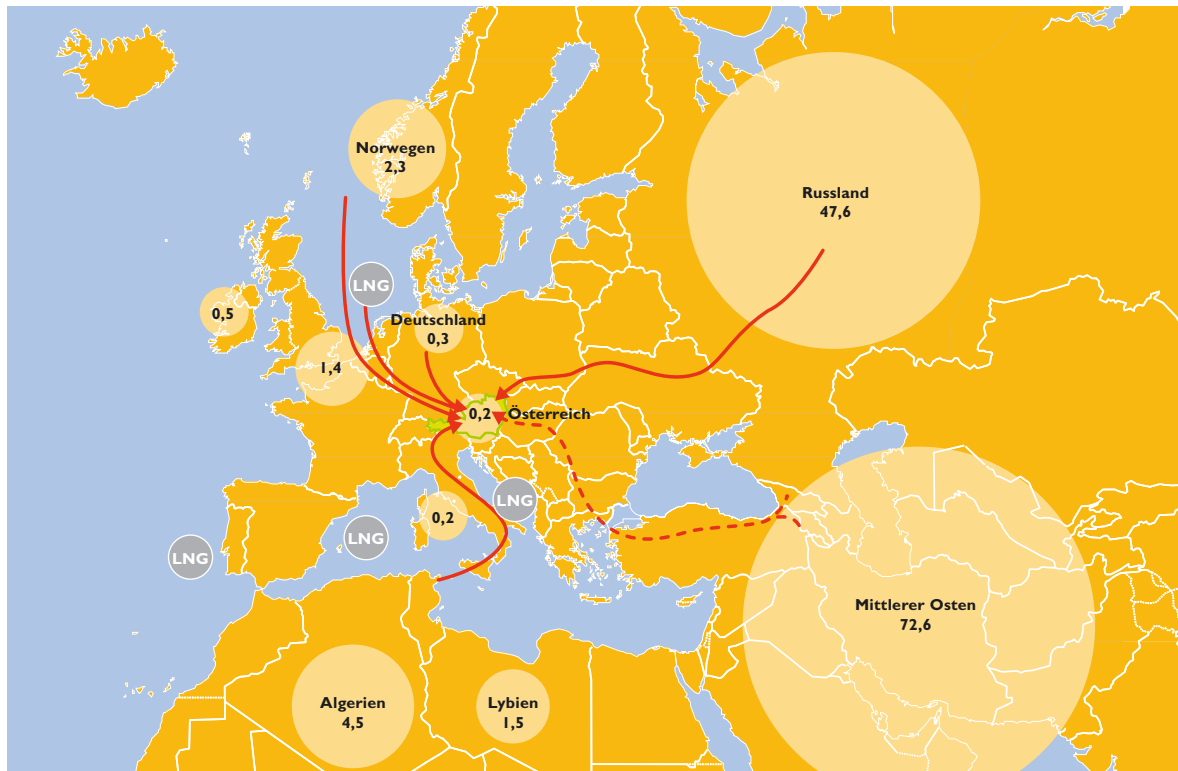
einer angestrebten Reduzierung der Abhängigkeit spielen zusätzliche bzw. alternative Routen („Diversifizierung der Transportrouten“) und Quellen („Diversifizierung der Quellen“) daher eine wesentliche Rolle.

Abbildung 41 zeigt die bestehenden und geplanten Transportverbindungen zu den Erdgasreserven in Europa, Afrika und Asien. Hierbei ist deutlich zwischen einem bereits bestehenden und dem theoretisch möglichen Zugang zu Gasreserven zu unterscheiden. So besteht bereits Zugang zu russischem, norwegischem und deutschem Erdgas. Alternativen, wie zum Beispiel eine Versorgung mit Erdgas aus Algerien (via Tunesien und durch Italien) oder via LNG ist bis dato aufgrund von Transportrestriktionen nicht möglich.

→ Österreichs Zugang zu Gasreserven (in Mrd. m³)

Abbildung 41

— bestehende Leitungen - - - geplante Transportwege



Quelle: EconGas auf Basis EIA (Energy Information Administration), Jänner 2008

Zusätzliche Pipelineprojekte, wie zum Beispiel Nabucco, befinden sich zudem derzeit immer noch im Planungsstadium. Sollte Nabucco realisiert werden, wäre Zugang zu Erdgasquellen aus dem Kaspischen Raum, vor allem aus Aserbaidschan, dem Iran und Turkmenistan möglich.

Entwicklung des kurzfristigen Gashandels

Der wesentliche Handelspunkt in Österreich für den kurzfristigen Gashandel ist neben dem Markt für Ausgleichsenergie für die Regelzone Ost der Gashub in Baumgarten. Etwa 300 Mio. m³ wurden 2007 über den Ausgleichsenergiemarkt (siehe Kapitel Bilanzgruppenmodell und Aus-

gleichsenergiemarkt) gehandelt und physisch geliefert, das sind etwa 4% der gesamten Absatzmengen in der Regelzone Ost.³⁶ In den Sommermonaten liegen die Anteilswerte um ca. 1% höher. Die Preise für diese Handelsmengen sind zum Handelszeitpunkt nicht bekannt, sondern werden erst später veröffentlicht. Es besteht an diesem Handelsplatz zwar ein geringes Mengenrisiko, da alle Mengen, die in das Gasnetz eingespeist werden, auch abgenommen werden, aber ein Preisrisiko, das bisher noch nicht abgesichert werden kann. Die Durchschnittspreise für Ausgleichsenergie (Abbildung 51) sind ebenso wie die Importpreise seit Mai 2007 angestiegen.

36 E-Control Berechnungen nach Daten der AGCS

Der Gashub in Baumgarten wird von der Central European Gas Hub (CEGH) GmbH betrieben. Die CEGH GmbH war zu 100% Tochter der OMG Gas International (jetzt OMV Gas & Power GmbH). 2007 haben OMV Gas und Gazprom eine gleichberechtigte Zusammenarbeit am CEGH in Baumgarten angekündigt mit dem Ziel, den Gashub zur größten Handelsplattform für Erdgas in Kontinentaleuropa auszubauen. Details über die genaue Art der Zusammenarbeit liegen aber bisher nicht vor.

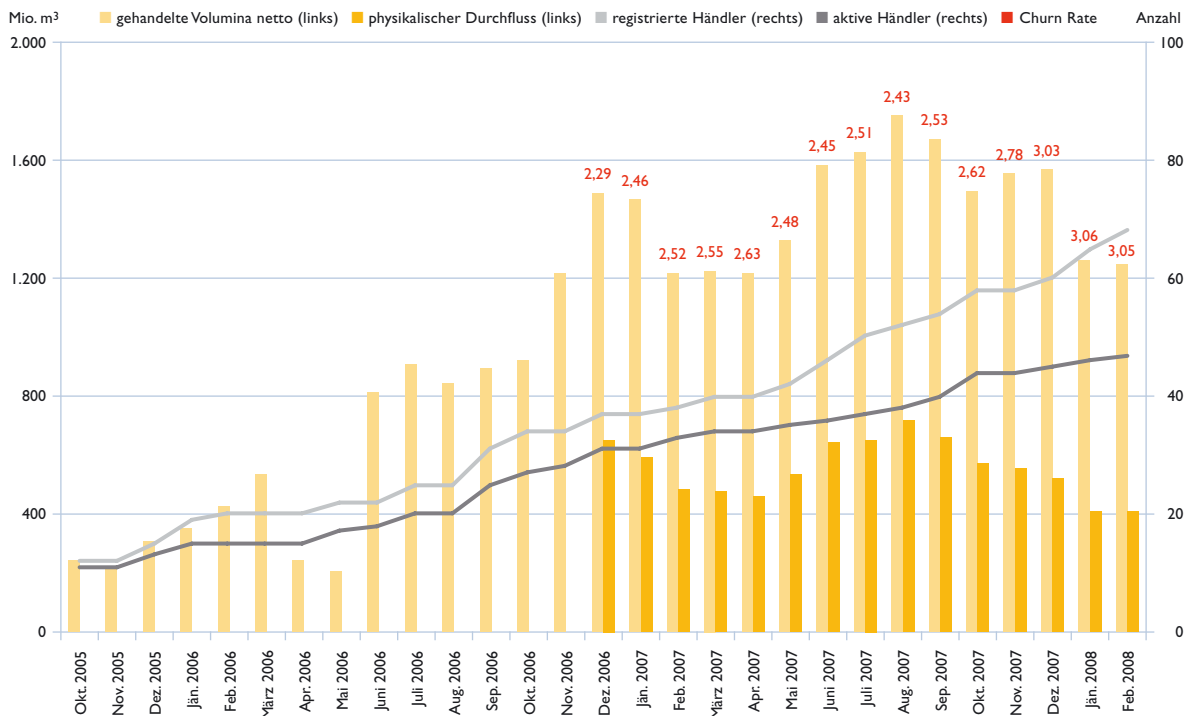
Wie schon 2006 bot die CEGH GmbH im Jahr 2007 folgende Dienstleistungen am Gashub in Baumgarten an: Title Transfer Service, Wheeling Service, No Notice Storage Nomination Service, Gas Auctions und Nomination Service. Mit 1. Februar 2007 hat CEGH für die Leistungen

ein neues Tarifsystem eingeführt. Noch für 2008 ist die Einführung eines Back-up-Back-down-Services geplant.

2007 wurden insgesamt 17,75 Mrd. m³ Gas am CEGH gehandelt; die physikalische Lieferung betrug 5,8 Mrd. m³.³⁷ Das sind etwa 15% der Gesamtmengen, die 2007 über Baumgarten importiert wurden. 2007 stiegen die am CEGH gehandelten Volumina deutlich an, allerdings fielen sie zum Jahresende wieder. Im Durchschnitt lag die Umschlagshäufigkeit (Churn Rate) bei 2,57. Die Handelsmengen und der physikalische Durchfluss zeigen höhere Sommermonatswerte an. 2008 ist ein Rückgang der Handelsmengen zu verzeichnen. Die Anzahl der registrierten und aktiven Händler hat in den Jahren 2007 und 2008 jedoch weiter zugenommen (Abbildung 42).

→ Entwicklung der Handelsaktivitäten am CEGH 2005 bis 2008

Abbildung 42



Quelle: CEGH GmbH

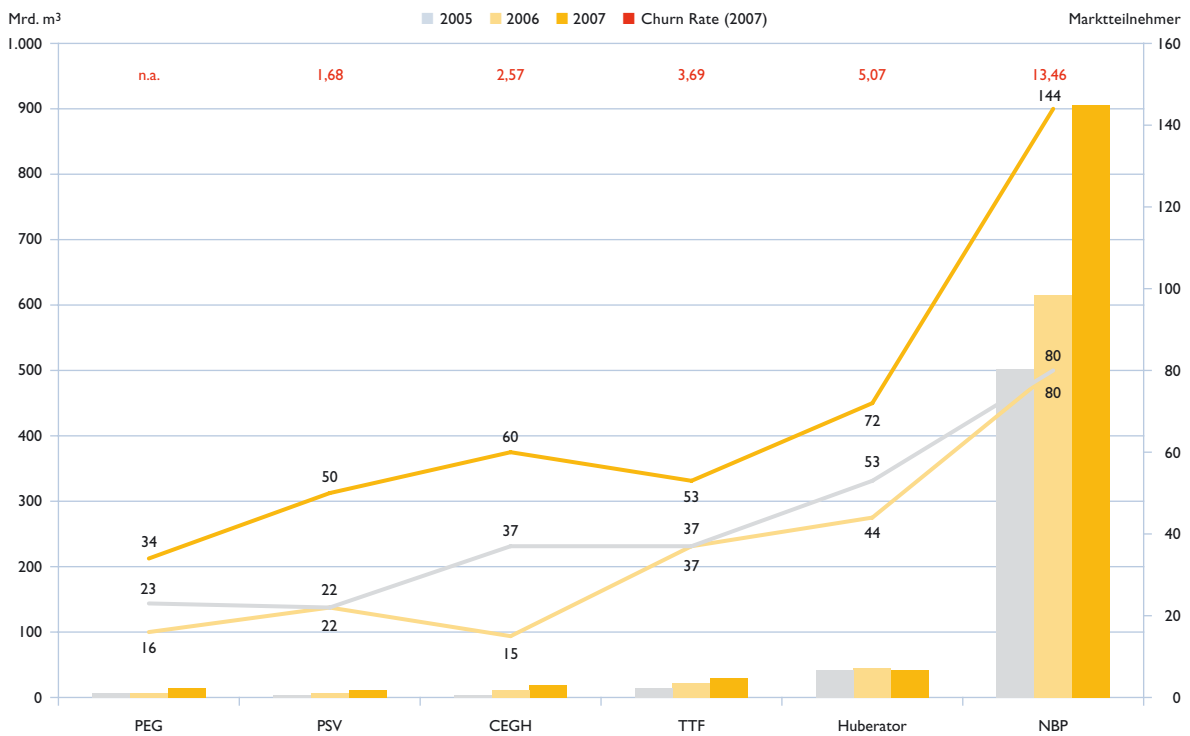
37 vgl. CEGH, CEGH Monthly Title Tracking Volume, www.gashub.at

Von den Händlern am CEGH wird jedoch angegeben, dass der Handel am CEGH sporadisch ist und meist bilateral erfolgt.³⁸ Die Liquidität wird als gering angesehen. Dabei kann Liquidität als Möglichkeit, jederzeit während des Tages zu handeln, definiert und über den Bid/Offer-Spread, das heißt den Abstand zwischen Kauf- und Verkaufsangebot gemessen werden.³⁹ Der Month-Ahead Contract soll das meist gehandelte Produkt am CEGH sein.

Im Vergleich zu anderen Hubs weist der CEGH die viertgrößte Handelsmenge auf. 2007 sind die Handelsaktivitäten an europäischen Gashandelsplätzen gesteigert worden, wobei jedoch der NBP die mit Abstand höchsten Handelsmengen vorweist. Die Handelsaktivität an kleineren, aber etablierteren Hubs wie TTF und Zeebrugge (Huberator) hat im Jahr 2007 gegenüber 2006 zugenommen, liegt aber rein vom Volumen her deutlich hinter dem NBP (Abbildung 43).

→ Handelsaktivitäten und Liquidität an europäischen Gashandelsplätzen 2005 bis 2007

Abbildung 43



Quelle: CEGH GmbH

38 vgl. Heren Energy, European Gas Hub Report, Spring 2008, S. 28

39 ebenda

Gas-Release-Programm am CEGH

Im Juli 2007 wurde zum fünften Mal eine Gasauktion (Gas-Release-Programm) durch den CEGH durchgeführt, bei der EconGas 25 Einheiten (sogenannte Lots) zu je ca. 10 Mio. m³ offerierte. 35 Bieter aus acht Ländern waren registriert. Die 250 Mio. m³ Erdgas wurden in Rahmen der Auktion an fünf Bieter aus Italien, Großbritannien und der Schweiz verkauft. Diese Auktionen der EconGas haben bisher eine Preistransparenz ermöglicht. Für die im Jahr 2007 durchgeführte Versteigerung soll der Startpreis bei 21,75 €/MWh, der Endpreis deutlich über 23 €/MWh gelegen haben.⁴⁰ Österreichische Gashändler haben kein Gas ersteigert.

Weiterentwicklung des CEGH

Für die Weiterentwicklung des Handelsplatzes CEGH ist es notwendig, dass Lieferungen aus Handelsgeschäften zu 100% fest, das heißt ohne Unterbrechungen oder Einkürzungen durchgeführt werden können. Der CEGH plant zu diesem Zweck, einen Back-up-Back-down-Service anzubieten. Voraussetzung dafür ist jedoch der Abschluss von sogenannten IPAs/OBAs (Interconnection Point Agreements und Operational Balancing Agreements).

Die Veröffentlichung von Preisen und somit das Setzen klarer Preissignale ist auch eine wesentliche Voraussetzung für die Schaffung einer Gasbörse am CEGH. Bisher dominiert OTC als Handelsform und somit besteht keine Veröffentlichungspflicht für Preise am CEGH, die Preistransparenz ist daher gering. Damit kann der CEGH eine wesentliche Funktion eines Handelsplatzes noch nicht erfüllen.

Um als Beschaffungsoption genutzt werden zu können, muss die Liquidität im Sinne einer

Steigerung der Handelsmengen, aber auch die Produktvielfalt sowie deren jederzeitiges Angebot erhöht werden. Kurzfristige Handelsmengensteigerungen am CEGH können bisher nur durch die Gas-Release-Programme (GRP) der Econgas erreicht werden. Langfristige Handelsmengensteigerungen könnten zusätzlich zu einer Angebotssteigerung der Gazprom nur durch eine Versorgung durch unabhängige Lieferanten in Russland und die Anbindung an neue Quellen, zum Beispiel via Nabucco, in der Ukraine oder Turkmenistan geschehen. Günstig wäre auch die Verpflichtung eines Anbieters als Market Maker.

Aufgrund der Abhängigkeit von einem Lieferanten, der Gazprom, wird die Entwicklung des Handelsplatzes CEGH von der Bereitschaft der Gazprom beeinflusst, zusätzliche Gasmengen am Gashub bereitzustellen. Gazprom hat bisher keine festen Zusagen darüber gemacht, ob das tatsächlich der Fall sein wird. Der angekündigte Einstieg der Gazprom wird kartellrechtlich zu prüfen sein. Da Gazprom der wesentliche Lieferant in Baumgarten ist, wird das Engagement von den Marktteilnehmern kritisch gesehen. Aus Sicht der Regulierungsbehörden ist die Frage zu stellen, welchen Informationsvorsprung Gazprom durch die Beteiligung am Hub haben wird und welche Maßnahmen notwendig sind, um Transparenz und Vertrauen in den Handelsplatz zu erhalten. Wesentliche Regulierungsaufgabe ist daher die Entwicklung einer effektiven Markt- und Börsenaufsicht, um das Vertrauen der Marktteilnehmer in den Handelsplatz unabhängig von der Eigentümerstruktur zu gewährleisten. In Österreich gibt es keine hinreichend detailliert definierte Aufsichtsfunktion für den physischen Handel. Es ist daher zu prüfen, inwieweit die E-Control, die Bundeswettbewerbsbehörde und die Finanzmarktaufsicht die gesetzliche Grundlage für eine effektive Marktaufsicht in diesem Bereich haben.

⁴⁰ vgl. Energate vom 4. Juli 2007: Econgas auktioniert Gas in Baumgarten, www.energate.de; Econgas hat Jahresverträge mit einer Lotgröße von 10 Mio. m³ und einem Fixpreis versteigert.

Integration der Großhandelsmärkte im Jahr 2007

Marktintegration ist ein wesentliches strategisches Ziel der Regulierungsbehörde. Im Rahmen der Gas Regionalen Initiative Süd-Süd-Ost (GRI SSO), einer Initiative der ERGEG, hat sich die E-Control auch im Jahr 2007 für eine Stärkung der regionalen Märkte aktiv eingesetzt. Ziel dieser Initiative der ERGEG ist es, die regionale Integration der Märkte voranzutreiben und somit die Grundlage für die Schaffung des europäischen Binnenmarktes für Energie zu schaffen.

Für den österreichischen Gasmarkt waren dabei die folgenden Arbeitsergebnisse von besonderer Relevanz.

Weiterentwicklung der Gashubs in der Region hin zu Bezugspunkten für Ausgleichsenergie

2007 stand die Weiterentwicklung der Gashubs in der Region im Mittelpunkt der Arbeit der GRI SSO. Ziel ist die Entwicklung der Hubs hin zu Bezugspunkten für Ausgleichsenergie und zu voll funktionsfähigen Handelspunkten für Erdgas. Für 2008 werden hier weitere Fortschritte erwartet.

Verbesserung der Interkonnektivität

Fortschritte gibt es hinsichtlich des Abschlusses sogenannter Interconnection Point Agreements (IPA)/Operational Balancing Agreements (OBA), vor allem für den CEGH. Nach intensiven Diskussionen zwischen den betroffenen TSOs im Jahr 2007 (vor allem vor dem Hintergrund einer Beteiligung der Gazprom am Gashub in Baumgarten) wird nun für 2008 der Abschluss dieser IPAs und OBAs erwartet.

Buchung von Gastransport über verschiedene TSO Systeme hinweg

Innerhalb der GRI Süd-Süd-Ost-Europa werden derzeit Ideen diskutiert, wie Gastransport über verschiedenen TSO-Systeme hinweg einfach gebucht werden können (One-Stop-Shop-Konzept).

Ebenso wurden Ideen für einen regionalen ISO (R_ISO) sowie die theoretischen Grundlagen dazu, aber auch die Möglichkeiten der praktischen Implementierung diskutiert. Die Diskussionen werden im Jahr 2008 fortgesetzt.

Regionale Entry/Exit-Tarifierung

Im Rahmen der Idee des R_ISO wurden 2007 ebenfalls konkrete Konzepte für eine regionale Tarifierung auf Basis eines sogenannten Entry/Exit-Systems diskutiert. Im Rahmen einer theoretischen Simulation wurden die Auswirkungen der Einführung eines solches Systems im Jahr 2007 analysiert. Für 2008 ist eine Weiterführung der Diskussion angedacht.

Standardisierte Plattform zum Handel von Transportkapazitäten auf dem Sekundärmarkt

Zur Erreichung dieses Ziels wurden die TSOs der Region mit der Ausarbeitung eines sogenannten Best-Practice-Beispiels beauftragt. Im Rahmen der Analyse der bisherigen Nutzung von Plattformen zum Handel von Transportkapazitäten auf dem Sekundärmarkt ist aufgefallen, dass die Plattformen zwar bereitgestellt, aber kaum genutzt werden. Die Regulatoren in der Region erarbeiten derzeit daher ein Konzept, wie die Nutzung der Plattformen verbessert und somit funktionierende Sekundärmärkte geschaffen werden können.

Standardisierte Investitionsplanung für die Region Süd-Süd-Ost

Zur verbesserten Analyse des Investitionsbedarfs in Infrastruktur hat die GRI SSO bereits im Jahr 2006 angefangen, Vorschläge für eine standardisierte Investitionsplanung in der Region auszuarbeiten. Diese Arbeit wurde 2007 fortgesetzt und dauert derzeit noch an. In dem Kontext ist angedacht, mittels einer Simulation von Gasflüssen den Bedarf für Investitionen in der Region zu analysieren und in Zusammenarbeit mit TSOs, Shippern und Endverbrauchern

Standards für eine koordinierte Investitionsplanung für die Region zu entwickeln.

Unternehmensfusionen und -akquisitionen im Erdgasgroßhandel in Österreich im Jahr 2007

2007 hat sich OMV Gas International aus der Gas- und Warenhandelsgesellschaft (GWH) zurückgezogen. In der Branchenuntersuchung der BWB und der E-Control von 2006 wurde festgestellt, dass die Beteiligung der OMV Gas am GWH als kritisch zu bewerten ist. Die OMV Gas International hat daraufhin zugesagt, sich binnen einer Übergangsfrist von einem Jahr aus dem GWH zurückzuziehen. Die derzeitige Eigentümerstruktur des GWH ist zu 50% Centrex Europe Energy & Gas AG und zu 50% Gazexport Ltd., Moskau.

2007 hat sich die Shell als Gesellschafter aus der RAG AG, die Gas und Öl produziert und auch Speicherunternehmen und Gasgroßhändler ist,

zurückgezogen. Die Anteile wurden von den bisherigen Anteilseignern EVN AG, Eon Ruhrgas E&P GmbH, StGW und Salzburg AG über eine Beteiligungsgesellschaft übernommen. Mehrheitsaktionär ist seitdem die EVN AG mit einem gesamten Anteil von 50,05%. Shell ist seit 2008 als Bilanzgruppe bei der AGCS registriert und als neuer Anbieter auf dem österreichischen Gasmarkt tätig.

→ Speichermarkt

Angebotsstruktur

Die österreichischen Gasspeicher befinden sich ausschließlich in der Regelzone Ost in den Konzessionsgebieten der beiden Gas- und Ölproduzenten OMV AG und RAG AG (Abbildung 44). Diese beiden Unternehmen (OMV AG über OMV Gas GmbH) sind als Speicherunternehmen tätig.

→ Speicher in Österreich

Abbildung 44



Quelle: GSE, http://www.gje.eu.com/download/gridmap/GSE_STOR_1031.pdf

→ Speicherkapazitäten (Untertagespeicher) in Österreich 2007

Tabelle 7

Speicher	Einpressleistung in m ³ /h	Anteil an Gesamtkapazität	Entnahmeleistung in m ³ /h	Anteil an Gesamtkapazität	Arbeitsgasvolumen in Mio. m ³ /h	Anteil an Gesamtkapazität
OMV-Schönkirchen	650.000	36 %	770.000	39 %	1.570	38 %
OMV-Tallesbrunn	125.000	7 %	160.000	8 %	300	7 %
OMV-Thann	115.000	6 %	130.000	7 %	250	6 %
Summe OMV Speicher	890.000	50 %	1.060.000	54 %	2.120	51 %
RAG-Puchkirchen	400.000	22 %	400.000	20 %	850	20 %
Wingas-Haidach	167.000	9 %	167.000	9 %	400	10 %
Gazprom-Haidach	333.000	19 %	333.000	17 %	800	19 %
Speicher Haidach gesamt	500.000	28 %	500.000	26 %	1.200	29 %
Summe	1.790.000	100 %	1.960.000	100 %	4.170	100 %

Quellen: www.omv.com, www.rohoel.at, www.wingas.de

Daneben sind auch Wingas GmbH und ZMB Speicherunternehmen im Sinne des GWG. Der Speicher Haidach ist im Juli 2007 in Betrieb gegangen⁴¹ und ist nicht an das österreichische, sondern an das süddeutsche Transportnetz (vorgelagerter Netzbetreiber ist Wingas GmbH) angebunden.

OMV Gas hält etwa 50% der Speicherkapazitäten (Tabelle 7). Insgesamt weisen die Speicher in Österreich ein Arbeitsgasvolumen von mehr als 4 Mrd. m³ auf, was knapp der Hälfte des Erdgasverbrauchs in Österreich 2007 entspricht.

Der Erdgasspeicher Haidach hat in der ersten Ausbauphase ein Arbeitsgasvolumen von 1,2 Mrd. m³ und eine Entnahmeleistung von 500.000 m³/h

erreicht. Der Erdgasspeicher Haidach umfasst neben der Nutzung der Lagerstätte als Speicher auch die Anbindung des Speichers an den deutsch-österreichischen Erdgasknotenpunkt Burghausen/Überackern durch eine 39 km lange Pipeline, die Austria-Bavaria-Gas-Pipeline (ABG). Bisher ist der Speicher Haidach jedoch nicht mit dem Gasleitungssystem der Regelzone Ost verbunden.⁴²

Überblick über Speicherangebot

Tabelle 8 gibt eine Übersicht über die von den österreichischen Speicherunternehmen angebotenen Produkte und Zugangsregelungen. Die Produktvielfalt hat auch 2007 weiter zugenommen.

41 <https://www.haidach.zmb.at>

42 Aufgrund fehlender Transportkapazitäten in Burghausen können die freien Speicherkapazitäten im Speicher Haidach auch von deutschen Speicherkunden nicht genutzt werden. Dies wird erst im Zug eines weiteren Netzausbaus möglich sein. Vgl. Energiate vom 12. März 2008 – „Speicher Haidach: Beschränkte Möglichkeiten für deutsche Marktteilnehmer“.

→ Übersicht über das Angebot österreichischer Speicherunternehmen (Untertagespeicher)

Tabelle 8

	OMV Gas	RAG	Wingas	ZMB
Speicherkapazitäten insgesamt	2.120 Mio. m ³ AGV 1.060.000 m ³ /h Entnahmeleistung, 890.000 m ³ /h Einspeicherleistung	850 Mio. m ³ AGV, 400.000 m ³ /h Entnahmeleistung, 400.000 m ³ /h Einspeicherleistung	400 Mio. m ³ AGV, 167.000 m ³ /h Entnahmeleistung, 167.000 m ³ /h Einspeicherleistung	800 Mio. m ³ AGV, 333.000 m ³ /h Entnahmeleistung, 333.000 m ³ /h Einspeicherleistung
Anteilseigner	OMV AG 100%	E&P Holding 25%, RAG Beteiligungs- ges. mbH 75%	Wintershall 50,2%, ZMB 49,98%	Gazexport 100%
Standardprodukt	Classic Bundled Services, fix und variabel	Standard- dienstleistung	Winstore Pack	Bundled Service firm fix
Daten Standardprodukt	2 Mio. AGV, 1000 m ³ /h Entnahmeleistung, 800 m ³ /h Einspeicherleistung	1,68 Mio. AGV, 1000 m ³ /h Entnahmeleistung, Mindestvertrags- laufzeit drei Jahre	22.000 kWh AGV, 10 kWh/h Entnahme- und Einspeicherleistung	bisher keine Angabe
Entnahmedauer Bundled Service	83 Tage	70 Tage	92 Tage	bisher keine Angabe
weitere Produkte	Unbundled Services: AGV, Entnahme- oder Einspeicherleistung; Click and Store; Produkte auch auf unterbrechbarer Basis	keine Angabe	Winstor Add (Un- bundled Service): Zusätzliche AGV, Entnahme- und Ein- speicherleistung, in Verbindung mit Win- store Pack; Winstore Part: kurzfristiges Produkt auf unter- brechbarer Basis	bisher keine Angabe
Speicherentgeltrechner	ja	ja	ja	Ja (bisher keine Tarife veröffentlicht)
Kapazitätsvergabeverfahren	First Come First Served; Buchung über Online Capacity Booking System	First Come First Served; Buchung über Anfrage- formular auf Homepage	First Come First Served; Buchung über Anfrage- formular auf Homepage	bisher keine Angabe
Anti-Hoarding Mechanismus	Sekundärmarkt; Online Bulletin Board, keine Verpflichtung zum Angebot	Sekundärmarkt; keine Verpflichtung zum Angebot	UIOLI: Entzug von Speicherkapazitäten, die an zwölf aufein- anderfolgen Mona- ten nicht genutzt werden; Sekundär markt store-x	bisher keine Angabe

Quelle: Homepages der Unternehmen (www.omv.com; www.rohoel.at; www.wingas.de; www.zmb-speicher.de); Stand Juli 2008

Nutzung und Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten

OMV Gas veröffentlicht in ihrem Online Capacity Booking System Daten über die Ausnutzung der Speicherkapazitäten der OMV Gas GmbH auf stündlicher, wöchentlicher und monatlicher Basis. Die Abbildungen 45 und 46 zeigen, dass in den Wintermonaten zum Teil vertraglich gebundene Kapazitäten nicht genutzt wurden, zum Beispiel im Dezember 2006 bis März 2007 und im Dezember 2007 bis März 2008 (für Jänner 2008 sind keine Daten vorhanden). Speicherkapazitäten werden auch für das Ausgleichsenergieangebot herangezogen, daher sind diese Angebote auch in die Betrachtung einzubeziehen, inwieweit ungenutzte Kapazitäten Dritten zugänglich gemacht werden sollten.

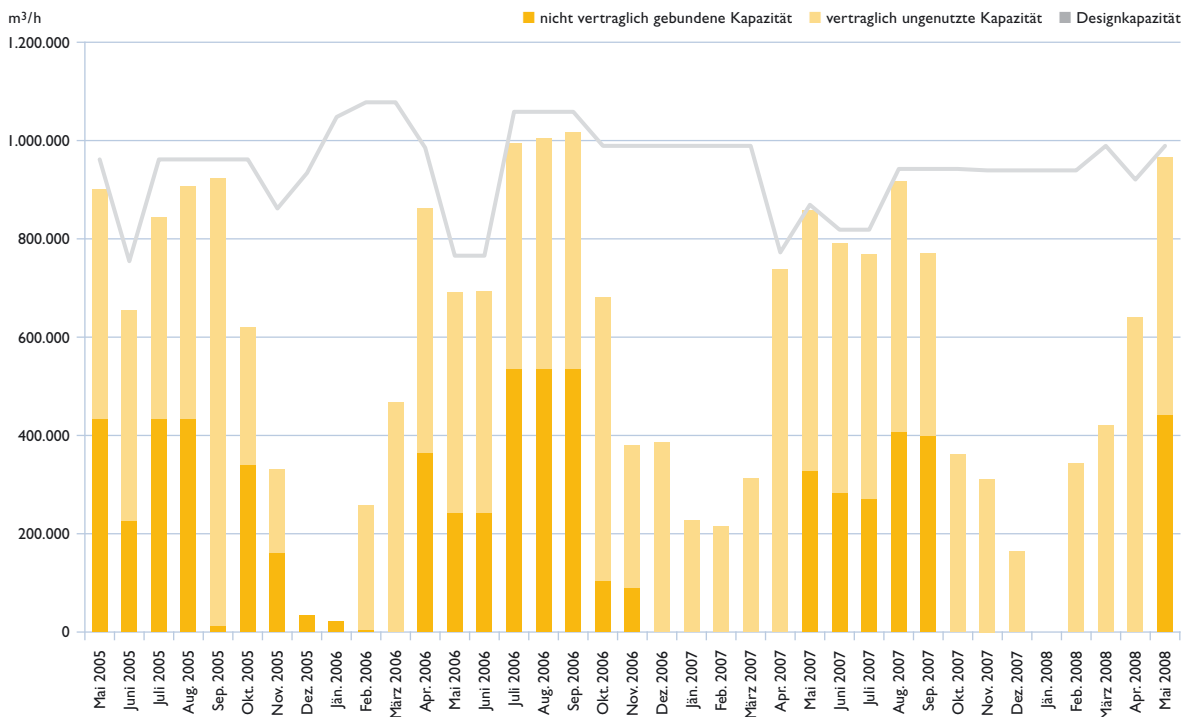
Die Speicherbedingungen der RAG AG und OMV Gas GmbH enthalten jedoch keine Regelungen, die das Horten von Kapazitäten verhindern könnten. OMV Gas GmbH bietet unterbrechbare Speicherprodukte an, durch die ungenutzte Kapazität verfügbar gemacht werden kann. Wingas GmbH dagegen hat eine Entzugregelung UIOLI in ihren AGBs enthalten.

Daten über die Speicherauslastung der RAG, Wingas GmbH und ZMB werden von den Speicherunternehmen nicht veröffentlicht.

Die Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten hat sich im Vergleich zu 2006 erhöht, da Wingas freie Speicherkapazitäten ausweist (Abbildung 47). Wie bereits dargestellt, ist die Nutzung des Speichers Haidach durch die fehlende Netzanbindung

→ **Speicherauslastung OMV Gas GmbH – Entnahmeleistung Mai 2005 bis Mai 2008**

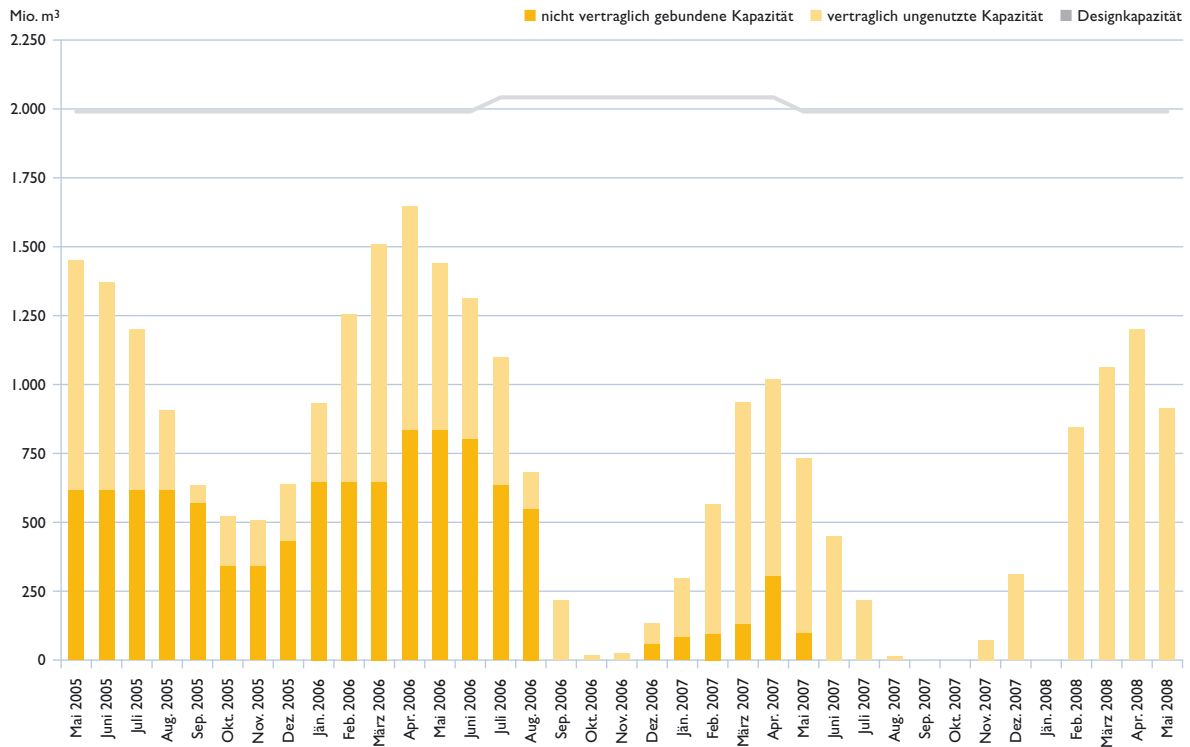
Abbildung 45



Quelle: www.omv.com, Online Capacity Booking System; Stand Juli 2008

→ Speicherauslastung OMV Gas GmbH – Arbeitsgasvolumen Mai 2005 bis Mai 2008

Abbildung 46



Quelle: www.omv.com, Online Capacity Booking System; Stand Juli 2008

für die RZ Ost nicht möglich. Daher hat sich die Situation für die österreichischen Speicherkunden im Jahr 2007 nicht verbessert.

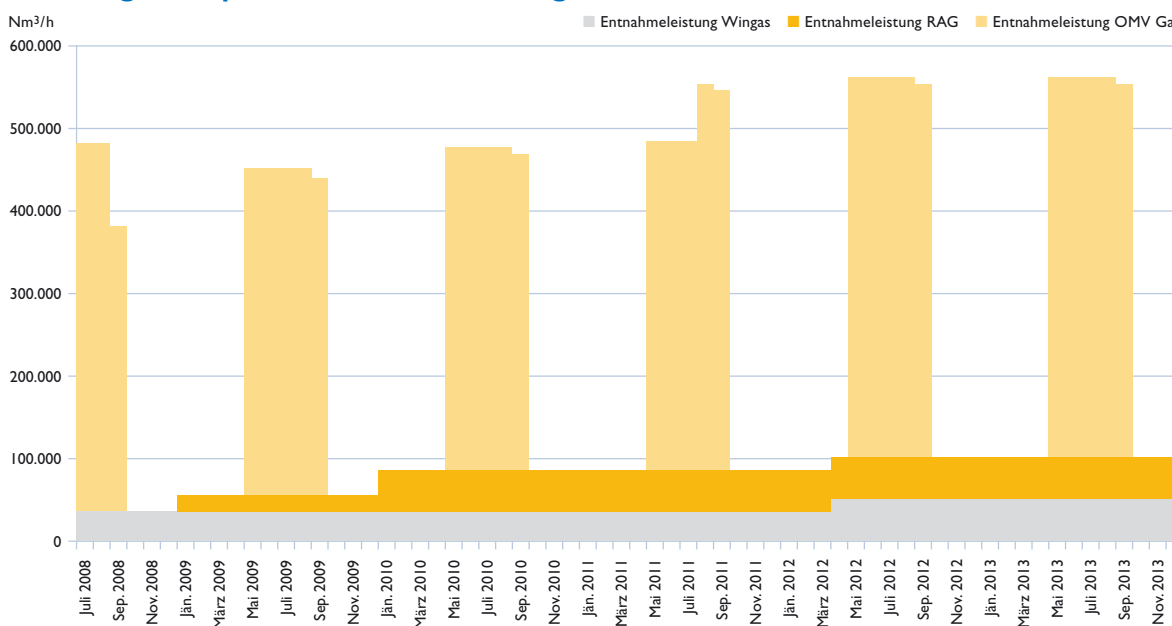
Die Speicherkapazitäten der RAG AG sind nach eigenen Angaben bis Ende 2008 ausgebucht.⁴³ 2009 sollen rund 20.000 m³/h und 2010 rund 50.000 m³/h Entnahmeleistung für den Speicher Puchkirchen vertraglich noch ungebunden sein. Wie im Online Capacity Booking System der OMV Gas GmbH⁴⁴ erkennbar, sind in den Wintermonaten keine Entnahmeleistungen und in den Sommermonaten keine Einspeicherleistungen mehr erhältlich.

Inwieweit ein Sekundärmarkt für Speicherkapazitäten besteht, ist aus den der E-Control vorliegenden Daten nicht bekannt. Es besteht aber keine vertragliche Einschränkung der Weitergabe von Speicherrechten. Speicherbetreiber bieten auch Title Transfer in ihren Speicherkapazitäten an. Um den Sekundärmarkthandel zu erleichtern, hat OMV Gas GmbH ein Online Bulletin Board für Speicherkapazitäten eingerichtet, Wingas GmbH ist Mitglied bei der Handelsplattform store-X und RAG hat Anfrageformulare für Sekundärmarktkapazitäten auf ihrer Homepage veröffentlicht.

43 vgl. www.rohoel.at
44 www.omv.com

→ **Verfügbare Speicherentnahmeleistung in Österreich bis 2013**

Abbildung 47



Quellen: www.omv.com, www.rohoel.at, www.wingas.de; Stand Juli 2008

Speicherausbau in Österreich

Laut Langfristplanung der AGGM für 2008 bis 2012⁴⁵ haben sowohl RAG als auch OMV Gas langfristig massiven Ausbaubedarf an Speicherleistung, der sich im Kapazitätsmodell als Bedarf an Sonstigen Transporten widerspiegelt. Genaue Daten sind jedoch in der Langfristplanung nicht veröffentlicht. Bis Juni 2008 hat noch kein Speicherunternehmen ein Open-Season-Verfahren für den Ausbau angekündigt.

Für den Ausbau der Speicherkapazitäten wird eine Kooperation mit RAG AG oder OMV Gas GmbH notwendig sein, die die erforderlichen Speicherlizenzen für die ehemaligen Gasfelder besitzen. RAG AG bietet explizit Speicherentwicklungen (langfristige technische und wirtschaftliche Entwicklung von Gasspeicheranlagen) an.⁴⁶ OMV Gas hat eine Zusammenarbeit mit

Gazprom beim Speicherausbau Schönkirchen Tief im Mai 2007 angekündigt.⁴⁷ Laut Angaben der Storage Investment Database der GSE soll der bis 2015 geplante Ausbau des Speichers Schönkirchen Tief ein zusätzliches Arbeitsgasvolumen von 2 Mrd. m³ ermöglichen.⁴⁸

Nachfragestruktur

Nachfrager von Speicherkapazitäten sind österreichische Gasgroßhändler und -weiterverteiler, die Großkunden, Kraftwerke, aber auch lokale Weiterverteiler beliefern. Daneben nutzen auch ausländische Unternehmen die Speicher⁴⁹ für die Zwischenspeicherung im Gastransit und für die flexible Bereitstellung von Gas am CEGH. Die Anzahl der Speicherkunden und das Interesse ausländischer Speicherkunden haben seit der Liberalisierung 2002 deutlich zugenommen. Der größte Speicherkunde ist nach eigenen

45 vgl. AGGM (2007), Langfristige Planung 2007 für die Regelzone Ost für den Zeitraum Gasjahr 2008 bis 2012 mit Ausblick auf das Gasjahr 2030, 27. Juli 2007, S. 9

46 www.rohoel.at

47 vgl. Pressemitteilung der OMV AG vom 23. Mai 2007: „OMV und Gazprom verstärken Kooperation im Gasbereich“, www.omv.com

48 vgl. http://www.gie.eu.com/maps_data/database/database.php

49 vgl. auch AGGM (2007), Langfristige Planung 2007 für die Regelzone Ost für den Zeitraum Gasjahr 2008 bis 2012 mit Ausblick auf das Gasjahr 2030, 27. Juli 2007, S. 9

Angaben (Geschäftsbericht 2006/2007) Econ-Gas GmbH mit etwa 1,5 Mrd. m³ vertraglichem Arbeitsgasvolumen.⁵⁰

Räumlich relevanter Markt und Konzentrationsgrad

Es sind keine Daten verfügbar, in welchem Rahmen österreichische Gashändler Speicher- verträge mit Speicherbetreibern in angrenzenden Ländern abgeschlossen haben. Die Speicher- verträge, die der E-Control vorzulegen sind, zeigen ein steigendes Interesse von nicht österreichischen Anbietern an den Speicherprodukten der österreichischen Speicherbetreiber.

Weitere Speicher, die in der Nähe Österreichs liegen, zum Beispiel der Speicher LAB, der von NAFTA und Pozagas betrieben wird, verfügen über keine freien Speicherkapazitäten.⁵¹ Zudem ist ungeklärt, welche Transporttarife für die Anbin-

dungsleitung MAB gelten. Auch die süddeutschen Speicher verfügen über keine freien Kapazitäten. Daher kann davon ausgegangen werden, dass ausländische Speicher nicht von österreichischen Gasunternehmen genutzt werden können.

Damit ist die Marktkonzentration mit einem HH-Index von 3.404 (bezogen auf Marktanteile am Arbeitsgasvolumen) im Vergleich zu 5.722 im Jahr 2006 aufgrund der Inbetriebnahme des Speichers Haidach gesunken, liegt aber nach wie vor über der Grenze von 1.800, ab der eine hohe Marktkonzentration angenommen wird.

Speichermengen und -preise

Über die Speicherbewegungen (Einspeicherung und Entnahme) sind Daten auf monatlicher Basis erhältlich.⁵² Diese zeigen einen typischen saisonalen Verlauf mit Einspeicherung im Sommer und Entnahme im Winter (Abbildung 48). Im Winter

→ Einspeicherung und Entnahme 2006 und 2007

Abbildung 48



Quelle: E-Control; Stand Juli 2008

⁵⁰ vgl. Econgas Geschäftsbericht 2006/2007, S. 42f

⁵¹ vgl. www.nafta.sk, www.pozagas.sk

⁵² www.e-control.at

2007/2008 wurde deutlich mehr Gas aus den Speichern entnommen als im Winter 2006/2007. Dies ist auf die Inbetriebnahme des Speichers Haidach im Juli 2007 zurückzuführen. In den Sommermonaten 2007 wurden ebenfalls Mengen entnommen.

Speichertarife in Österreich

Die Speichertarife für die Nutzung der Speicher der OMV Gas GmbH, RAG AG und Wingas GmbH werden auf der Homepage der jeweiligen Unternehmen veröffentlicht. ZMB hat bisher noch keine Speichertarife veröffentlicht.

Abbildung 49 zeigt eine Gegenüberstellung der Tarife für Standarddienstleistungen. Die veröffentlichten Tarife sind effektive Tarife. Im Vergleich zum Vorjahr ist ein leichter Anstieg der Speichertarife festzustellen. Auch laufende Verträge werden über eine Wertanpassungsklausel indiziert.

Ausblick Speicherregulierung

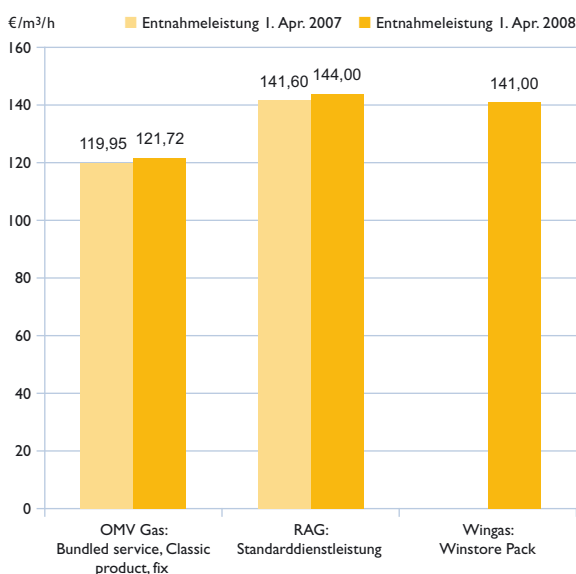
Speicherkapazitäten sind auch im österreichischen Gasmarkt bzw. der Regelzone Ost knapp. Die Speicherunternehmen sind Tochtergesellschaften von Gasunternehmen, die auch im Handel und der Belieferung von Endkunden tätig sind. Diese können einen Anreiz für das Horten von Speicherkapazitäten haben, was zwar einerseits mit Kosten verbunden ist, andererseits aber auch eine Markteintrittsbarriere für neue Anbieter ist und somit eine Marktabschottung bewirkt. Es bestehen auf nationaler Ebene rechtliche, aber nur allgemeine Vorgaben für Vergabeverfahren, jedoch keine für Engpassmanagement. Daher ist es Ziel der Regulierungsbehörde – auch im Rahmen ihrer Tätigkeit auf europäischer Ebene –, dass effektive Anti-Hoarding-Mechanismen erarbeitet und angewandt werden.

→ **Belieferung lokaler Weiterverteiler**

Gasgroßhändler beliefern lokale Weiterverteiler (unter anderem Stadtwerke) i.d.R. auf der Basis von Gesamtbedarfsdeckungsverträgen (Vollversorgung), die Speicherleistungen und Bilanzgruppenmanagement als Dienstleistung umfassen. Das Marktvolumen lag im Jahr 2004 bei rund 2,2 Mrd. m³.⁵⁴ Als Anbieter sind EconGas, Steirische Gas Wärme, Kelag und Salzburg AG tätig, wobei EconGas den deutlich größten Marktanteil hat. Auf der Nachfragerseite sind es die EnergieAllianz-Unternehmen, Erdgas Oberösterreich und Linz Gas, die einen Großteil der Nachfragemenge ausmachen, und weitere Stadtwerke.

Wesentliches Wettbewerbsproblem auf diesem Markt sind die langfristigen Verträge.⁵⁵ Rund 80% der Gasmengen auf dem Markt für die Belieferung lokaler Weiterverteiler waren 2004 unbefristet gebunden. Die Verträge wurden flächendeckend für den gesamten räumlich relevanten Markt (Regelzone Ost) von einem einzigen Anbieter geschlossen. Es liegt somit ein Netz an gleichartigen Lieferverträgen vor. Diese Verträge

→ **Speicherpreise für Standarddienstleistungen in Österreich 2007 und 2008**⁵³ Abbildung 49



Quellen: www.omv.com, www.rohoel.at, www.wingas.de; Stand Juni 2008

53 Bundled Service OMV Gas: 2 Mio. Nm³ AGV, 1.000 Nm³/h Entnahmeleistung, 800 Nm³/h Einspeicherleistung, Brenngas bei OMV Gas und RAG enthalten.

54 vgl. Bundeswettbewerbsbehörde (2006), Allgemeine Untersuchung der österreichischen Gaswirtschaft, Endbericht; neuere Zahlen liegen nicht vor.

55 Zu einer detaillierten Darstellung der Problematik vgl. Bundeswettbewerbsbehörde (2006), Allgemeine Untersuchung der österreichischen Gaswirtschaft, Endbericht

enthielten Mindestabnahmeverpflichtungen von 80%. Für die restlichen 20% wurde von dem alleinigen Anbieter den Abnehmern ein Optionsrecht eingeräumt. Der Bezug von Dritten ist damit de facto ausgeschlossen. Diese Lieferverträge bewirken somit eine Abschottung des Marktes und damit eine Behinderung des Wettbewerbs iSd Art. 81 EGV.

→ Ausgleichsenergiemarkt

Angebotsstruktur

Die oben beschriebenen Anforderungen an Ausgleichsenergieanbieter schränken den Kreis der Anbieter innerhalb der registrierten Bilanzgruppenmitglieder (österreichische Marktteilnehmer) deutlich ein. Während 33 Gasversorger (Bilanzgruppenmitglieder) im Bilanzgruppensystem der Regelzone Ost registriert sind,⁵⁶ gibt es Ende 2007 nur neun registrierte Ausgleichsenergieanbieter, von denen acht aktiv Ausgleichsenergie anbieten.

Aktive Anbieter am Ausgleichsenergiemarkt in der Regelzone Ost sind Ende 2007 CE Gas Marketing & Trading AG, EconGas, ENOI SPA (seit Dezember 2007), Kelag, RAG, Salzburg AG, Steirische Gas Wärme und Terragas. Neben der EconGas sind auch Kelag, RAG, Steirische Gas Wärme und Terragas bedeutende Anbieter am Ausgleichsenergiemarkt geworden. Festzustellen ist, dass die meisten der neuen Marktteilnehmer auf dem österreichischen Gasmarkt auch als Ausgleichsenergieanbieter aktiv werden (zum Beispiel ENLOGS seit April 2008).

Nachfragestruktur

Obwohl der Abruf der physikalischen Ausgleichsenergie durch den Regelzonenführer erfolgt, sind die Nachfrager von Ausgleichsenergie die Bilanzgruppen. Auch wenn der Regelzonenführer in sehr vielen Stunden des Jahres das Linepack für die Gasflusssteuerung des Fernleitungsnetzes

nutzt und daher keine physikalische Ausgleichsenergie abrufen, gibt es in jeder Stunde Abweichungen zwischen den von den Bilanzgruppenverantwortlichen abgegebenen Fahrplänen und dem tatsächlichen Verbrauch der Bilanzgruppen bzw. den tatsächlichen Gasflüssen, die als bilanzielle Ausgleichsenergie bezeichnet werden. Die in jeder Stunde anfallende bilanzielle Ausgleichsenergie wird von der Clearingstelle AGCS ermittelt und den kommerziellen Bilanzgruppen verrechnet.

Die Menge an bilanzieller Ausgleichsenergie (Summe der Absolutbeträge der Über- und Unterlieferungen der einzelnen kommerziellen Bilanzgruppen) betrug im Jahr 2007 4,1% des Gesamtverbrauches an Gas in der Regelzone Ost und war damit etwas geringer als der Wert von 4,3% des Jahres 2006. Die größte kommerzielle Bilanzgruppe, gemessen sowohl am Verbrauch wie auch am Volumen der bilanziellen Ausgleichsenergie, stellt dabei EconGas dar. Weitere aktive kommerzielle Bilanzgruppenverantwortliche waren im Jahr 2007 CE Gas Marketing & Trading AG, Energie Ried, Kelag, RAG, Salzburg AG, Steirische Gas Wärme und Terragas. Als Handelsbilanzgruppen, die also nicht unmittelbar Endkunden der Regelzone Ost versorgen, waren Ende 2007 registriert: Central European Gas Hub GmbH, Centrex Europe Energy & Gas AG und ENOI S.p.A.

Auch 2007 konnte beobachtet werden, dass der Ausgleichsenergiemarkt die Funktion eines Spotmarktes übernimmt, den einzelne Bilanzgruppen zum Kauf und Verkauf von Gas durch Über- und Unterlieferungen benutzen. Dies zeigt, dass sich die Preise des Ausgleichsenergiemarktes offensichtlich auf einem wettbewerbsfähigen Niveau befinden.

Räumlich relevanter Markt und Konzentrationsgrad

Der Ausgleichsenergiemarkt ist aufgrund der oben beschriebenen Rahmenbedingungen auf die Regelzone Ost beschränkt. Die Marktanteile

56 AGCS: Auflistung der registrierten Versorger; Stand 1. Februar 2008; www.agcs.at

der Ausgleichsenergieanbieter sind für Kauf und Verkauf von Ausgleichsenergie unterschiedlich. Für den Kauf von Ausgleichsenergie durch die Ausgleichsenergieanbieter betrug der HH-Index im Jahr 2007 2.952 (2006: 2.330), für den Verkauf von Ausgleichsenergie durch die Ausgleichsenergieanbieter 2.127 (2006: 2.354). Der Marktanteil der drei größten Anbieter betrug beim Kauf von Ausgleichsenergie 81,4% (2006: 73,9%), beim Verkauf von Ausgleichsenergie 72,0% (2006: 78,6%). Dabei sind die drei größten Anbieter für Kauf und Verkauf von Ausgleichsenergie zum Teil je nach Monat unterschiedlich.

Die Angebotssubstituierbarkeit wird stark durch die bestehenden Speicherverträge und die daraus resultierenden, zur Verfügung stehenden Speicherkapazitäten eingeschränkt. Es ist

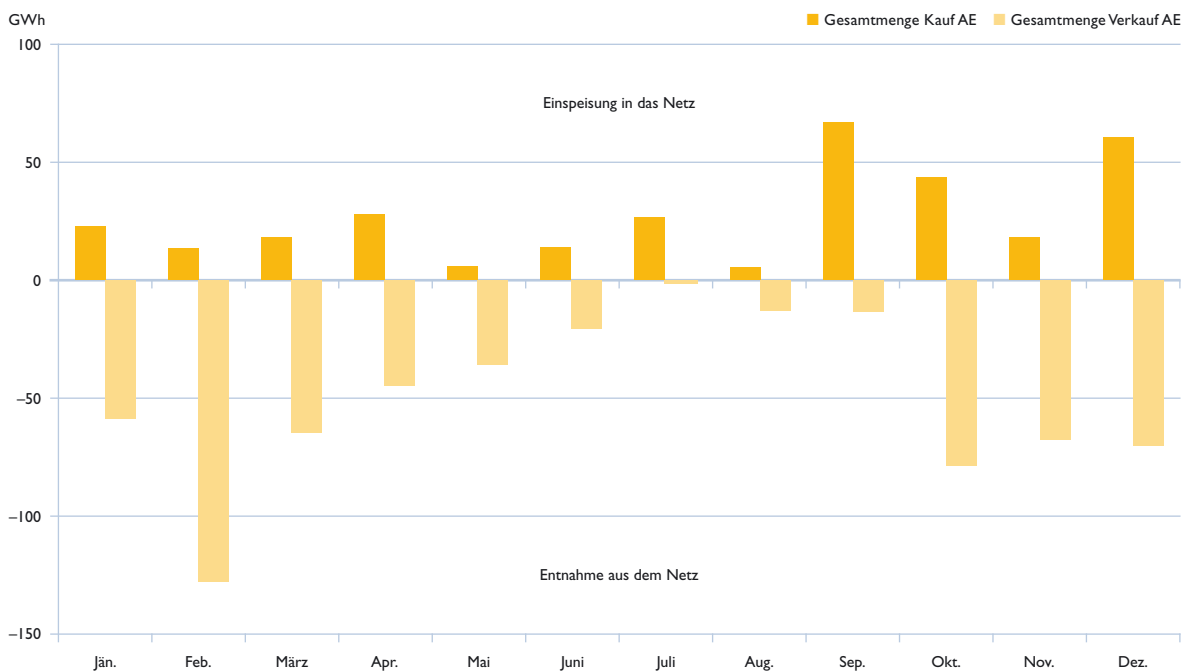
nicht davon auszugehen, dass das Angebot des größten Ausgleichsenergieanbieters zu großem Teil oder vollständig von den anderen Ausgleichsenergieanbietern substituiert werden kann. Ein Ausfall dieses Anbieters kann daher deutliche Preisauswirkungen nach sich ziehen. Seitens der E-Control gibt es daher Bestrebungen, den Eintritt in den Ausgleichsenergiemarkt zu vereinfachen, um zusätzliche Anbieter und damit zusätzliche Angebotsmengen für den Ausgleichsenergiemarkt zu lukrieren.

Ausgleichsenergiemengen und -preise

2007 wurden insgesamt 322.200 MWh physikalische Ausgleichsenergie von den Ausgleichsenergieanbietern für die Regelzone gekauft – das heißt, ins Netz eingespeist – und 595.940 MWh

→ Physikalische Ausgleichsenergiemengen 2007

Abbildung 50



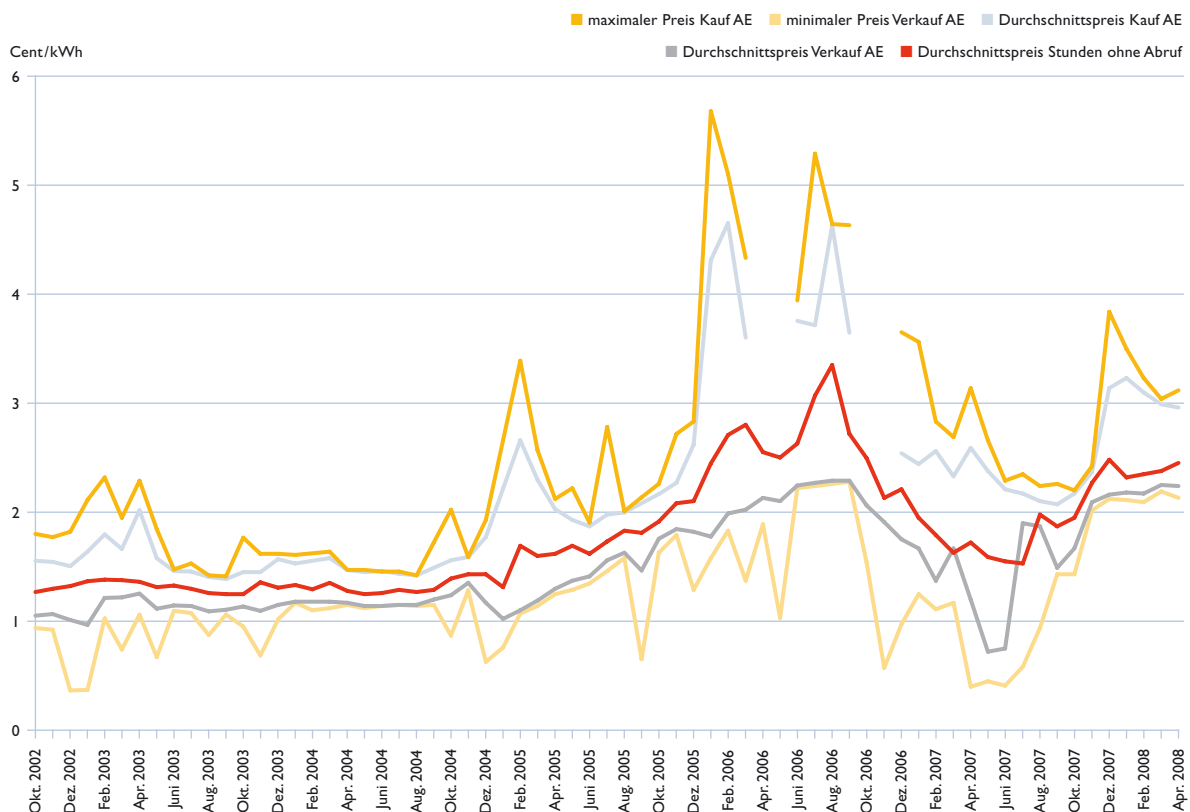
Quelle: AGCS, E-Control

physikalische Ausgleichsenergie aus der Regelzone an die Ausgleichsenergieanbieter verkauft – das heißt, aus dem Netz ausgespeist. Dies entspricht in Summe einem Anteil von 1,1% am gesamten Gasverbrauch der Regelzone Ost. Dabei wurde in 9,5% der Stunden des Jahres 2007 Ausgleichsenergie gekauft und in 17,2% Ausgleichsenergie aus dem Netz verkauft. Im Großteil der Stunden (73,3%) nutzte der Regelzonenführer für die Gasflusssteuerung ausschließlich das Linepack des Fernleitungsnetzes, ohne physikalische Ausgleichsenergie abrufen zu müssen.

Abbildung 50 zeigt die monatlichen Abrufmengen von physikalischer Ausgleichsenergie im Jahr 2007. Der Kauf von Ausgleichsenergie war nur im Juli und September 2007 höher als der Verkauf von Ausgleichsenergie. Der in den meisten Monaten überwiegende Verkauf von physikalischer Ausgleichsenergie aus dem Netz an die Ausgleichsenergieanbieter dokumentiert, dass die Regelzone Ost tendenziell überliefert ist. Im Vergleich zu 2006 sind die jährlichen Abrufmengen für den Kauf von Ausgleichsenergie um 99% gestiegen und für den Verkauf von Ausgleichsenergie um 47% gesunken.

→ Preisentwicklung auf dem Ausgleichsenergiemarkt⁵⁷

Abbildung 51



Quelle: AGCS, E-Control

57 In den Monaten April, Mai, Oktober und November 2006 erfolgte kein Kauf von physikalischer Ausgleichsenergie, daher sind keine Kaufpreise vermerkt.

Nach dem hohen Preisniveau für Ausgleichsenergie im Jahr 2006 war 2007 zunächst ein deutlicher Preisrückgang festzustellen (Abbildung 51). So fielen die durchschnittlichen Kaufpreise für Ausgleichsenergie für die Regelzone Ost von 3,84 Cent/kWh im Jahr 2006 auf 2,36 Cent/kWh im Jahr 2007. Die durchschnittlichen Verkaufspreise für Ausgleichsenergie aus der Regelzone Ost fielen in den gleichen Zeiträumen von 2,05 Cent/kWh auf 1,53 Cent/kWh. In den letzten drei Monaten des Jahres 2007 war wieder ein Anstieg der Ausgleichsenergiepreise zu beobachten, der auch über die gestiegenen Erdgasimportpreise zu erklären ist. Preissprünge in den Ausgleichsenergiepreisen spiegeln häufig externe Faktoren wider, wie zum Beispiel die Erwartung einer Gasknappheit bei Ankündigung von Liefereinkürzungen seitens Gazprom für Österreich vorgelagerte Erdgastransitländer oder bei kolportierten technischen Problemen an vorgelagerten Transitleitungen. Aber auch technische Probleme bei den von den Ausgleichsenergieanbietern genutzten Erdgasspeichern können sich in der Preisbildung niederschlagen.

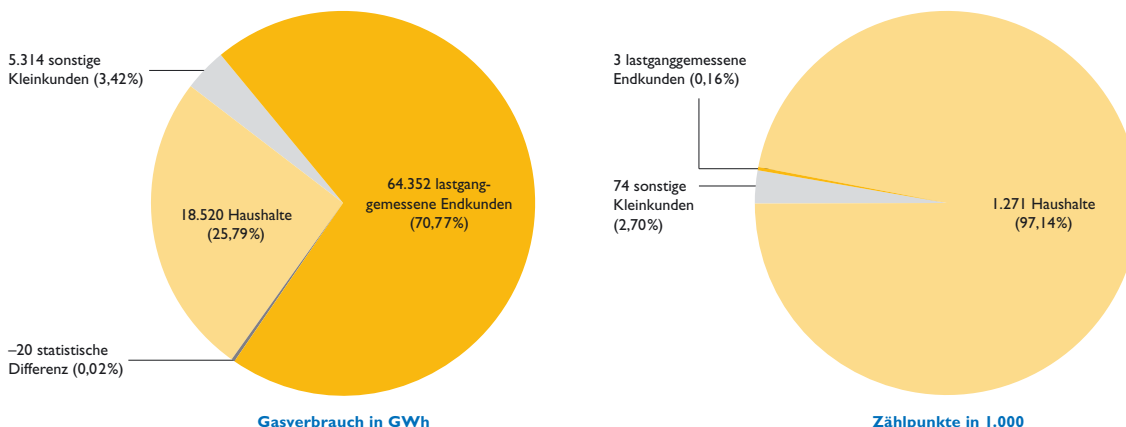
→ Endkundenmarkt

Der österreichische Endkundenmarkt umfasste 2007 1,348 Mio. Zählpunkte und einen Gesamtumsatz von 88.205 GWh (Abbildung 52). Damit ist der Gasumsatz an Endkunden um 6,1 % im Vergleich zu 2006 gesunken. Zurückzuführen ist dies auf die Temperaturen im Winter 2006/2007, die über dem Durchschnitt lagen.

Der Importpreis von Erdgas ist 2007 deutlich angestiegen und lag Ende 2007 um 22% über dem Preis zu Jahresbeginn. Die Preisentwicklung auf dem Endkundenmarkt 2007 ist geprägt von einem Preisanstieg bei den Industriekunden, die ölpreisindexierte Verträge haben, und relativer Preisstabilität bei den Haushaltskunden, die keine explizite Preisanbindung an die Preisentwicklung von Mineralölprodukten haben. Im letzteren Fall sind Preisveränderungen unternehmenspolitische Entscheidungen, die durch den starken Einfluss der öffentlichen Hand auf die Gasunternehmen nicht nur von wirtschaftlichen Überlegungen, sondern auch politischen Ereignissen, wie zum Beispiel Wahlen beeinflusst werden.

→ Gasverbrauch der Endkunden und Zählpunkte 2007

Abbildung 52



Quelle: E-Control

Anbieterstruktur und -verhalten

Haushalts- und Kleinkundenmarkt

Haushalts- und Kleinkunden haben in der Regel kurzfristige Verträge ohne Mindestabnahmeverpflichtungen, die keine explizite Preisgleitklausel mit Anbindung an die Preise von Ölprodukten enthalten, sondern sprungfixe Preismodelle sind, wobei der Gaspreis in unregelmäßigen, vom Gaslieferanten bestimmten Zeitabständen angepasst wird. Dies bedeutet, dass eine Senkung oder Steigerung der Heizölpreise und damit der Einstandskosten der Unternehmen keine unmittelbare Auswirkung auf die Gaspreise der Endkunden hat, sondern in der Regel zeitverzögert weitergegeben wird.

Für diese Kunden 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.

Anbieter in diesem Marktsegment sind EnergieAllianz (Vertriebsfirmen Wien Energie, EVN, Begas, Switch), Erdgas Oberösterreich, Steirische Gas Wärme (und Unsere Wasserkraft), Kelag, Linz Gas, Salzburg AG, MyElectric, Tiwag und VEG sowie Stadtwerke (zum Beispiel Stadtwerke Steyr, Stadtwerke Kapfenberg etc.). Diese Anbieter sind auch über Tochtergesellschaften im Stromendkundenmarkt tätig.

Den größten Marktanteil in diesem Marktsegment hat EnergieAllianz über ihre Vertriebsgesellschaften Wien Energie, EVN und Begas mit über 60%.⁵⁸

Wie aus Abbildung 71 im Anhang ersichtlich, ist auch bei diesen Anbietern eine starke Beteiligung der öffentlichen Hand (Länder) festzustellen.

Produkt- und Rabattpolitik der Lieferanten

Die Produktgestaltung erfolgt zum größten Teil über Rabattierung der Preise. Zumeist bieten die Anbieter einen einheitlichen Tarif an.

Aufgrund der Produkt- und Rabattpolitik der Energielieferanten gab es in den Netzbereichen der Regelzone Ost Ende 2007 drei Billigstbieter, nämlich Kelag, MyElectric und Switch. Durch den Wegfall von regional gewährten Rabatten (Einstellung der Regionalaktion für Kärnten, Oberösterreich und Salzburg per 18. Jänner 2008 durch Switch) bzw. Energiepreiserhöhungen (MyElectric + 12,4% netto per 1. Mai 2008) konnte sich Kelag per 1. Mai 2008 regelzonenweit als Billigstbieter durchsetzen. Seit Juli 2008 bietet die Kelag Gas allerdings vorübergehend nur mehr in ihrem eigenen Netzgebiet und nimmt derzeit keine Neukunden aus Restösterreich an.

MyElectric hat so wie Kelag für Privatkunden einen Tarif mit Preisgarantie angeboten (Online-Fixtarif).

Der Tiroler Lokalanbieter Tigas gewährt ab 1. Februar 2008 bis 31. Dezember 2008 allen seinen Kunden einen gestaffelten Fixrabatt in Cent/kWh.

Die Salzburg AG gewährt Rückwechslern seit 1. April 2008 einen einmaligen „Willkommen Daheim-Rabatt“ in Höhe von 30 Tagen Erdgas für den Energie-Tarif „Erdgas OK“ bei einem Verbrauch unter 100.000 kWh.

Nicht nur Rückwechsler, sondern auch Neukunden erhalten von der Begas seit 1. Jänner 2008 bei Abschluss des Energieliefervertrages einen einmaligen Einstiegsbonus von 45 Euro inklusive Umsatzsteuer in Form eines Gutscheins, der bei der Jahresabrechnung gutgeschrieben wird.

⁵⁸ vgl. Angaben auf Homepage der EnergieAllianz; www.energieallianz.at

Gewerbekundenmarkt bis 500.000 m³ Jahresverbrauch

Der Verbrauch der Gewerbekunden und kleinen Industriekunden mit einem Jahresverbrauch ab 100.000 bis 500.000 m³ wird leistungsgemessen und monatlich verrechnet, daher bezieht diese Kundengruppe zu unterschiedlichen Konditionen wie die Haushaltskunden. Die Verträge in diesem Marktsegment weisen eine höhere Laufzeit auf und enthalten zum Teil Preisgleitklauseln, die eine Preisanpassung zu einem vorher bestimmten Zeitabstand (alle drei bis sechs Monate) zur Folge haben. Die Preise sind i.d.R. an die Entwicklung der Heizölpreise angebunden. Es werden Standardverträge angeboten, die aber in Teilbereichen individuell verhandelbar sind. Verträge enthalten die Festlegung von Mindestabnahmemengen.

Die Anbieterstruktur entspricht der des Haushaltskundenmarktes. Über Preis- oder Produktstrategien sind keine Informationen vorhanden.

Großkunden ab 500.000 m³ Jahresverbrauch – Industriekunden

Ab einer Abnahmemenge von 500.000 m³ jährlich ist auf dem Endkundenmarkt eine andere Anbieterstruktur gegeben. Der Anbieter mit dem höchsten Marktanteil ist EconGas. Neben Econgas sind auch die Steirische Gas Wärme, Terragas, Wingas und Kelag in diesem Marktsegment aktiv. Diese Anbieter stellen regelzonenweite Angebote. Die drei größten Anbieter haben einen Marktanteil von rund 95%.

Centrex, ein mit Gazprom verbundenes Unternehmen, soll Großkunden, unter anderem Kraftwerke, in Österreich beliefern und hat sich bereits als Bilanzgruppenverantwortlicher im Bilanzgruppenmodell bei der AGCS registrieren lassen.⁵⁹ Daneben ist Gazprom über einen 50%-Anteil an Wingas GmbH als Anbieter im österreichischen Endkundenmarkt tätig.

Im Rahmen von strategischen Überlegungen plant die italienische ENI S.p.A. einen Markteintritt in Österreich und Deutschland mit dem Ziel, bis 2010 einen Marktanteil von insgesamt 7,3% zu erlangen.⁶⁰

Erdgaspreise für Haushalts- und Kleinkunden

Der Erdgaspreis setzt sich aus den Komponenten Energiepreis, Systemnutzungsentgelt und Steuern und Abgaben zusammen. Das Systemnutzungsentgelt bestimmt sich gemäß §23 GWG aus dem Netznutzungsentgelt, dem Entgelt für Messleistungen, dem Netzbereitstellungsentgelt (Pauschalbetrag für den vorfinanzierten Ausbau der Netze) und dem Netzzutrittsentgelt (für die erstmalige Herstellung des Anschlusses). Mit der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2008 (GSNT-VO 2008) hat die E-Control Kommission die neuen Tarife für die Systemnutzung per Februar 2008 verordnet.

Am Beispiel eines durchschnittlichen Haushaltskunden in Wien mit einem Jahresverbrauch von 15.000 kWh wird beim Vergleich der Zusammensetzung des Gaspreises zum 1. Jänner 2007 und 1. Jänner 2008 deutlich, dass sich die Komponenten aufgrund der Netztarifierhöhung in Wien und der Energiepreisänderungen auf der Netzebene 3 per 1. Februar 2008 um 1,5% verschoben haben. Der Energieanteil in Höhe von 45% im Februar 2007 hat sich auf 46,8% im Folgejahr erhöht. (Abbildung 53).

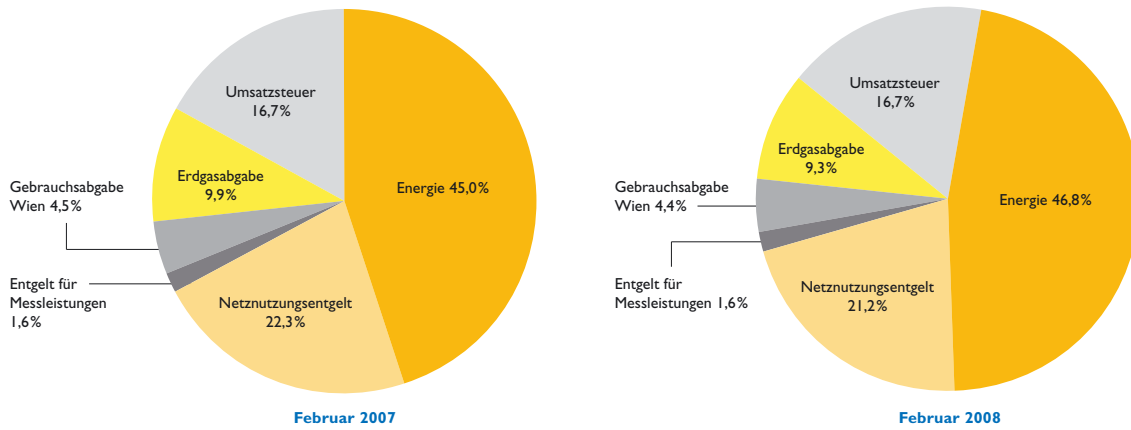
Abbildung 54 zeigt die Gesamtaufwendungen eines durchschnittlichen Haushaltskunden (15.000 kWh/Jahr) in allen Netzbereichen beim lokalen Anbieter, aufgeteilt auf die einzelnen Komponenten (Energie, Netz und Steuern und Abgaben). Außerdem wird dem Energiepreis des lokalen Anbieters (abzüglich allgemeiner Rabatte) der Energiepreis des Billigstbieters (abzüglich allgemeiner und einmaliger Rabatte, um die Einsparung beim Wechsel zu verdeutlichen) im

59 www.agcs.at

60 www.eni.it, Investor Relations, 2006 Results & Strategies, 13. Juli 2007

→ **Zusammensetzung des Gesamtgaspreises**
 Netzbereich Wien, 15.000 kWh/Jahr, günstigster Anbieter

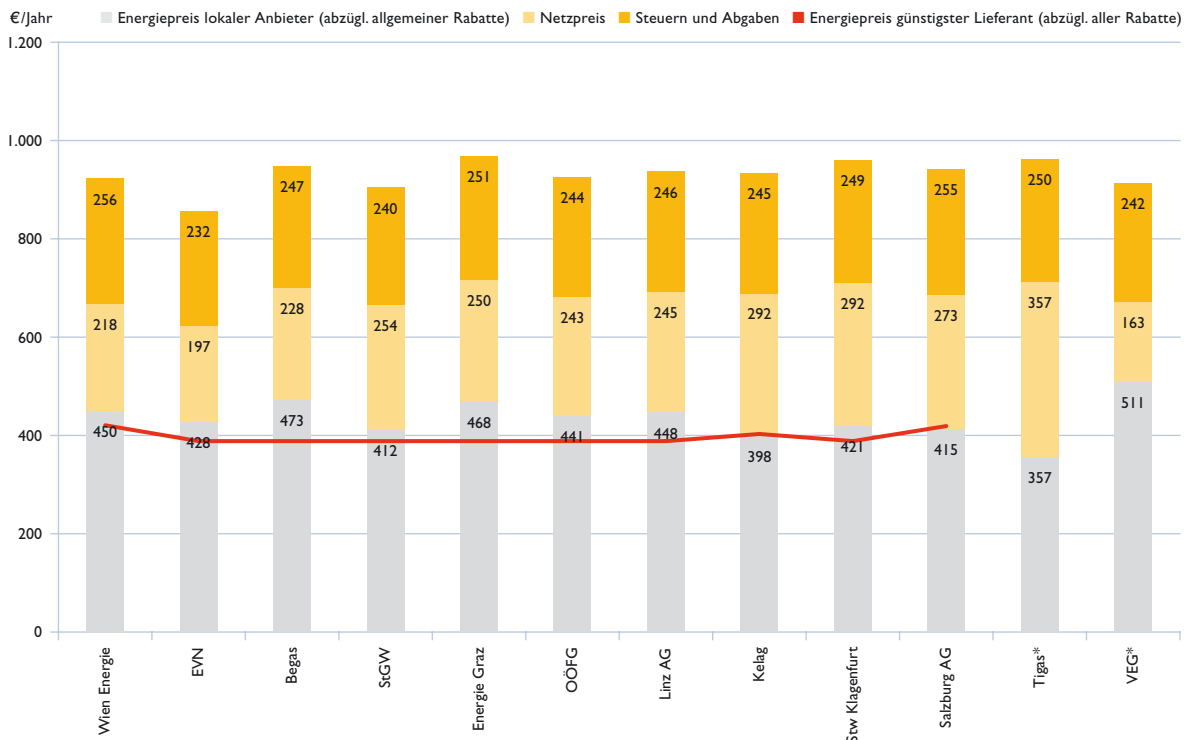
Abbildung 53



Quelle: E-Control; Stand Februar 2008

→ **Aufwendungen für einen durchschnittlichen Haushaltskunden**
 beim lokalen Anbieter (15.000 kWh/Jahr)

Abbildung 54



* In Tirol und Vorarlberg (Tigas, VEG) kann der angestammte Lieferant nicht gewechselt werden, da die leitungstechnische Anbindung an die Regelzone Ost nicht gegeben ist.

Quelle: E-Control; Stand Juli 2008

jeweiligen Netzgebiet gegenübergestellt. Den höchsten Gesamtpreis in Höhe von 969 Euro pro Jahr zahlten im Juli 2008 Kunden der Energie Graz, gefolgt von den Kunden der Tigas mit einem Gesamtpreis von 964 Euro pro Jahr.

Die Differenz der Gesamtpreise von lokalem Anbieter und Billigstbieter ergibt aufgrund der unterschiedlich hohen Energiepreise und der unterschiedlichen Berücksichtigung der Einmalrabatte das Einsparungspotenzial beim Wechsel zum günstigsten Lieferanten.

Auf den zu Beginn des Jahres 2006 steigenden und seit September 2006 sinkenden Importpreis haben zahlreiche Unternehmen per Jänner 2007 mit Preiserhöhungen reagiert, die jedoch durch eine Reduzierung der Netznutzungsentgelte abgemildert wurden. Einige Anbieter haben jedoch

→ **Bisherige Preiserhöhungen 2008** Tabelle 9

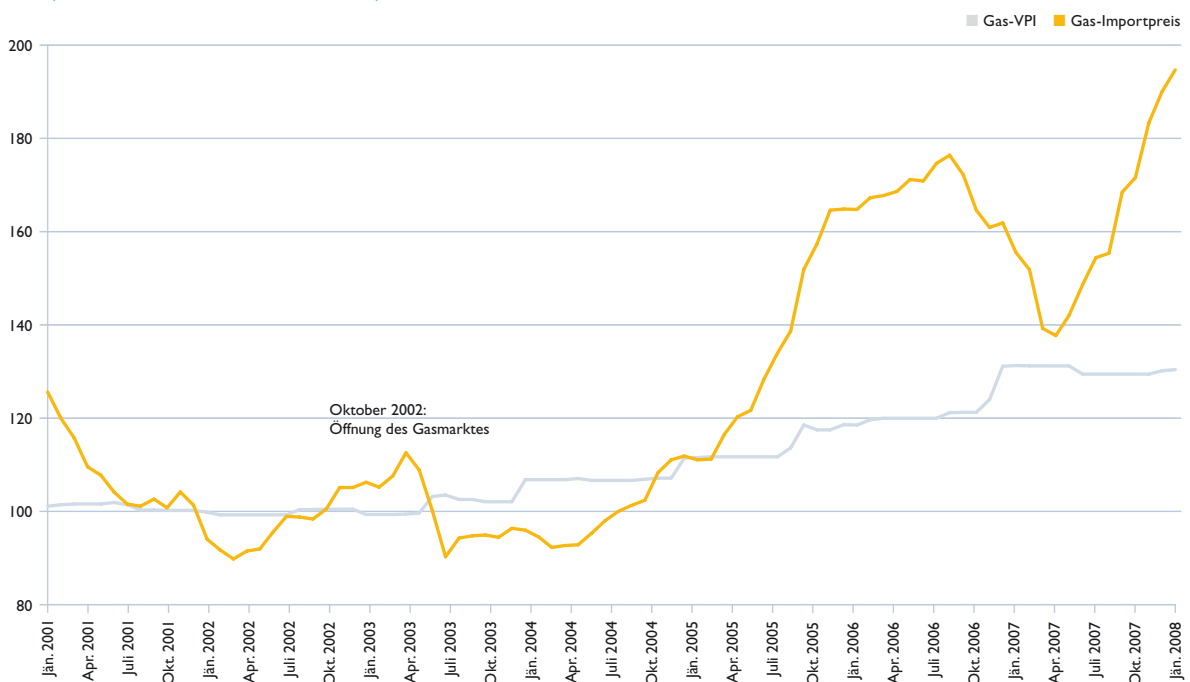
Lieferant	Energie um	Gesamtpreis um	Preiserhöhung per
Begas	9,70 %	5,50 %	1. Jän.
E-Werk Wels	1,60 %	1,30 %	1. Jän.
Salzburg AG	5,50 %	2,70 %	1. Feb.
Stadtwerke Leoben	6,80 %	3,80 %	1. März
Unsere Wasserkraft	13,90 %	–	1. März
MyElectric	12,40 %	–	1. Mai

Quelle: E-Control

diese Netztarifsenkung auch ohne Veränderung der Energiepreise weitergegeben, sodass die Preise gesenkt wurden. Die bis Mai 2007 gesunkenen Einstandskosten haben nur einige Gasanbieter durch Preissenkungen im Juli 2007 an die Endkunden weiterverrechnet. Der seit Juli 2007

→ **Vergleich Erdgasimportpreisindex und Gas-VPI**
(Index Oktober 2002 = 100)

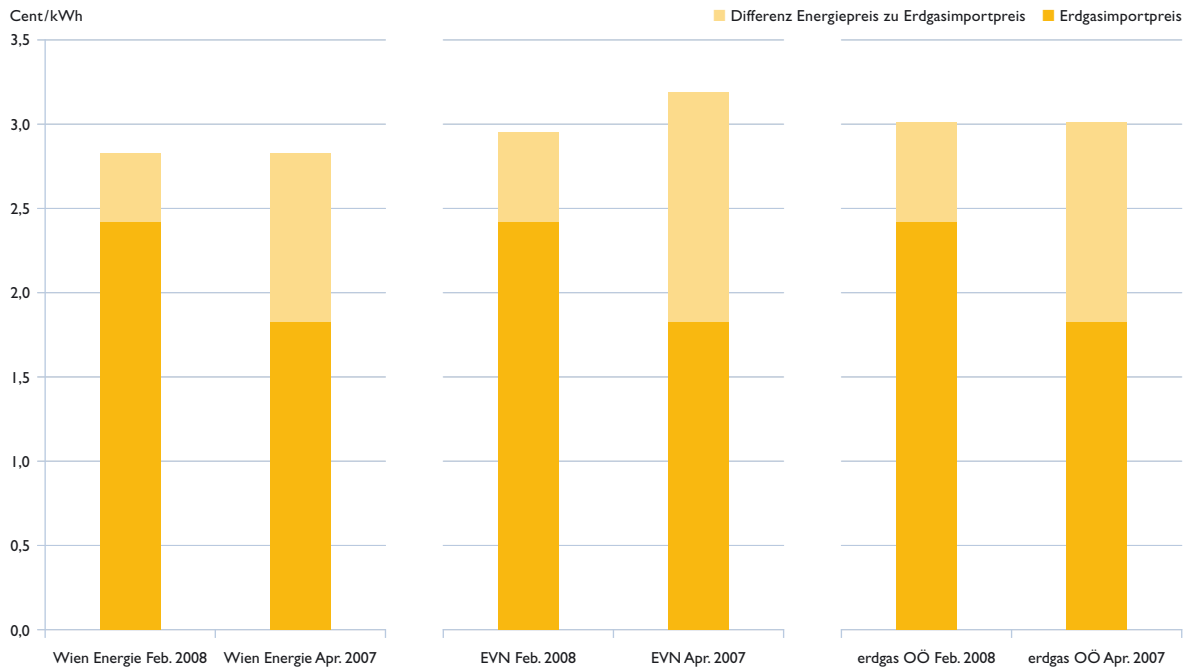
Abbildung 55



Quellen: Statistik Austria, E-Control

→ Vergleich Erdgasimportpreis mit Energiepreis – Haushaltskunde (15.000 kWh/Jahr)

Abbildung 56



Quellen: Statistik Austria, E-Control

kontinuierliche Anstieg des Importpreises und damit der Einstandskosten hat sich zu Beginn des Jahres 2008 in Preissteigerungen einiger Anbieter niedergeschlagen (Tabelle 9). Die Entwicklung des Gas-Verbraucherpreisindex spiegelt demnach zeitverzögert die Entwicklung des Importpreisindex wider (Abbildung 55).

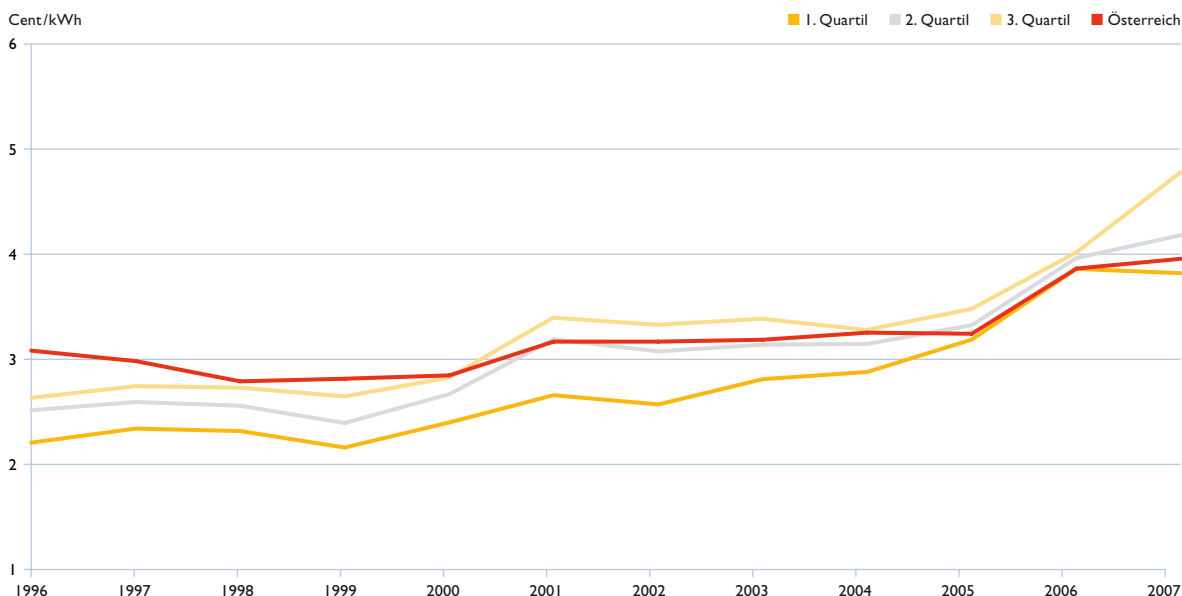
Vergleicht man den Erdgasimportpreis mit dem jeweiligen Energiepreis des lokalen Anbieters der drei verbrauchsstärksten Netzbereiche (Abbildung 56), so lässt sich deutlich erkennen, dass der Energiepreis für einen durchschnittlichen Haushaltskunden mit einer jährlichen Abnahmemenge von 15.000 kWh über dem

Importpreis liegt und im Wesentlichen durch diesen bestimmt wird.

Die Differenz zwischen dem jeweiligen Energiepreis und dem Importpreis zeigt den Preissetzungsspielraum der Lieferanten, wobei neben der Gewinnmarge auch Kosten für Speicher- und Ausgleichsenergie zu berücksichtigen sind. Im Vorjahresvergleich wird deutlich erkennbar, dass sich bei Wien Energie und Erdgas OÖ die Spanne aufgrund der Importpreissteigerung verringert hat. Da EVN darüber hinaus per Juli 2007 den Energiepreis um 7,6% netto gesenkt hat, führt dies zu einer weiteren Verminderung der Spanne, bezogen auf die jeweiligen betrachteten Monate.

→ Haushaltsgaspreise im europäischen Vergleich⁶¹ Energie + Netz, 23.260 kWh/Jahr, ohne Steuern und Abgaben

Abbildung 57



Quellen: Eurostat, Berechnungen der E-Control

Preisentwicklung im europäischen Vergleich

Abbildung 57 zeigt die Preisentwicklung für Haushaltskunden in Österreich im europäischen Vergleich. Dabei zeigt sich, dass die österreichischen Gaspreise für Haushaltskunden im Vergleich zu anderen europäischen Ländern vor der Liberalisierung zu den höchsten 25% gehörten, hingegen nach der Liberalisierung in der Mitte und seit 2004 unterhalb dieser Verteilung liegen. 2007 hat sich dieser relative Vorteil abgeschwächt. Die Linie für das erste Quartil sagt aus, dass sich 25% der Preise in der EU in der Fläche unterhalb dieser Linie befinden. Weitere 25% der Werte liegen zwischen den Linien des ersten und zweiten Quartils und weitere 25% der Werte zwischen den Linien des zweiten und dritten Quartils. Die restlichen 25% der Preise befinden sich oberhalb der Linie des dritten Quartils.

Preisentwicklung für leistungsgemessene Kunden (Industriekunden)

Die Gaspreise für Industriekunden sind im Verlauf des Jahres 2007 angestiegen, wie die jährlich durchgeführte Gaspreiserhebung der E-Control feststellt.⁶² Die Werte in Tabelle 10 zeigen den aus den einzelnen Industriepreiserhebungen resultierenden Energiepreis (ohne Systemnutzungstarife, Steuern und Abgaben) von Juli 2007 und Jänner 2008. Die Preiserhöhung in den einzelnen Kategorien (A +21,7%, B +15,8% und C +9,6%) gegenüber dem Vergleichszeitpunkt Juli 2007 ist darauf zurückzuführen, dass überwiegend Preisgleitklauseln bzw. eine Kombination aus Fixpreis und Preisgleitklausel zur Anwendung gelangen und der an den Ölpreis gekoppelte Importpreis um 27,6% gestiegen ist.

61 Belgien, Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Irland, Italien, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Schweden

62 vgl. www.e-control.at >> Gas >> Gaspreise >> Endverbraucherpreise >> Industriegaspreise

→ **Übersicht Energiepreis und durchschnittliche Vertragslaufzeit**

Tabelle 10

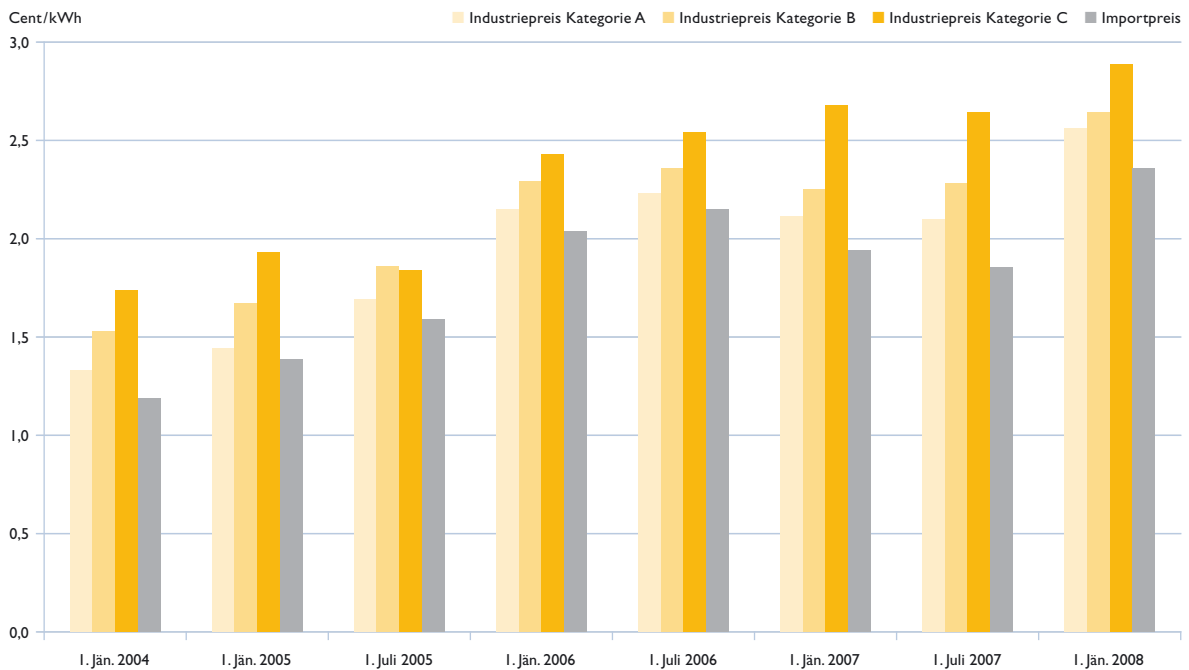
		Jänner 2008 Cent/kWh	Juli 2007 Cent/kWh
Kategorie A Jahresverbrauch > 100 GWh	Arithmetisches Mittel	2,56	2,10
	Anzahl Unternehmen	32	26
	Durchschnittliche Vertragslaufzeit	23 Monate*	
Kategorie B Jahresverbrauch > 10 GWh < 100 GWh	Arithmetisches Mittel	2,64	2,28
	Anzahl Unternehmen	75	62
	Durchschnittliche Vertragslaufzeit	22 Monate*	
Kategorie C Jahresverbrauch < 10 GWh	Arithmetisches Mittel	2,89	2,64
	Anzahl Unternehmen	91	80
	Durchschnittliche Vertragslaufzeit	21 Monate*	
Gesamt	Arithmetisches Mittel	2,75	2,42
	Anzahl Unternehmen	198	168
	Durchschnittliche Vertragslaufzeit	22 Monate*	

* Laufzeit ausschließlich befristeter Beträge

Quelle: E-Control

→ **Importpreis und Industriepreis zu ausgewählten Stichtagen**

Abbildung 58



Quellen: E-Control, Statistik Austria

Betrachtet man die Entwicklung der erhobenen Industriegaspreise, so kann man eine ähnliche Entwicklung des Importgaspreises beobachten (Abbildung 58).

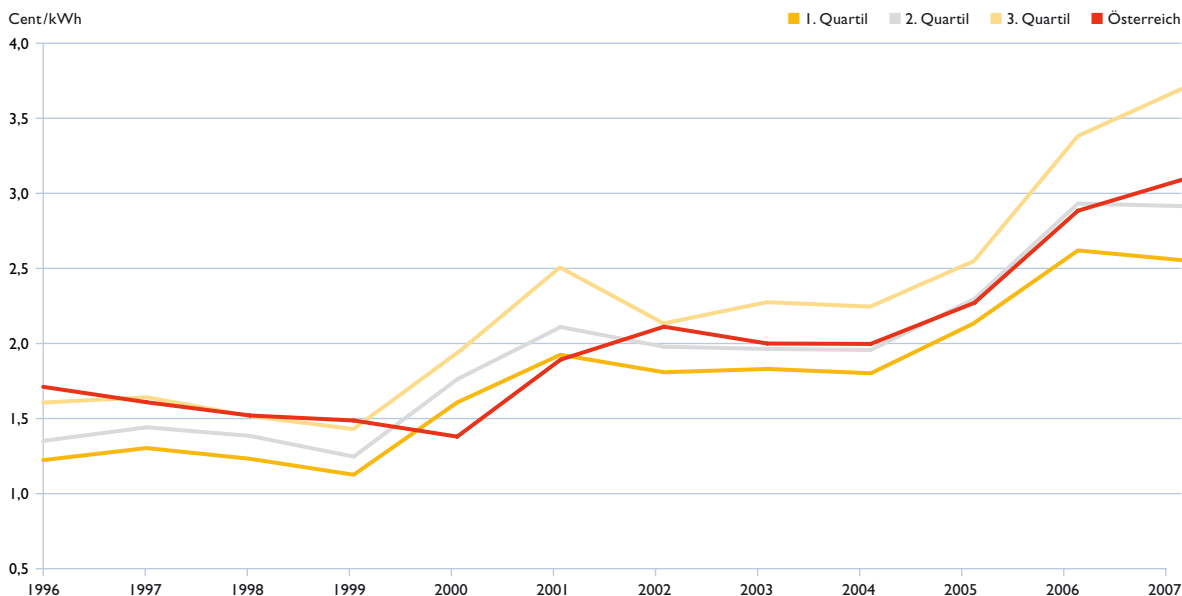
Preisentwicklung im europäischen Vergleich

Abbildung 59 zeigt die Preisentwicklung für Industriekunden in Österreich im europäischen Vergleich. Zur Beschreibung der Verteilung der Preise wurden die Preise der Höhe nach sortiert und die mittleren 50% angegeben. Der Median zeigt genau den mittleren Preis, die beiden Linien ober- und unterhalb den 25%-Bereich der Preise, die über bzw. unter dem Median liegen.

Dabei zeigt sich, dass die österreichischen Gaspreise für Industriekunden im Vergleich zu anderen europäischen Ländern vor der Liberalisierung zu den höchsten 25% gehörten, während sie danach (Teilöffnung des Marktes) im europäischen Vergleich zunächst im Bereich der günstigsten 25% lagen. Seit der Voll liberalisierung des Gasmarktes im Jahr 2002 lagen die Industriegaspreise für den dargestellten Abnahmefall in der Mitte der Verteilung. 2007 hat sich die Lage der Industriekunden im Vergleich zu anderen europäischen Ländern verschlechtert, sodass die Gaspreise wieder im Bereich der 25% der teuersten zu finden sind.

→ **Industriegaspreise im europäischen Vergleich⁶³**
Energie + Netz, 11,63 GWh/Jahr, ohne Steuern und Abgaben

Abbildung 59



Quellen: Eurostat, eigene Berechnungen der E-Control

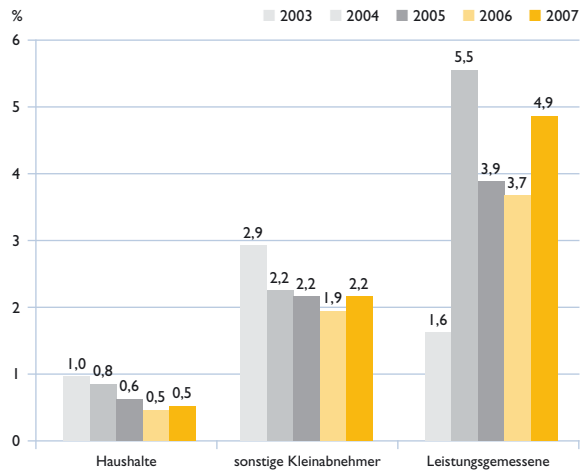
63 Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Großbritannien, Luxemburg, Österreich, Schweden, Spanien

Nachfrageverhalten – Wechselzahlen

Im Gasjahr 2007 (Oktober 2006 bis September 2007) haben rund 7.800 Endkunden ihren Gaslieferanten gewechselt. Das sind insgesamt 0,6% der gesamten Endkunden im österreichischen Gasmarkt. Kumuliert haben seit der Marktöffnung 3,7% der Endkunden gewechselt. Bezogen auf die gesamte Netzkapazität wurden seit Liberalisierungsbeginn 30% der Leitungskapazitäten gewechselt.

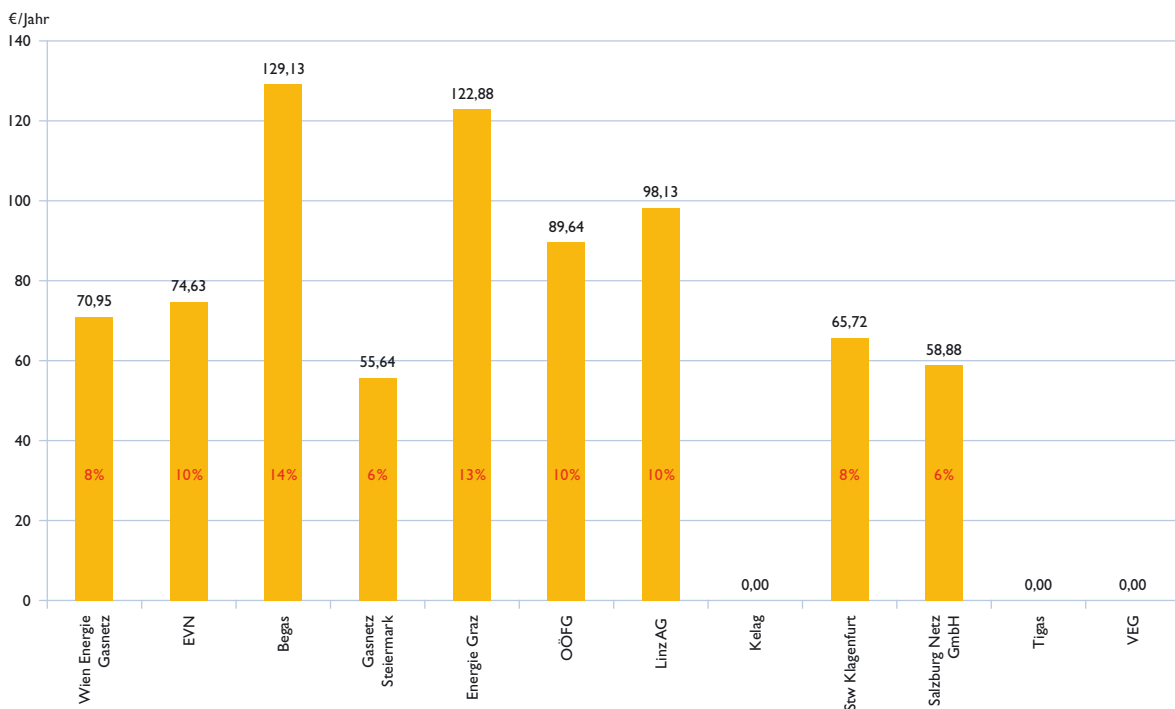
In Abbildung 60 lässt sich erkennen, dass die Wechselaktivität der Industriekunden (lastganggemessene Endkunden) deutlich höher ist als die der Haushaltskunden, die im Vergleich zu Anfang der Marktöffnung nachgelassen hat. Im Gasjahr 2007 haben 4,9% der lastganggemessenen

→ **Lieferantenwechsel im Gasmarkt – Anteile der gewechselten Zählpunkte** Abbildung 60



Quelle: E-Control

→ **Einsparungspotenzial für Haushaltskunden beim Wechsel zum günstigsten Lieferanten im jeweiligen Netzgebiet (15.000 kWh/Jahr), abzüglich allgemeine Rabatte beim lokalen und gesamte Rabatte beim günstigsten Lieferanten** Abbildung 61



Quelle: E-Control; Stand Juni 2008

Endkunden den Lieferanten gewechselt, aber nur 0,6% der Haushaltskunden. 2,2% der sonstigen Kleinkunden haben einen Lieferantenwechsel vorgenommen. Die geringe Aktivität der Haushaltskunden kann auf die geringen Preiserhöhungen im Jahr 2007 zurückgeführt werden.

Abbildung 61 zeigt die Einsparungsmöglichkeiten bei einem Lieferantenwechsel zum günstigen Anbieter (Stichtag 1. Mai 2008). Das höchste Einsparungspotenzial haben dabei Haushaltskunden im Netzgebiet der Begas mit einem Betrag von ca. 129 Euro bzw. im Netzgebiet der Energie Graz mit einem Betrag von ca. 123 Euro. Nachdem Kelag per 1. Mai 2008 im gesamten Bereich der RZ Ost Billigstbieter ist, würden sich Kärntner Gaskunden durch einen Wechsel nichts ersparen. Da die RZ Ost mit den RZ Tirol und Vorarlberg leitungstechnisch nicht verbunden ist, ist in diesen beiden Netzgebieten der Lieferantenwechsel nicht möglich.

→ Wettbewerbsrechtliche Maßnahmen im Jahr 2007

Allgemein

Die E-Control ist gemäß § 10 Abs. 1 Z 1 E-BRG für die Wettbewerbsaufsicht über alle Marktteilnehmer und Netzbetreiber, insbesondere hinsichtlich der Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer, zuständig. Stellt die E-Control einen Missstand fest, hat sie unverzüglich alle Maßnahmen zu ergreifen, die erforderlich sind, um den gesetzmäßigen Zustand wiederherzustellen.

Endkunden

Gegenüber den Vorjahren gab es weniger Missbrauchsverfahren im Endkundenbereich. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich Marktteilnehmer grundsätzlich rechtskonform verhalten. Verstöße sind als Ausnahme zu betrachten. Fälle, in denen Unternehmen ihre Position missbrauchten, konn-

ten teilweise auf kurzem Wege erledigt werden. Es konnte oft ohne Einleitung eines Verfahrens erreicht werden, dass sich Marktteilnehmer künftig gesetzeskonform verhalten.

Durch die Novellierung des GWG ist es zu einer Stärkung von Konsumentenrechten gekommen. Gasunternehmen haben nun Preise, Informationen und Rechnungen transparent und kundenfreundlicher zu gestalten und gewisse Parameter, wie zum Beispiel den Preis in Cent/kWh, auf der Rechnung aufzulisten. Es werden daher Rechnungen auf diese gesetzlichen Vorgaben überprüft und wenn nötig Missbrauchsverfahren eingeleitet.

Ein Instrument zur Erreichung von mehr Transparenz im Gasbereich in Österreich ist zweifelsohne der sogenannte Tarifkalkulator auf der Webpage der E-Control, über den der einzelne Gaskunde gemäß seinen Bedürfnissen und seinem Verbrauch den für ihn günstigsten Strom- und Gaslieferanten erfragen kann. Der Tarifkalkulator trägt dazu bei, die Wechselentscheidung in Österreich zu erleichtern und dadurch den Wettbewerb zu fördern.

Allgemeine Geschäftsbedingungen der Lieferanten sind seit 1. Jänner 2007 bei der E-Control Kommission anzuzeigen und allenfalls wegen Gesetzes- oder Sittenwidrigkeit zu untersagen. Bisher mussten Allgemeine Geschäftsbedingungen der Lieferanten nicht untersagt werden, da immer auf kurzem Wege der gesetzesmäßige Zustand erreicht werden konnte.

Entflechtung

Die E-Control ist im Bereich des GWG, im Unterschied zu jenem des EIWOG, gemäß § 10 Abs. 1 Z 2 E-RBG für die Aufsicht und Überwachung der Entflechtung (Unbundling) zuständig. Sie betreibt in diesen Fällen auch Missbrauchsverfahren zur Herstellung des rechtmäßigen Zustandes.

Transitregulierung

Die E-Control hat im Zuge ihrer Überwachungs- und Aufsichtsfunktion den Transit betreffend einige Missbrauchsverfahren eingeleitet und bestimmte Fernleitungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, die Regeln für den Anschluss an das vom Fernleitungsnetzbetreiber betriebene Netz gemäß Artikel 6 und Artikel 9 Abs. 1 c iVm Anhang 3.1 (i) zur Verordnung Nr. 1775/2005/EG zu veröffentlichen. Darunter fiel die Veröffentlichung⁶⁴

- der technischen Mindestanforderungen für den Anschluss an die von dem Unternehmen betriebene Leitung,
- der unterbrechbaren Kapazität für alle maßgeblichen Punkte sowie
- der gesamten kontrahierten und unterbrechbaren Kapazität.

Ein weiteres Anliegen der E-Control ist es, die in § 31a Abs. 2 GWG geforderte Interoperabilität der Gasnetze sicherzustellen. In diesem

Zusammenhang drängt die E-Control seit Beginn des Vorjahres darauf, sogenannte Interconnection Agreements (ICA) inklusive der Einrichtung von Operational Balancing Accounts (OBAs) für den Übergabepunkt Baumgarten zu erstellen. Es gab bereits mehrere Vorschläge für die Umsetzung einer entsprechenden Vereinbarung; bislang konnte jedoch keine Einigung zu deren Implementierung erzielt werden.

Aus diesem Grund forderte die E-Control im Rahmen ihrer Überwachungsaufsicht die in diesen Prozess eingebundenen, ihm jedoch ablehnend gegenüberstehenden Unternehmen auf, ihre Bedenken darzulegen und aktiv Vorschläge einzubringen.

Verteilernetzbedingungen

Ein Ziel der E-Control ist es, einheitliche Allgemeine Bedingungen für Verteilernetzbetreiber zu erstellen. Zu diesem Zweck werden Verhandlungen mit Unternehmensvertretern geführt.

64 OBAs/IPAs



Anhang



→ Strom

Die E-Control hat gemäß § 20i Abs. 1 Energielenkungsgesetz 1982 (in der Fassung BGBl. I Nr. 106/2006) zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich durchzuführen. Die Ergebnisse dieser Monitoring-Tätigkeiten können zum Zweck der Langfristigen Planung sowie für die Erstellung eines Berichtes gemäß § 14a ERBG verwendet werden.

Die Basis zum Monitoring der Versorgungssicherheit stellt Artikel 4 der Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 dar, welche wie folgt lautet: Die Mitgliedstaaten sorgen für ein Monitoring der Versorgungssicherheit. Soweit die Mitgliedstaaten es für angebracht halten, können sie diese Aufgabe den in Artikel 23 Absatz 1 genannten Regulierungsbehörden übertragen. Dieses Monitoring betrifft insbesondere das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt, die erwartete Nachfrageentwicklung, die in der Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten, die Qualität und den Umfang der Netzwartung sowie Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger. (...)

Zur Erfüllung des § 14a des Energie-Regulierungsbehördengesetzes, BGBl. I Nr. 106/2006, hat die E-Control einen Bericht über das Ergebnis ihrer Monitoring-Tätigkeiten gemäß Artikel 4 der Richtlinie 2003/54/EG zu erstellen und in geeigneter Weise zu veröffentlichen. Hierzu können für die Erstellung dieses Berichtes die Tätigkeiten gemäß § 20i Energielenkungsgesetz herangezogen werden.

Es ist anzumerken, dass die von der E-Control durchgeführten Erhebungen ebenso auf europäischer Ebene koordiniert und von den jeweiligen Regulierungsbehörden durchgeführt werden sollen, um so die Versorgungssicherheit aktuell und längerfristig monitoren und prognostizieren zu können. Diese nationalen und europäischen Berichte können so die Basis für weiterführende koordinierte Aktivitäten zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bilden.

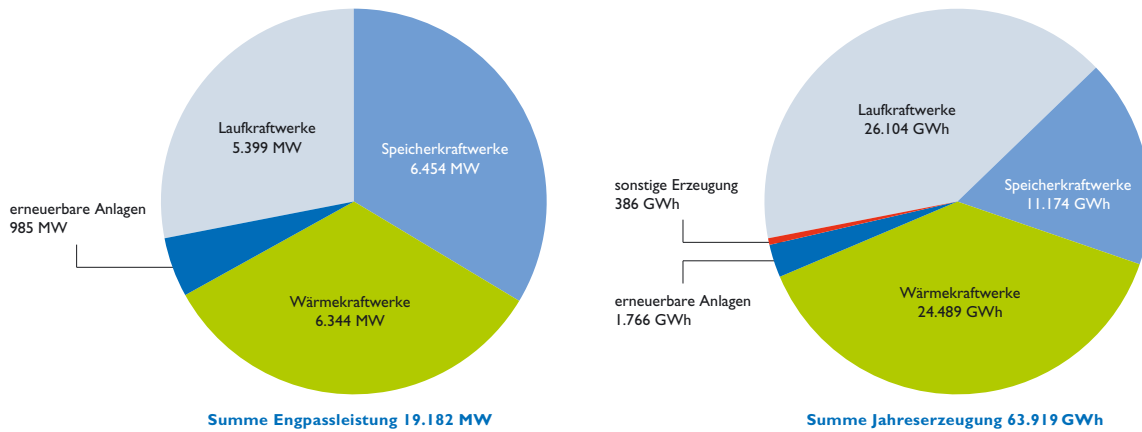
→ Stromverbrauch und -erzeugung

Die Zunahme des österreichischen Stromverbrauchs setzte sich in den letzten Jahren fort und folgte somit dem langjährigen Trend. Gleichzeitig ist jedoch festzustellen, dass das Wachstum merklich schwächer geworden ist. Während der energetische Endverbrauch in den 80er Jahren im Durchschnitt noch um 2,8% gewachsen ist, belief sich der Zuwachs der letzten beiden Jahrzehnte (im Durchschnitt) auf 2,1% und 1,8%. Somit betrug der Bruttoinlandsstromverbrauch (ohne Pumpspeicherung) im Jahr 2006 67.432 GWh. Zurückzuführen ist diese Nachfrageentwicklung auf die weiterhin starke Bindung an das Bruttoinlandsprodukt.

Österreich verfügte Ende 2006 über eine gesamt installierte Kraftwerksleistung von 19,2 GW. Die Kraftwerke gliederten sich, wie auch in Abbildung 62 dargestellt, leistungsmäßig zu 61,8% in Wasserkraftwerke, 33,1% Wärmekraftwerke und zu 5,1% in sonstige „Erneuerbare“ Kraftwerke, das sind zum Beispiel Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen. Von den 6.344 MW installierten Wärmekraftwerken sind rund 4.270 MW mit Kraft-Wärme-Kopplung ausgeführt (Tabelle 11).

→ Kraftwerkspark in Österreich – Engpassleistung und Erzeugung

Abbildung 62



Quelle: E-Control; Stichtag 31. Dezember 2006

→ Leistungen von Wärmekraftwerken (mit/ohne Kraft-Wärme-Kopplung) Tabelle 11

Kalender-jahr	thermische Leistung mit KWK	Engpassleistung mit KWK	Engpassleistung ohne KWK
2006	7.328	4.270	2.074

Quelle: E-Control; Stand Juli 2008

Die resultierende Bruttostromerzeugung aus diesen Kraftwerken belief sich auf 63.919 GWh (Abbildung 62), das sind um rund 3,9% weniger als noch im Jahr 2005. Diese Reduktion der Erzeugung lässt sich unter anderem über die geringe Niederschlagsentwicklung und die daraus resultierende geringere Produktion der Wasserkraft erklären.

Dem Bruttoinlandsstromverbrauch von 67.432 GWh im Jahr 2006 steht also eine Bruttostromerzeugung von 63.919 GWh gegenüber. Die Differenz wurde durch Importe gedeckt.

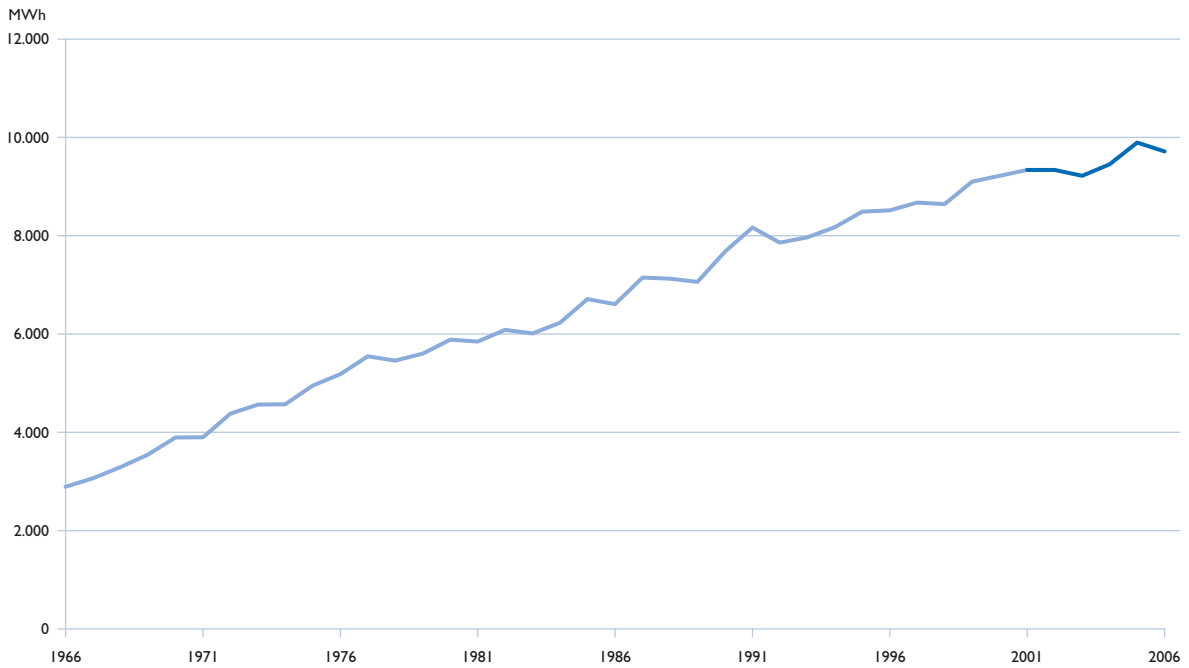
In Summe stehen physikalische Importe von 21.257 GWh physikalischen Exporten von 14.407 GWh gegenüber, wobei sich die Importe gegenüber 2005 um 4,2% erhöhten, während die Exporte im Vergleichszeitraum um 18,8% zurückgingen.⁶⁵

Die Jahreshöchstlast (Lastspitze), das heißt die Leistungsmaxima an den dritten Mittwochen im Monat, lag im Jahr 2006 bei 9.712 MW. Die Entwicklung der Jahreshöchstlast ist in Abbildung 63 dargestellt.

⁶⁵ Der resultierende Saldo aus Erzeugung, Verbrauch, Importen und Exporten begründet sich unter anderem in den resultierenden Wirkungsgraden der Erzeugung (zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke) und in den Netzverlusten.

→ Entwicklung der Jahreshöchstlast in Österreich – gesamte Versorgung⁶⁶

Abbildung 63



Quelle: E-Control

Bis zum Jahr 2016 kann in Österreich mit einem Stromverbrauchszuwachs von durchschnittlich jährlich 1,7% gerechnet werden. Basierend auf dieser Entwicklung kann somit auch ein durchschnittlich jährlicher Lastspitzenzuwachs von rund 251 MW prognostiziert werden.

Um die Sicherheit der österreichischen Versorgung im Zeitraum bis 2016 beurteilen zu können, ist es notwendig, eine Gegenüberstellung der zukünftigen verfügbaren Kraftwerksleistungen sowie der zukünftigen Lastspitze durchzuführen.

Die Stromproduktion aus den Kraftwerken unterliegt einer Reihe von exogenen Einflüssen (zum Beispiel Temperatur, Niederschlag, verfügbare Wassermengen etc.) und dem Markt. Dies spiegelt sich beispielsweise in den Lagerbeständen der Primärenergieträger für Wärmekraftwerke ebenso wider wie in den Speicherinhalten

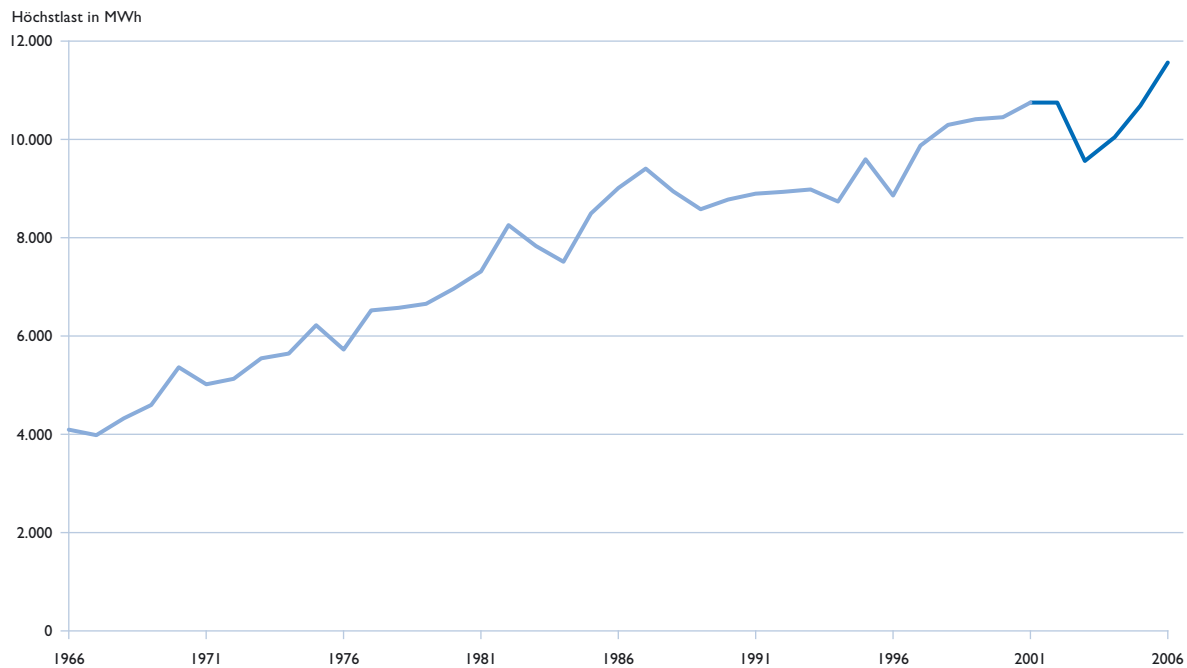
der Pumpspeicherkraftwerke. Zu berücksichtigen ist in weiterer Folge auch die verfügbare Kraftwerksleistung, die gegenüber der installierten Leistung aufgrund von Revisionen, Stillständen, Störungen, Speichervolumina etc. geringer ist. Die verfügbare Kraftwerksleistung bzw. das Erzeugungsmaximum lag im Jahr 2006 in Österreich bei 11.592,9 MW, wie in Abbildung 64 ersichtlich. Dieser steht eine insgesamt installierte Kraftwerksleistung von 19.200 MW gegenüber.

Basierend auf den durchgeführten Erhebungen, teilweise in Koordination mit dem Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ), waren mit dem Erhebungsstand Juni 2007 mehr als 22 Kraftwerksprojekte mit einer installierten thermischen bzw. hydraulischen Leistung von mehr als 25 MW bekannt. Die bis zum Jahr 2016 neu installierte Kraftwerksleistung beläuft sich auf rund 6.341 MW, wobei sich rund 2.078 MW

66 Inlandstromverbrauch ohne Verbrauch für Pumpspeicherung

→ Entwicklung der Jahreshöchstlast in Österreich – Erzeugungsmaxima

Abbildung 64



Quelle: E-Control

auf Wasserkraftwerke und rund 4.263 MW auf thermische Kraftwerke (größtenteils gasbefeuert) beziehen. Weiters sind noch Kraftwerksprojekte, vorwiegend Wasserkraftwerke, mit kleineren Leistungseinheiten (<25 MW) im Umfang von rund 100 MW bis zum Jahr 2016 geplant. Zusätzlich wurden noch Kraftwerksprojekte (Leistungserhöhungen etc.) gemeldet, die sich vorwiegend auf die erzeugten Mengen auswirken. Diese Projekte, zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke, erhöhen zusätzlich jährlich die Stromproduktion um rund 100 GWh.

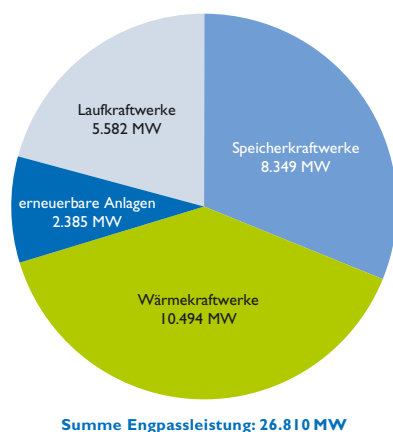
Insgesamt kann somit bis zum Jahr 2016 mit einem installierten Kraftwerkszubau (ohne „Erneuerbare“ Kraftwerksanlagen) von rund 6.441 MW (zusätzlich zu den 19.200 MW) gerechnet werden. Das daraus resultierende Investitionsvolumen in Kraftwerke liegt geschätzt bei über 4 Mrd. Euro.

Neben diesen aus den oben angeführten Erhebungen bekannten Projekten werden auch weiterhin „Erneuerbare“ Kraftwerksanlagen (wie zum Beispiel Windenergie und Biomasse) gebaut. Für den für die Prognose relevanten Zeitraum von 2006 bis 2016 erwartet die E-Control zusätzliche Kapazitäten von rund 1.300 MW, wobei anzumerken ist, dass hier diese Leistung unabhängig von der Erzeugungstechnologie (Wärme- und Wasserkraftwerke) unter „Erneuerbare Anlagen“ gezählt und dargestellt wurde.

Zur Vervollständigung der Gesamtbetrachtung ist es notwendig, auch mögliche Kraftwerksstilllegungen zu berücksichtigen. Dabei hängt allgemein die Stilllegung eines Kraftwerkes davon ab, ob langfristig die Grenzkosten gedeckt werden können.⁶⁷ Wesentlich dafür ist die Entwicklung der Großhandelspreise.

⁶⁷ Kraftwerke, die die Grenzkosten nicht mehr decken können, werden kurzfristig in Reserve gestellt und können im Bedarfsfall wieder in Betrieb genommen werden. Derzeit werden in Österreich 850 MW installierte Kraftwerksleistung in Reserve gehalten.

→ **Prognostizierte Kraftwerksleistung in Österreich für 2016** Abbildung 65



Quelle: E-Control

Aufgrund der erwarteten Preisentwicklung in dem für Österreich relevanten kontinental-europäischen Raum rechnet die E-Control bis zum Jahr 2016 mit keinen größeren Kraftwerks-schließungen bzw. -stilllegungen, die zum Beispiel marktgetrieben erfolgen. Diese Erwartungen decken sich auch mit den im Rahmen der Energielenkungs-Datenverordnung erhaltenen Erhebungsergebnissen (ohne „Erneuerbare“ Kraftwerksanlagen), die für den Betrachtungszeitraum 2006 bis 2016 lediglich zwei Kraftwerks-schließungen mit einer gesamten installierten Engpassleistung von 113 MW ausweisen. Ein Unsicherheitsfaktor besteht im Bereich der Wasserkraft aufgrund der Vorgaben der Wasserrahmenrichtlinie (2000/60/EG).

Somit kann aktuell davon ausgegangen werden, dass die zusätzliche Kraftwerksleistung inklusive

geplantem und prognostiziertem Zubau abzüglich geplanter Schließungen bzw. Stilllegungen im Jahr 2016 7.628 MW betragen, und Österreich dann über eine installierte Kraftwerksleistung von 26.810 MW verfügen wird (Abbildung 65).⁶⁸

Zur Gesamtbeurteilung der Versorgungssicherheit in Österreich ist eine Betrachtung der Versorgungssituation in Österreich alleine nicht ausreichend, zumal Österreich in das UCTE-Verbundnetz integriert ist. Es ist daher ebenso notwendig, auch die Versorgungssituation in den anderen UCTE⁶⁹-Ländern zu berücksichtigen. Basierend auf dem „UCTE System Adequacy Forecast 2007–2020“ ist davon auszugehen, dass bis zum Jahr 2010 die Stromversorgung auf dem Gebiet der UCTE gesichert ist, wobei die verfügbaren Kapazitäten die angenommene adäquate Sicherheitsmarge um 23,3 GW nach dem Szenario A und um 30,4 GW nach dem Szenario B überdecken.

→ **Stromnetze**

Der Verbundbetrieb der österreichischen Hoch- (110 kV) und Höchstspannungsnetze (220/380 kV), an die auch die leistungsstarken Erzeugungsanlagen angeschlossen sind, stellt die Grundlage für das Funktionieren des überregionalen elektrischen Energieversorgungssystems dar. Die Aufgaben der 220-/380-kV-Netze sind die überregionale Übertragung elektrischer Energie, der überregionale Leistungsausgleich, der globale Beitrag zur Netzbetriebs-sicherheit und die Gewährleistung der ununterbrochenen Versorgung mit elektrischer Energie der angeschlossenen Verbraucher und der untergelagerten 110-kV-

68 In Bezug auf die in der Prognose berücksichtigten Kraftwerksprojekte ist festzuhalten, dass alle erhobenen Projekte mit einer Realisierungswahrscheinlichkeit von 100% bemessen wurden.

69 Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, UCTE System Adequacy Forecast 2007–2020, im Jahr 2007 23 europäische Länder, www.ucte.org

Netze. Die 220-/380-kV-Netze stellen somit das wichtigste Rückgrad der 110-kV-Netze dar.

Das österreichische Höchstspannungsnetz ist gut in das europäische Verbundnetz eingebettet und verbindet innerhalb Österreichs die in der Regel aus netztechnischen und betrieblichen Gründen galvanisch (über Umspannwerke) bzw. elektrisch voneinander getrennten 110-kV-Netze. Dies ist in Hinblick auf eine gegenseitige Aushilfe im Anfallsfall besonders wichtig.

Durch die internationale Verbindung der Höchstspannungsnetze wird die Versorgungssicherheit und das Funktionieren eines überregionalen Marktes gewährleistet. Deshalb muss in diesem Zusammenhang auch auf die langfristige Verfügbarkeit von ausreichenden grenzüberschreitenden Stromleitungen verwiesen werden, deren Erhalt und Ausbau kontinuierlich fortgeschrieben werden muss.

Bestimmende Größe für die Planung der erforderlichen Netzkapazitäten ist – ausgehend von der (n-1)-Sicherheit – die jeweils übertragbare elektrische Nennleistung, gemessen in MVA. Ein weiterer Planungsgrundsatz ist wegen der hohen Kapitalintensität der Netzinvestitionen unter anderem die Berücksichtigung aller bekannten Umfeldvariablen. Die Entwicklung der Übertragungsnetze ist in Zukunft maßgeblich von der stetigen Laststeigerung, der Einspeisung aus Kraftwerken, der geänderten Netzstützung (bedingt unter anderem durch den Bau neuer Kraftwerke und durch Kraftwerksstilllegungen), dem steigenden grenzüberschreitenden Stromhandel sowie der Sicherstellung der Stromversorgung Österreichs, insbesondere auch durch den überdurch-

schnittlich steigenden Strombedarf in Ballungsräumen, geprägt. Dieser Entwicklung entsprechend ist auch der Netzplanungsprozess ein dynamischer Vorgang, der die kontinuierlichen Veränderungen der Umfeldvariablen berücksichtigt.

Die Detailbeschreibung der einzelnen 116 Netzausbauprojekte (Stand Juni 2007) wurde vom Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) koordiniert. Durch den kontinuierlichen Netzausbau verfolgen die österreichischen Netzbetreiber unter anderem das Ziel, eine bedarfsgerechte Netzinfrastruktur in Österreich zu schaffen, welche den Anforderungen des liberalisierten Strommarktes standhält.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das österreichische Stromnetz eine hohe Verfügbarkeit aufweist und gut in das europäische Verbundnetz eingebettet ist, aber innerhalb Österreichs noch ausgebaut werden muss (Beispiel „Steiermark- und Salzburgleitung“). Die durchgeführten Erhebungen belegen weiters, dass die nationalen Hoch- und Höchstspannungsnetze in den nächsten Jahren kontinuierlich instand gehalten und erweitert werden müssen. Es ist jedoch darauf Bedacht zu nehmen, dass eine rasche Abwicklung der erforderlichen Genehmigungsverfahren, vor allem für Netzausbauprojekte im Höchstspannungsübertragungsnetz, unbedingt notwendig ist, da nur dadurch die Umsetzung rechtzeitig nach Plan und Bedarf erfolgen kann.

Insgesamt lässt sich damit festhalten, dass für den betrachteten Berichtszeitraum (bis 2016), bei vollständiger Realisierung der genannten Infrastrukturprojekte (Kraftwerke und Netze), die Versorgungssicherheit in Österreich gewährleistet ist.



→ Rechtliche Grundlagen

Der vorliegende Bericht ist auf Basis der Vorgaben aus der EU-RL 2003/55 erstellt. Eine weitere Rechtsquelle, die den Umfang des Berichtes determiniert, ist Artikel 5 der EU-RL 2004/67.

→ Monitoring

Auf Basis der verpflichtenden Inhalte gemäß Kapitel Rechtliche Grundlagen sind folgende Themen zu monitoren:

- Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage,
- erwartete Nachfrageentwicklung und verfügbares Angebot,
- in Planung und in Bau befindliche zusätzliche Kapazitäten,
- Qualität und Umfang der Netzwartung,
- Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger,
- wettbewerbliche Auswirkungen der ergriffenen Maßnahmen auf alle Gasmarktteilnehmer,
- Umfang der Bevorratungskapazität,
- Anteil langfristiger Erdgaslieferverträge,
- ordnungspolitische Rahmenbedingungen zur Schaffung angemessener Anreize für neue Investitionen.

Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt

Das Gasangebot kommt aus den drei Quellen Import, Speicher und Produktion.

Die Produktion wird überwiegend von der Rohölaufsuchungs AG (RAG) in Oberösterreich und von der OMV Exploration & Production GmbH

in Niederösterreich in die Regelzone Ost eingespeist und beträgt knapp 19% des Angebotes.

Die Produktion liefert mit Ausnahme Instandhaltungsbedingter Rücknahmen in den Sommermonaten relativ konstante Gasmengen.

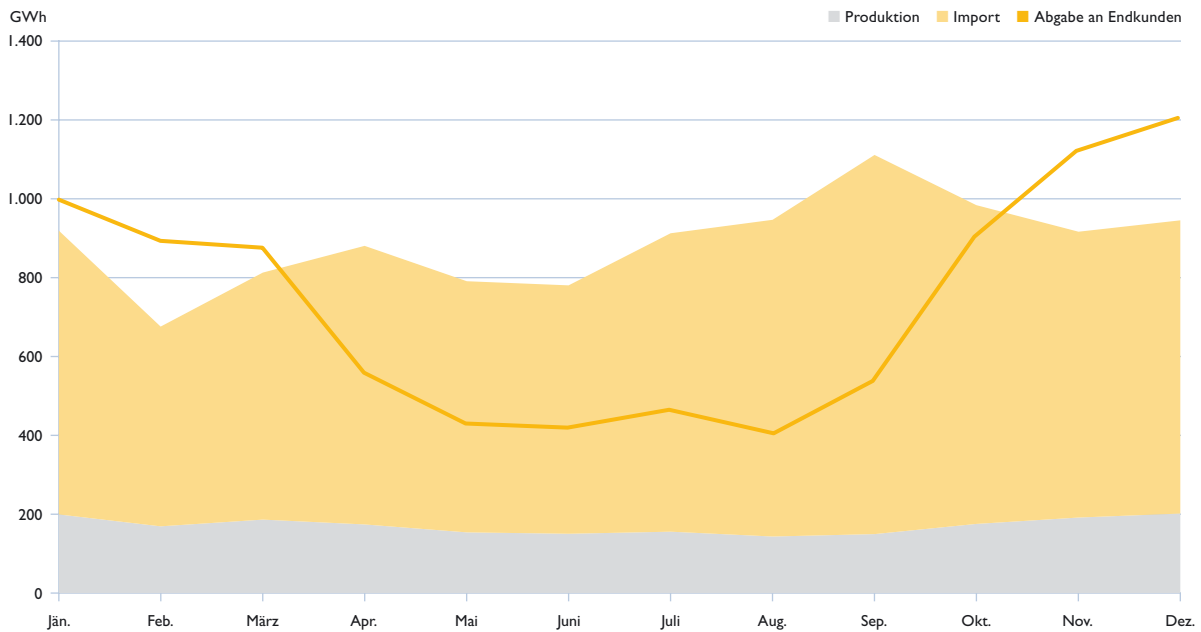
Rund 81% des Angebotes werden durch den Import gedeckt. Während bisher zu einem relativ konstanten Importstrom nur im Sommer Zusatzmengen für die Wiederauffüllung der Speicher hinzukamen, ist eine stärkere Strukturierung über das Jahr festzustellen, die eine Tendenz zu einem Rückgang im Winter und verstärkte Importe im Sommer zeigt. Die Importe erfolgen über die Einspeisepunkte Baumgarten und Oberkappel, wobei der Schwerpunkt in Baumgarten mit ca. 80% der Importmengen liegt.

Die geringeren Importmengen im Winter werden durch zusätzliche Speicherleistung ersetzt. Zusätzlich wird vermehrt Speicherleistung exportiert.

Die Nachfragetreiber für Gas sind vor allem die Außentemperatur und der Kraftwerkseinsatz, die einen relativ gleichmäßigen Industriebedarf überlagern. Grundsätzlich haben alle Nachfrager die gleiche Priorität bei der Belieferung. Es ist jedoch davon auszugehen, dass in den Spitzenlaststunden eine gleichzeitige Versorgung aller Gaskunden, insbesondere mit dem gleichzeitigen Volllastbetrieb aller gasbetriebenen Kraftwerke, sowohl mangels verfügbarer Energie, aber auch mangels verfügbarer Transportkapazität nicht möglich wäre. Das Engpassmanagement erfolgt aufgrund der begrenzten Aufbringungsmöglichkeit versorgerseitig durch eine angepasste Kraftwerksbelieferung.

→ Erdgasbilanz Berichtsjahr 2007 der E-Control

Abbildung 66



Quelle: E-Control

Die Haushalte sowie Gewerbe und Industrie sind jedenfalls immer ausreichend versorgt, sodass das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage insgesamt als ausgeglichen betrachtet werden kann (Abbildung 66).

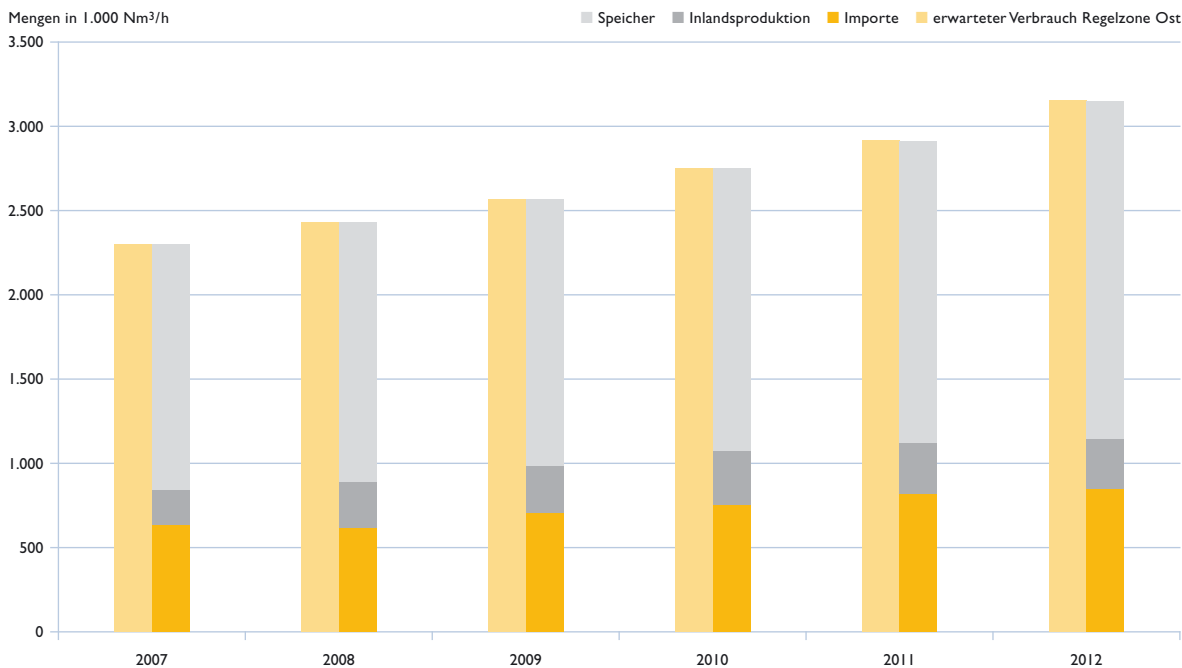
Erwartete Nachfrageentwicklung und verfügbares Angebot

Die Nachfrageentwicklung ist aufgrund der zusammen mit den Verteilernetzbetreibern erhobenen Informationen wie in Abbildung 67 dargestellt zu erwarten. Die Vorschau beruht auf Steigerungsprognosen für die Kleinverbraucher

und konkreten Projekten. Die Deckung des Nachfragezuwachses ist aufgrund der gleichzeitig durchgeführten Befragung der Bilanzgruppenverantwortlichen (BGVs) auf lange Sicht nicht durch entsprechende Angebote gesichert. Es ist jedoch davon auszugehen, dass diese aktuell absehbaren Versorgungslücken, sobald sich der Bedarf konkretisiert, durch neue Angebote gedeckt werden. Dabei können neue Anbieter und Gasquellen zum Zug kommen, was bei der Ausbauplanung der Infrastruktur durch ausreichende Flexibilität des Netzes bezüglich der Einspeisepunkte berücksichtigt wird.

→ Erwartete Entwicklung von Nachfrage und Angebot in der Stunde der Spitzenlast

Abbildung 67



Quelle: AGGM

In Planung und in Bau befindliche zusätzliche Kapazitäten

Die Basis für den Bau von Anlagen ist eine Langfristplanung mit folgendem Ziel und Ergebnis:

- der Deckung der Nachfrage an Transportkapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Transportkapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur),
- sowie der Deckung der Transporterfordernisse für sonstige Transporte.

Für die Erstellung der Langfristigen Planung 2007 wurde das gleiche Datenmodell eingesetzt wie in den Jahren davor. Die Änderungen durch das Projekt Feasibility Study 07 sowie die Gaswirtschaftsgesetz (GWG)-Novelle 2006 haben

jedoch sowohl temporäre als auch nachhaltige Änderungen des Planungsprozesses bewirkt. Die Verfahrensvorschriften des § 19a Abs. 2a GWG und die zugehörigen Marktregeln zur Behandlung konkreter individueller Netzzugangsanträge in Form der Anträge auf Kapazitätserweiterung wurden ebenfalls berücksichtigt.

Die zukünftigen Kapazitätsengpässe in der Regelzone Ost können nur unter der Voraussetzung der Umsetzung der in der Langfristplanung angeführten Projekte behoben werden. Für die Umsetzung der Ergebnisse der Feasibility Study 07 ist es wesentlich, dass jene Netzkunden, die den Kapazitätsbedarf angemeldet haben, nun auch entsprechende Kapazitätserweiterungsverträge mit den Netzbetreibern abschließen, um den Netzausbau auch vertraglich abzusichern.

Als Auslegungsgrundlage für die Dimensionierung der Netzinfrastruktur wird die maximale Stundenbelastung (Durchschnitt des maximalen Stundenabsatzes der Jahre 2004, 2005 und 2006) eines jeden Netzgebietes herangezogen (Absatzszenario WINTER/NB_Max). Auf diese Basis wurde der bis zum Jahresbeginn 2007 gemeldete künftige Bedarf aufgesetzt. Die wesentlichen Kapazitätswüchse kommen aus dem Kraftwerkssektor.

Das Ergebnis der Feasibility Study 07 bildet die Basis für die Projekte der Langfristigen Planung 2007.

Feasibility Study 07

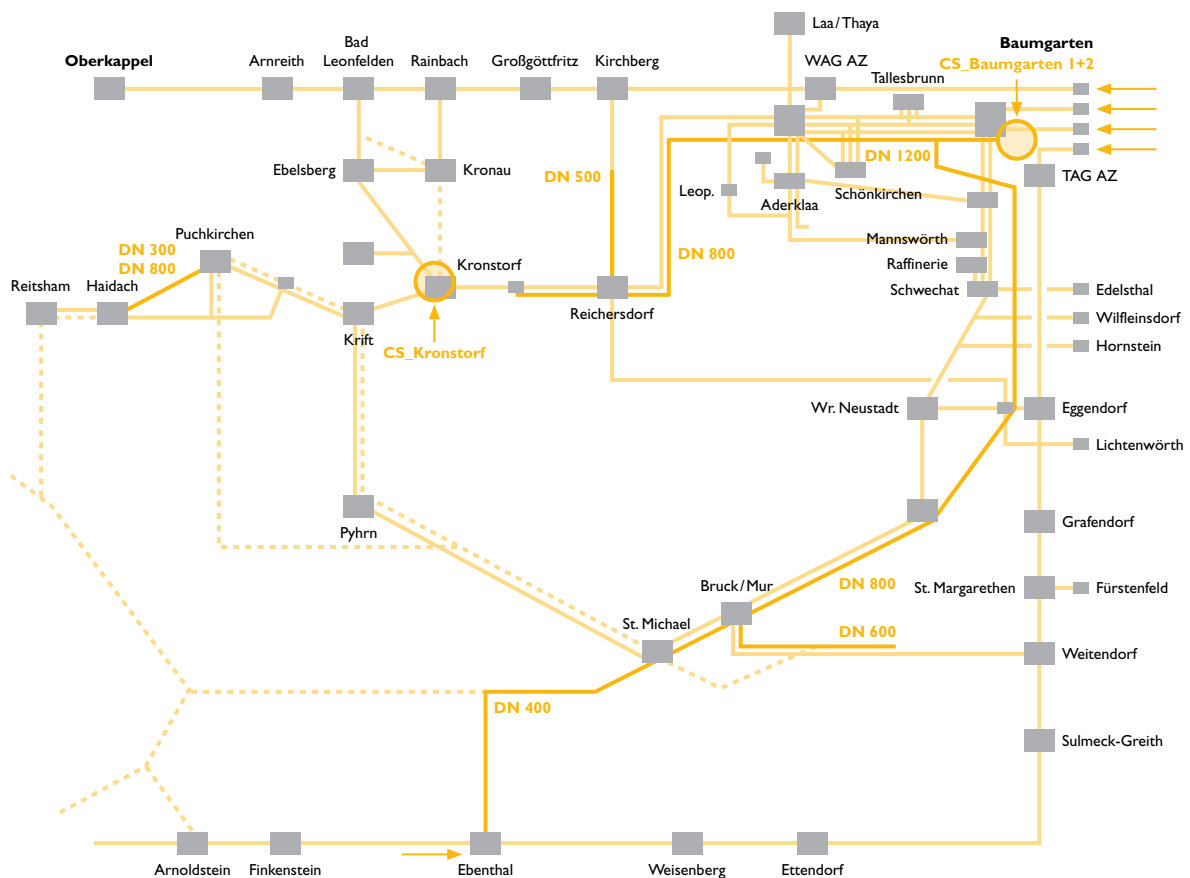
Die Feasibility Study 07 wurde im Zeitraum September 2006 bis Mai 2007 erstellt. Sie berichtet zusammenfassend über die Projekterstellung und die Projektergebnisse aus der Sicht des Regelzonenführers als Planungsinstitution für die Langfristige Planung der Fernleitungen.

Folgendes Hauptziel wurde für die Feasibility Study 07 festgelegt:

- Ermittlung der effizientesten und zeitgerecht umsetzbaren Lösung zur nachhaltigen Bedienung des festgestellten Kapazitätsbedarfes in

→ Variante „V3 + West“

Abbildung 68



Quelle: AGGM/NK-K/2007

der Regelzone Ost unter Berücksichtigung der zeitlichen Bedarfsentwicklung.

Weitere Unterziele der priorisierten Variante:

- geringe Kosten für die Regelzone,
- die Umsetzung muss sichergestellt werden können,
- bedarfsgerechter Kapazitätsausbau,
- Erweiterungsmöglichkeiten für künftige Bedarfszuwächse.

Auf Basis der Endbewertung wurde vom Projektteam die Umsetzung der Variante „V3 + West“ (Abbildung 68) als beste Möglichkeit zur nachhaltigen Lösung der Kapazitätsengpässe ermittelt. Der Umsetzungsbeginn erfolgt nach Abschluss der Netzausbauperträge.

Nach einer mehrjährigen Planungsphase, bei der verschiedene Varianten untersucht wurden, konnte nach dem Abschluss von multilateralen Verträgen ein überregionaler Netzausbau sichergestellt werden. Konkret werden Ausbauten im Bereich der Erdgasdrehscheibe Baumgarten durch die OMV Gas GmbH durchgeführt. Weiters verstärken die EVN Netz GmbH ihre Leitungssysteme in Richtung Süden und Westen und die Gasnetz Steiermark GmbH ab dem Semmering in Richtung Süden. Unter der Koordinierung der Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) als überregionaler Systemmanager wurden gemeinsam mit den relevanten Marktteilnehmern verschiedene Varianten geplant und bewertet. Nach Einreichung der Langfristigen Planung durch AGGM und Genehmigung der Ausbaumaßnahmen durch die Regulierungsbehörde wurden in einem intensiven Verhandlungsprozess die

gegenseitigen vertraglichen Rechte und Pflichten abgestimmt und in ein jetzt in Kraft getretenes Vertragswerk gegossen.

Erweiterung der West-Austria-Gasleitung (WAG) – Open Season

Die WAG bildet die Pipelineverbindung zwischen der slowakisch-österreichischen Grenze bei Baumgarten und der March und der deutsch-österreichischen Grenze bei Oberkappel. Auf der WAG stehen mit Rainbach und Baumgarten zwei Kompressorstationen zur Verfügung, wobei Rainbach bidirektional betreibbar ist. Die WAG hat aktuell eine technische Kapazität von bis zu 0,8 Mio. Nm³/h über die Gesamtlänge von 245 km.

2006 und 2007 realisierte die Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsgesellschaft mbH (BOG) die erste Kapazitätserweiterung der WAG mit der Inbetriebnahme der Kompressorstationen in Rainbach und Kirchberg. Aktuell führt BOG weitere Kapazitätserweiterungen mit der Errichtung von zwei partiellen Loops durch.

Um den Gasfluss durch diese Transitleitung auch in Zukunft gewährleisten zu können, hat die BOG jetzt einen neuen Prozess gestartet, in dem über einen weiteren Ausbau der WAG entschieden wird.

Mittels einer Open Season im Juni 2008 wird der Marktbedarf an zusätzlicher Transportkapazität erhoben. Resultierend aus dem Nachfragepotenzial wird von BOG analysiert, ob ein weiterer Ausbau der WAG wirtschaftlich sinnvoll bzw. durchführbar ist. Fällt diese Entscheidung positiv

aus, wird der Prozess fortgesetzt und es kommt zu einem weiteren neuen Ausbau der WAG und somit zu einer wesentlichen Erhöhung der Kapazität.

In Bau befindliche Anlagen

- Ausbau der Messstation WAG Kirchberg: Die WAG-Abzweigstation Kirchberg, die zur Anbindung an das EVN-System und zur Versorgung des Kraftwerkes Theiss dient, wurde mit den erforderlichen regel- und messtechnischen Einrichtungen ausgestattet, um den Betrieb aufnehmen zu können. Ausständig ist aktuell noch der Abschluss eines entsprechenden Netzkoppelungsvertrages zwischen der OMV Gas GmbH und der EVN Netz GmbH
- Im Juni 2007 hat die OMV Gas GmbH an der Versteigerung von kurzfristigen Trans-Austria-Gasleitungen (TAG)-Kapazitäten für die Regelzone Ost teilgenommen. Für Weitendorf wurde eine Kapazität von 30.000 Nm³/h erstanden. Die Teilnahme an der Auktion für Arnoldstein wurde abgebrochen, da der Preis ein nicht mehr vertretbares Niveau erreicht hatte. Aufgrund dessen wurde für die Versorgung von Kärnten für den Winter 2007/2008 im Rahmen des § 12g GWG eine Kapazität in der Höhe von 6.500 Nm³/h beschafft.
- Die WAG-Kapazität für die Regelzone Ost zwischen Oberkappel und Kirchberg wurde bedarfsgerecht durch Zukauf erhöht.

Der Umfang der Netzwartung ist in einer von der E-Control beauftragten Studie dargestellt und veröffentlicht, in der die allgemein gültigen

Mindestanforderungen an einen sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetrieb entsprechend den gesetzlichen und technischen Rahmenbedingungen in Österreich zusammengestellt sind.

Die allgemein gültigen Mindestanforderungen an einen sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetrieb in Österreich basieren auf den einschlägigen Regeln der Technik. Die Einhaltung dieser Regeln wird nach dem Gaswirtschaftsgesetz dann vermutet, wenn bei der Errichtung, der Erweiterung, der Änderung, beim Betrieb sowie bei der Instandhaltung die technischen Regeln der Österreichischen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (ÖVGW) sowie die ÖNORMEN eingehalten werden.

Bei der vorliegenden Zusammenstellung der allgemein gültigen Mindestanforderungen an einen sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetrieb handelt es sich um eine neue Betrachtungsweise, bei der neben den technisch-konstruktiven Maßnahmen für die Erdgasleitungsanlage auch die operativen und organisatorischen Maßnahmen der Gasnetzbetreiber einbezogen werden. Die technisch-konstruktiven Maßnahmen beziehen sich auf die technische Sicherheit und Zuverlässigkeit der Erdgasleitungsanlage, wogegen die operativen und organisatorischen Maßnahmen der Gasnetzbetreiber die sichere und zuverlässige Verteilung des Erdgases zum Kunden umfassen.

Ebenfalls sind in dieser Studie die Qualität und Qualitätssicherung bei der Planung, Errichtung, Erweiterung, Änderung, Instandhaltung und beim Betrieb von Erdgasleitungen zusammengefasst.

Gasnetzbetreiber können sich bei der ÖVGW auf Basis der ÖVGW Prüfrichtlinie PV 200 zertifizieren lassen, die Anforderungen an die Qualifikation und die Organisation des technischen Bereiches von Gasnetzbetreibern enthält. Dazu müssen die Gasnetzbetreiber über die personellen, technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung der Erdgasleitungsanlagen und technischen Betriebsmittel verfügen. Die Zertifizierung nach ÖVGW-Prüfrichtlinie PV 200 stellt sicher, dass die im Rahmen des Gasnetzbetriebes erforderlichen Aufgaben und Tätigkeiten, zu denen auch die Instandhaltung (Netzwartung) des Gasnetzes zählt, entsprechend den gesetzlichen und behördlichen Vorschriften, den Unfallverhütungsvorschriften sowie den allgemein anerkannten Regeln der Technik, insbesondere den technischen Regeln der ÖVGW, durchgeführt werden.

Aktuell hat die Hälfte der 20 österreichischen Gasverteilernetzbetreiber das ÖVGW-Zertifizierungsverfahren für Gasnetzbetreiber erfolgreich abgeschlossen.

Die Novelle 2006 zum Gaswirtschaftsgesetz enthält die Rechtsgrundlage zur Setzung von Standards für die Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der gegenüber den Netzbenutzern und anderen Marktteilnehmern von Gasverteilernetzbetreibern erbrachten Dienstleistungen in den Allgemeinen Verteilernetzbedingungen.

In den von der E-Control Kommission genehmigten Allgemeinen Verteilernetzbedingungen sind folgende Qualitätsstandards festgelegt, die von den Verteilernetzbetreibern bei der Erbringung ihrer Netzdienstleistungen einzuhalten sind:

- a) Einhaltung der festgelegten Fristen bei der Beantwortung von Netzzutritts- und Netzzuganganträgen sowie Ansuchen um Kostenvorschläge,

- b) Einhaltung der festgelegten Fristen bei der Aktivierung eines inaktiven Anschlusses,
- c) Einhaltung der festgelegten Frist bei der Endabrechnung nach Beendigung des Vertragsverhältnisses,
- d) Einhaltung der festgelegten Frist für ein Angebot zur Wiederaufnahme der Belieferung eines Netzbenutzers nach Unterbrechung infolge Zahlungsverzug nach nachgewiesener Einzahlung der offenen Forderung,
- e) Einhaltung der mit dem Netzbenutzer vereinbarten Termine (Zeitfenster),
- f) Einhaltung der festgelegten Fristen bei der Vorankündigung von geplanten betriebsnotwendigen Versorgungsunterbrechungen,
- g) entsprechende Vorankündigung der Ablesung der Messeinrichtungen,
- h) unverzüglicher Beginn der Störungsbehebung und ehest mögliche Beendigung der erforderlichen Arbeiten im Falle von Störungen an den Erdgasleitungsanlagen des Verteilernetzbetreibers,
- i) unverzügliche Behebung von Gebrechen an den Erdgasleitungsanlagen des Verteilernetzbetreibers,
- j) geeignete Veröffentlichung der österreichweiten Gasnotruf-Nummer 128.

Die Verteilernetzbetreiber sind gemäß dem Gaswirtschaftsgesetz und den Allgemeinen Verteilernetzbedingungen verpflichtet, die erforderlichen Daten und Kenngrößen zur Überprüfung der Einhaltung dieser Qualitätsstandards der E-Control zu übermitteln und einmal jährlich die Überprüfungsergebnisse zu veröffentlichen. Alternativ dazu kann gemäß den Allgemeinen Verteilernetzbedingungen der Nachweis der Einhaltung der Qualitätsstandards durch eine anerkannte Zertifizierung erfolgen. In diesem Fall kann die Pflicht des Verteilernetzbetreibers zur Veröffentlichung auf die zertifizierende Stelle übergehen, soweit Letztere die Veröffentlichung vollinhaltlich vornimmt (Abbildung 69).

→ Daten der gemäß ÖVGW-PV-200-zertifizierten, auf der ÖVGW-Homepage angeführten Verteilnetzbetreiber

Abbildung 69

Veröffentlichung gemäß AVNB 2006, Kap. XII (3)

Anforderungen	Bekanntgabe durch ÖVGW		
XII (3) (a) Anteil (in %) der Einhaltung der in Abs (1) lit (a) bis (f) genannten Standards	Zum Nachweis der Erfüllung der Qualitätsanforderungen gemäß Kap. XII (3) (a) können wir mitteilen, dass gemäß der Angaben der bereits nach ÖVGW PV 200 zertifizierten Unternehmen entsprechende Prozesse implementiert sind und daher grundsätzlich von einer Erfüllung der Qualitätsanforderungen ausgegangen werden kann. Die Überprüfung im Zuge der Zertifizierung wird nach Implementierung der Anforderungen in die PV 200 regelmäßig erfolgen.		
XII (3) (b) Anzahl der Kundenanfragen zu Netzrechnungen	Kundenanfragen	330.054	Anfragen
XII (3) (c) Anzahl der durchgeführten Netzrechnungskorrekturen, deren Mangel im Bereich des Verteilernetzbetreibers begründet liegt inklusive Prozentwert bezogen auf die Gesamtzahl der gelegten Rechnungen und der Art der Ablesung (z. B. Selbstablesung) sowie durchschnittliche Dauer der Beantwortung von Rechnungskorrekturen	Netzrechnungskorrekturen für Selbstableser	2,9	Prozent
	Netzrechnungskorrekturen für Netzbetreiber-Ablesung	0,8	Prozent
	Durchschnittliche Dauer der Beantwortung	2,0	Arbeitstage
XII (3) (d) Anzahl der nicht vorverständigten Versorgungsunterbrechungen im Netz des Verteilernetzbetreibers, deren Dauer, die Anzahl der betroffenen Netzbenutzer, die Netzebenen sowie die Ursache der Unterbrechung getrennt nach Eigen- oder Fremdverschulden	nicht vorverständigte Versorgungsunterbrechungen im Netz des Verteilernetzbetreibers	1.246	Unterbrechungen
	Dauer (Summe)	6.340	Stunden
	Anzahl der betroffenen Netzbenutzer (Summe)	8.358	Netzbenutzer
	fremdverursacht (Netzebene 2)	3	Netzbenutzer
XII (3) (e) Netzzutrittsanträgen gemäß III unterteilt nach Entnehmern und Einspeisern	fremdverursacht (Netzebene 3)	310	Netzbenutzer
	Entnehmer	9,4	Arbeitstage
XX (3) (f) durchschnittliche Dauer für die Beantwortung von schriftlichen Ansuchen um Erstellung von Kostenvoranschlägen.	Einspeiser	10,0	Arbeitstage
	Dauer Erstellung Kostenvoranschläge	9,5	Arbeitstage

Quelle: www.ovgw.at; Stand 3. März 2008

Von der E-Control wird im Jahr 2008 ein erster Bericht zu den erhobenen Kenngrößen betreffend die Qualität der Netzdienstleistung für das Kalenderjahr 2007 erarbeitet.

Ausgelöst durch die Verankerung von Qualitätsstandards für Netzdienstleistungen in den Allgemeinen Verteilernetzbedingungen wurde seitens des ÖVGW eine Erweiterung der ÖVGW-Prüfrichtlinie PV 200 vorgenommen mit dem Ziel, auch das Thema „Qualität der Netzdienstleistung“ im Rahmen der Zertifizierung abzudecken. Die überarbeitete Fassung der PV 200 soll mit Juni 2008 in Kraft treten.

Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger

Durch das in Österreich praktizierte Stundenregime in der Fahrplanabwicklung ist jeder Versorger zur stundengenauen Abdeckung der Verbrauchsspitzen seiner Endkunden verpflichtet. Darüber hinaus ist ein gut funktionierendes Bilanzausgleichssystem eingeführt, das Ungleichgewichte, die trotzdem auftreten können, effizient beheben kann.

Ausfälle von Versorgern können über den regulären Bilanzausgleich nur in geringem Ausmaß abgedeckt werden. Für solche Fälle sind je nach Umfang und Dauer der Unterversorgung unterschiedliche Engpassmaßnahmen vorgesehen.

Im GWG § 12g ist geregelt, dass im Fall von kurz- oder mittelfristigen Kapazitätsengpässen der Regelzonenführer mit den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern, Inhabern von Transportrechten, Bilanzgruppenverantwortlichen, Versorgern, Bilanzgruppenkoordinatoren bzw. Betreibern von Speicher- oder Produktionsanlagen einen Maßnahmenplan zur Beseitigung des Engpasses erarbeitet und umsetzt.

Die AGCS Gas Clearing & Settlement AG hat unter dem Anspruch eines auch im Engpassfall funktionierenden Bilanzgruppenmodells und Ausgleichsenergiemarktes Maßnahmen zur Versorgungssicherheit in den Marktregeln implementiert.

Derzeit stehen folgende Engpassmanagementmaßnahmen zur Verfügung:

- Die Wiedereröffnung des Ausgleichsenergiemarktes ist während der Bürozeiten jederzeit möglich.
- Seit 2005 steht das vom Speicherbetreiber OMV Gas GmbH umgesetzte Produkt „Day Ahead Rates“ zur Verfügung; damit werden vom Speicherbetreiber im Engpassfall freie Kapazitäten für dessen Speicherkunden zur Verfügung gestellt.
- Zusätzlich wurde für den Fall von Engpass-situationen die Möglichkeit geschaffen, strukturierte wie auch unstrukturierte Stundenblockangebote per Fax im Ausgleichsenergiemarkt anzubieten. Damit können Ausgleichsenergiemengen aus ausländischen Speichern sowie ausländische wie inländische Flexibi-

litäten aus Verbraucherabschaltungen, eventuell auch Flexibilitäten aus Linepack, dem Ausgleichsenergiemarkt zugeführt werden.

- Der Regelzonenführer ist berechtigt, nachstehende Maßnahmen zu ergreifen, sofern nicht mit den normalen Mitteln der Systemsteuerung und des Ausgleichsenergiemanagements das Auslangen gefunden werden kann:
 - a) Aufhebung der Reihenfolge beim Abruf von Ausgleichsenergieangeboten aus der Merit Order List (Abruf von Ausgleichsenergieangeboten in Abhängigkeit vom geografischen Einspeisepunkt);
 - b) gleichzeitige Abrufe von Ausgleichsenergie-lieferangeboten und Ausgleichsenergie-bezugsangeboten.

Aufgaben im Gasbereich aus der Energielenkung

Für den Fall, dass ein Engpass mit marktkonformen Maßnahmen nicht mehr behoben werden kann, sind gesetzlich geregelte Lenkungsmaßnahmen vorgesehen. Zur laufenden Beurteilung der Versorgungslage und zur Planung von Energielenkungsmaßnahmen werden seit 2007 zyklisch umfassende Datenerhebungen durchgeführt und vom Regelzonenführer sowie von der E-Control verarbeitet.

Gemäß Energielenkungsgesetz 1982 hat die E-Control wesentliche Aufgaben in der Koordination und der Abstimmung sämtlicher Aktivitäten im Rahmen der Energielenkung.

Die Aktionsschwerpunkte 2007 waren datenseitig die Umsetzung der Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung 2006, die Implementierung einer entsprechenden Datenbasis sowie die Erarbeitung eines entsprechenden Berichtswesens.

Bezüglich der administrativen Aufgaben lagen die Schwerpunkte in der Erstellung eines „Handbuchs der Krisenvorsorge in der Erdgaswirtschaft“, in der Definition von Lenkungsmaßnahmen, in der Erarbeitung eines entsprechenden Verordnungsentwurfs sowie von Mechanismen, welche die Umsetzung eventueller Lenkungsmaßnahmen im Krisenfall ermöglichen sollen.

Es erfolgte die Abarbeitung der verschiedenen Aufgaben in enger Zusammenarbeit mit den Regelzonenführern, wobei für die beiden westlichen Regelzonen Tirol und Vorarlberg eigene, den speziellen Bedingungen dieser beiden Regelzonen angepasste Mechanismen diskutiert und erarbeitet wurden.

Die Krisenmechanismen und -abläufe werden laufend mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit abgestimmt.

Wettbewerbliche Auswirkungen der ergriffenen Maßnahmen auf alle Gasmarktteilnehmer

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Maßnahmen wettbewerbsneutral ausgestaltet worden sind. Dies wird bei der Umsetzung der Maßnahmen zu prüfen sein.

Im § 20d des Energielenkungsgesetzes ist festgehalten, dass die Lieferung des verfügbaren Erdgases an die Endverbraucher nach dem Grade der Dringlichkeit, der Substituierbarkeit durch andere Energieträger und dem Ausmaß an volkswirtschaftlichen Auswirkungen unter Berücksichtigung der Wärmeversorgung der Privathaushalte erfolgt. Insbesondere kann bestimmt werden, dass Endverbraucher ohne weiteres Verfahren vorübergehend von der Belieferung ausgeschlossen oder in dieser beschränkt werden können.

Falls erforderlich, können Endverbraucher mit einem vertraglich vereinbarten Verbrauch von mehr als 100.000 kWh/Jahr einer gesonderten Regelung durch die E-Control unterzogen werden.

Umfang der Bevorratungskapazität (Gasspeicherung)

Siehe Kapitel Speichermarkt ab Seite 85.

Anteil langfristiger Erdgaslieferverträge

Österreich hatte als erstes europäisches Land im Jahre 1968 einen Liefervertrag über russisches Erdgas abgeschlossen, Vertragspartner war die OMV AG (heute OMV Gas GmbH bzw. OMV Gas International GmbH). Seitdem wurden insgesamt fünf Verträge über den Bezug russischen Gases mit Gesamtjahresmengen von ca. 7 Mrd. m³ abgeschlossen.

Daneben wurden ca. 1 Mrd. m³ Erdgas aus langfristigen Verträgen mit norwegischen Gasproduzenten bezogen. Diese Verträge wurden Ende der 70er Jahre mit dem norwegischen Gasexportkomitee (GFU) über die Lieferungen aus dem Troll-Feld abgeschlossen. 2002 wurde das GFU auf Druck der EU-Kommission aufgelöst, sodass die norwegischen Gasproduzenten Statoil, Norsk Hydro, Shell und TFE eigenständige Verträge mit OMV Gas abgeschlossen haben. Ende September 2006 wurde die vertragliche Neugestaltung der Gasimport- und -inlandsverträge von OMV öffentlich bekannt gegeben. EconGas hat aufgrund der Absicherung durch OMV AG Direktverträge mit Gazexport abgeschlossen, damit entfällt eine Handelsstufe für EconGas. Der Direktbezug von Gazexport wird zum einen durch die größere Bezugsmenge der EconGas (im Vergleich zu

den Nicht-EconGas LFG) von ca. 5 Mrd. m³ ermöglicht, vor allem aber durch deren Konzernverbindung zu OMV Gas, die über langjährige Geschäftsbeziehungen zur Gazexport verfügt, welche bei der Auswahl ihrer Geschäftspartner ebenso eigene strategische Interessen verfolgt.

Steirische Gas-Wärme GmbH (StGW), Salzburg AG (EIS) und Kelag haben langfristige Bezugsverträge bis 2027 über russisches Gas mit der Gas- und Warenhandelsgesellschaft mbH (GWH) abgeschlossen. Die GWH ist eine Tochtergesellschaft der Gazprom (50%), Centrex (24,9%) und OMV Gas (25,1%)¹⁴ und hat ebenfalls einen langfristigen Liefervertrag mit Gazexport bis 2027 abgeschlossen. Diese Mengen werden an StGW, Salzburg AG (EIS) und Kelag weiterverkauft, die Langfristverträge mit der GWH abgeschlossen haben.

Im Rahmen der Neuordnung der Importsituation sind die Vertragsmengen aus der Inlandsproduktion erhöht worden. EconGas, StGW, Salzburg AG und Kelag werden langfristige Direktverträge mit OMV Exploration and Production abschließen. Die in diesen Verträgen verwendeten Preisleitklauseln wurden an die neuen Importverträge angepasst. Damit scheidet OMV Gas auch in den Inlandsgasverträgen als Vertragspartner aus (Abbildung 70).

Großhandelsaktivitäten am Hub Baumgarten

Siehe Kapitel Entwicklung des kurzfristigen Gashandels auf Seite 80.

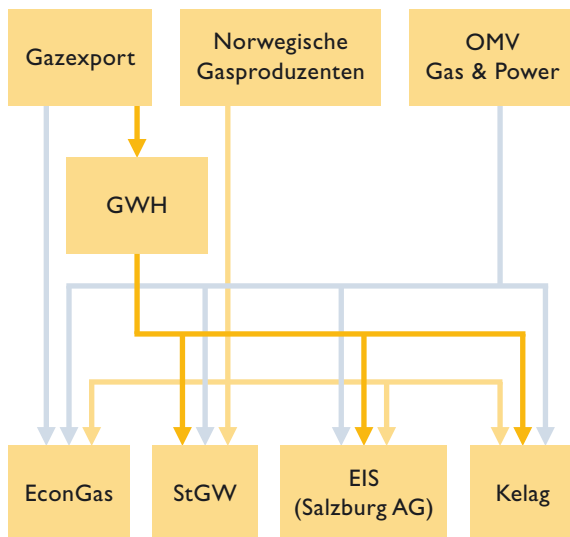
Ordnungspolitische Rahmenbedingungen zur Schaffung angemessener Anreize für neue Investitionen

Ein Anreiz für Investitionen in Transportinfrastruktur wurde durch den § 19a (2) GWG geschaffen. Darin ist der Netzausbauvertrag definiert. Es handelt sich dabei um eine wechselseitige Verpflichtung zwischen Netzbewerber und Netzbetreiber zwecks besserer Planbarkeit von Investitionen und Transportleitungen (Abbildung 35).

Vorraussetzung für die sichere Umsetzung der Investition ist auch die Genehmigung der entsprechenden Projekte in der Langfristigen Planung durch die E-Control Kommission, die der Regelzonenführer entsprechend dem § 12b im GWG durchzuführen hat.

Durch dieses Verfahren erhält der Netzbetreiber die Zusicherung, dass er die Investitionen über regulierte Tarife finanzieren kann. Der Netzbewerber und der Endkunde bekommen Sicherheit für geplante Projekte.

→ **Aktuelle Gasbezugsstruktur** Abbildung 70



Quelle: E-Control

Die Berücksichtigung der Investitionen erfolgt auf Basis von geplanten Aktivierungszeitpunkten. Dadurch wird gewährleistet, dass sämtliche betroffenen Netzbetreiber die Investition tätigen können und darüber hinaus auch Rechtssicherheit für die Verzinsung des eingesetzten Kapitals besteht. Aufgrund der außerordentlichen Bedeutung der dargelegten Projekte der Langfristigen Planung hat sich die E-Control Kommission auch entschlossen, zusätzliche Betriebskosten während der fünfjährigen Regulierungsperiode, welche eindeutig den angeführten Projekten zuzuordnen sind, in angemessener Höhe zu berücksichtigen. Durch die beschlossenen finanziellen Rahmenbedingungen war für die Netzbetreiber ein ausreichender Anreiz gegeben, mit dem Regelzonenführer entsprechende Verträge für den Ausbau der Leitungsnetze abzuschließen. Somit werden einerseits die langfristige Versorgungssicherheit und andererseits ein kosteneffizienter Ausbau der Netze für die Zukunft ermöglicht.

Das erste Projekt, für das diese Netzausbauperträge zur Anwendung gebracht wurden, war im Zuge der Realisierung des Kraftwerksprojektes Mellach die in der Langfristigen Planung 2007 genehmigte Variante „V3 + West“ der Feasibility Study 07 (Abbildung 68).

Jedes der darin genannten Teilprojekte wird genau einem Netzbetreiber zur Umsetzung übertragen. Im zweiten Quartal 2008 wurden erfolgreich Netzausbauperträge zwischen den Netzbetreibern und Netzbetreibern abgeschlossen und damit konnte die Variante „V3 + West“ zum Bau freigegeben werden.

Für Transitleitungen besteht der Anreiz für Investitionen in der Abgeltung eines angemessenen Risikos sowie einer im internationalen Vergleich

angemessenen Kapitalrendite. Die Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsgesellschaft mbH, die die Kapazitäten der West Austria Gaspipeline vermarktet, führt im Juni 2008 eine Open Season durch. Sollte der Marktbedarf an zusätzlicher Transportkapazität einen Ausbau rechtfertigen, kommt dabei der Tarif auf Basis der genehmigten Tarifmethode zur Anwendung, was ein Zeichen dafür ist, dass die von der E-Control Kommission genehmigte Tarifmethode Investitionen in zusätzliche Kapazität begünstigt.

Neue Erweiterung der TAG Pipeline – TAG EXP 04 (26. Mai 2008)

Die TAG GmbH führte am 21. Juli 2008 eine weitere Allokation zur Vergabe von Transportkapazitäten in der Höhe von 3,3 Mrd. m³/Jahr am Entnahmepunkt A/I Border und 1,5 Mrd. m³/Jahr am Entnahmepunkt Weitendorf durch. Diese zusätzlichen Transportkapazitäten werden als Langfristkapazitäten für 20 Jahre vergeben und durch den kürzlich begonnenen Bau der neuen Kompressorstation in der Nähe von Weitendorf (Steiermark) geschaffen. Der Beginn der entsprechenden Transportdienstleistungen ist für das vierte Quartal 2009 vorgesehen.

Als weiteres Mittel, um neue Investitionen in größere neue Infrastruktur (grenzüberschreitende Fernleitungen und Speicheranlagen) zu fördern, enthält das GWG im § 20a Bestimmungen, neue Infrastruktur oder Teile davon für einen bestimmten Zeitraum von der Regulierung auszunehmen. In diesem Sinn soll die Ausnahme als Anreiz für die Realisierung von Infrastrukturprojekten dienen. Die Bestimmungen im § 20a GWG setzen Artikel 22 der Richtlinie 2003/55/EC in nationales Recht um.

Nabucco-Pipeline

Mit der Genehmigung des Antrages der Nabucco Gas Pipeline International GmbH für ein einheitliches Netzzugangsregime hat die E-Control am 9. April 2008 als Erste der fünf betroffenen Regulierungsbehörden eine positive Entscheidung getroffen.

Für den Bau dieser neuen Gastransportschiene von der Ostgrenze der Türkei bis Baumgarten erhält Nabucco Gas Pipeline International GmbH einen langfristig garantierten Regulierungsrahmen, der die Finanzierung des Projektes im Ausmaß von rund 8 Mrd. Euro sicherstellen soll.

Die Inbetriebnahme der ersten Ausbaustufe der neuen Leitung ist für 2013 vorgesehen und verbindet die an den Grenzen der Türkei verfügbaren großen Erdgasreserven vom Kaspischen Meer und dem Mittleren Osten sowie Nordafrika mit den europäischen Märkten. Die neue Pipeline, mit einer jährlichen Maximalkapazität von 30 Mrd. m³, wird die Staatsgebiete der fünf Nabucco-Partner – Türkei, Bulgarien, Rumänien, Ungarn und Österreich – queren und bis zum Erdgasknoten Baumgarten in Österreich führen. Die Vermarktung der gesamten Pipelinekapazität erfolgt durch die Nabucco Gas Pipeline International GmbH mit Sitz in Wien, an der die türkische Transportgesellschaft, BOTAŞ Petroleum Pipeline Corporation, der bulgarische Pipeline-

betreiber Bulgargaz-Holding EAD mit Sitz in Sofia, die ungarische MOL Hungarian Oil and Gas Company (MOL Plc.), der rumänische Pipeline-Betreiber TRANSGAZ S.A. sowie OMV Gas International GmbH (OGI) zu gleichen Teilen beteiligt sind.

Voraussetzungen für die Genehmigung waren:

- ein One-Stop-Shop-Netzzugang von der Ostgrenze der Türkei bis Baumgarten, der es dem Transportkunden erlaubt, mit einem Ertrag durch fünf Länder zu transportieren,
- die Durchführung einer öffentlichen Kapazitätsausschreibung („Open Season“) zur Feststellung des tatsächlichen Marktbedarfs bei gleichzeitiger Verpflichtung, die Kapazitäten gemäß Bedarfsanmeldungen auch auszubauen,
- mindestens 10% kurzfristige Leitungskapazitäten anzubieten,
- Regelungen für die Nichtnutzung von Kapazitäten sowie die Einrichtung einer Handelsplattform für den Sekundärmarkt,
- eine Genehmigung der Allgemeinen Transportbedingungen durch die Regulierungsbehörde,
- Änderung der mit dieser Entscheidung genehmigten Tarifmethoden bereits nach 20 Jahren, wenn die Tarife um 10% höher sind als vergleichbare Systeme,
- Verpflichtung des Managements, unabhängig von den Eigentümerinteressen Entscheidungen in der Nabucco Gas Pipeline International GmbH auszuüben.

Auswirkungen auf Wettbewerb und Versorgungssicherheit

Die Wettbewerbsanalyse der Behörde kommt zum Schluss, dass, auch wenn der Gasanbieter mit dem höchsten Marktanteil Kapazitäten langfristig für Gaslieferungen nutzen könnte, Maßnahmen greifen, die mehr Liquidität am Markt schaffen können. Diese Maßnahmen sind: Freigabe von Kapazität, Angebot von Kurzfristkapazitäten sowie die Verpflichtung, die Kapazität bedarfsgerecht auszubauen. Damit können positive Effekte für den Wettbewerb in allen Märkten der Wertschöpfungskette erzielt werden.

Die Erschließung neuer Gasquellen ist für die langfristige Versorgungssicherung auf dem europäischen Gasmarkt wesentlich, da sich die regionale Konzentration der Gasproduktion und der verbleibenden Reserven außerhalb der EU in den nächsten Jahrzehnten weiter erhöhen wird. Die

Erschließung der Gasquellen aus dem Kaspischen Raum und aus dem Mittleren Osten sowie aus Nordafrika durch den Aufbau einer Transportinfrastruktur, für die die Nabucco-Erdgas-Pipeline die Grundlage bietet, kann daher wesentlich für die langfristige Sicherung der Erdgasversorgung Europas sein. Der Zugang zu einer Gastransitleitung durch Länder mit einem einheitlichen Rechtsrahmen sowie die Tatsache, dass Nabucco auch als alternative Transportroute für bestehende Lieferbeziehungen eingesetzt werden kann, erhöht die Versorgungssicherheit Europas und schafft eine gute Basis für die Finanzierung und für die Wirtschaftlichkeit des Projekts.

Um diese Entscheidung mit den anderen betroffenen Behörden entlang der Nabucco-Pipeline zu harmonisieren, erfolgte die Entscheidung der E-Control in enger Abstimmung mit den Regulierungsbehörden in der Türkei, Bulgarien, Rumänien und Ungarn.



Durch das Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006 wurden die Rechte der Strom- und Gaskunden durch verschiedene gesetzliche Maßnahmen erheblich gestärkt.

Wenn über den Preis für elektrische Energie oder Gas gemeinsam mit dem Systemnutzungsentgelt informiert, diese gemeinsam beworben oder der Abschluss eines gemeinsamen Vertrages angeboten wird oder ein solcher abgerechnet werden soll, sind die Komponenten für die Netznutzung, die Zuschläge für Steuern und Abgaben und der Preis für die Energie in transparenter Weise getrennt auszuweisen.

Der Energiepreis, der für die einzelne Kilowattstunde Strom oder Gas zu bezahlen ist, ist auf Rechnungen und in Allgemeinen Geschäftsbedingungen bzw. Vertragsformblättern auszuweisen.

Preisänderungen und Änderungen der Allgemeinen Geschäftsbedingungen sind den Kunden stets schriftlich und rechtzeitig mitzuteilen. Widerspricht der Kunde einer angekündigten Vertragsänderung, so endet dieser Vertrag erst nach einer dreimonatigen Kündigungsfrist zum Monatsletzten. Damit ist sichergestellt, dass Kunden ausreichend Zeit haben, um sich einen neuen Lieferanten zu suchen und bis der Wechsel durchgeführt wurde, zu den bisherigen Preisen beliefert zu werden.

Die Allgemeinen Bedingungen für die Belieferung mit Gas oder Strom haben folgenden Mindestinhalt aufzuweisen:

- Name und Anschrift des Versorgers,
- erbrachte Leistungen und angebotene Qualität sowie den voraussichtlichen Zeitpunkt für den Beginn der Belieferung,
- den Energiepreis in Cent pro kWh, inklusive etwaiger Zuschläge und Abgaben,

- Vertragsdauer, Bedingungen für eine Verlängerung und Beendigung der Leistungen und des Vertragsverhältnisses, Vorhandensein eines Rücktrittsrechts,
- etwaige Entschädigungs- und Erstattungsregelungen bei Nichteinhaltung der vertraglich vereinbarten Leistungsqualität,
- Hinweis auf die zur Verfügung stehenden Beschwerdemöglichkeiten,
- die Bedingungen, zu denen eine Versorgung in letzter Instanz (Grundversorgung) erfolgt.

Die Allgemeinen Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit Strom oder Gas sind vor ihrem Inkrafttreten und vor jeder Änderung bei der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Die Anwendung sittenwidriger und gesetzeswidriger Bedingungen kann untersagt werden.

Im Sinne der Transparenz sind auf Rechnungen folgende Informationen anzugeben:

- die Zählerstände, die für die Abrechnung herangezogen wurden,
- die Art der Zählerstandsermittlung (Ableseung durch den Netzbetreiber, Selbstablesung oder rechnerische Ermittlung),
- der Energieverbrauch im Abrechnungszeitraum je Tarifzeit,
- die Zählpunktsbezeichnung,
- die Zuordnung der Kundenanlage zu den Netzebenen,
- das vereinbarte bzw. erworbene Ausmaß für die Inanspruchnahme des Netzes in Kilowatt bei Strom bzw. Kilowattstunden bei Gas.

Im Strombereich haben Versorger und Netzbetreiber vor Abschluss des Vertrages die Kunden über die wesentlichen Vertragsinhalte zu informieren. Zu diesem Zweck ist dem Kunden ein Informationsblatt auszuhändigen.

→ Versorger letzter Instanz

Durch das Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006 wurde erstmals in Österreich ein Versorger letzter Instanz eingerichtet, der die Grundversorgung von Haushaltskunden mit elektrischer Energie sicherstellen soll. Bemerkenswert ist die Tatsache, dass jeder Stromhändler und sonstige Lieferant, zu dessen Tätigkeitsbereich die Versorgung von Haushaltskunden zählt, ein Versorger letzter Instanz ist und zu den geltenden Allgemeinen Geschäftsbedingungen und zu einem zu veröffentlichenden Tarif Interessenten zu versorgen hat. Die nähere Ausgestaltung hinsichtlich der Zumutbarkeit einer Grundversorgung für die Lieferanten und der Gestaltung der Tarife hat jedoch durch entsprechende Ausführungsgesetze der Länder zu erfolgen.

Bislang haben mehr als die Hälfte der Bundesländer diese Bestimmung des ElWOG umgesetzt. Diese Ausführungsgesetze sehen teilweise vor,

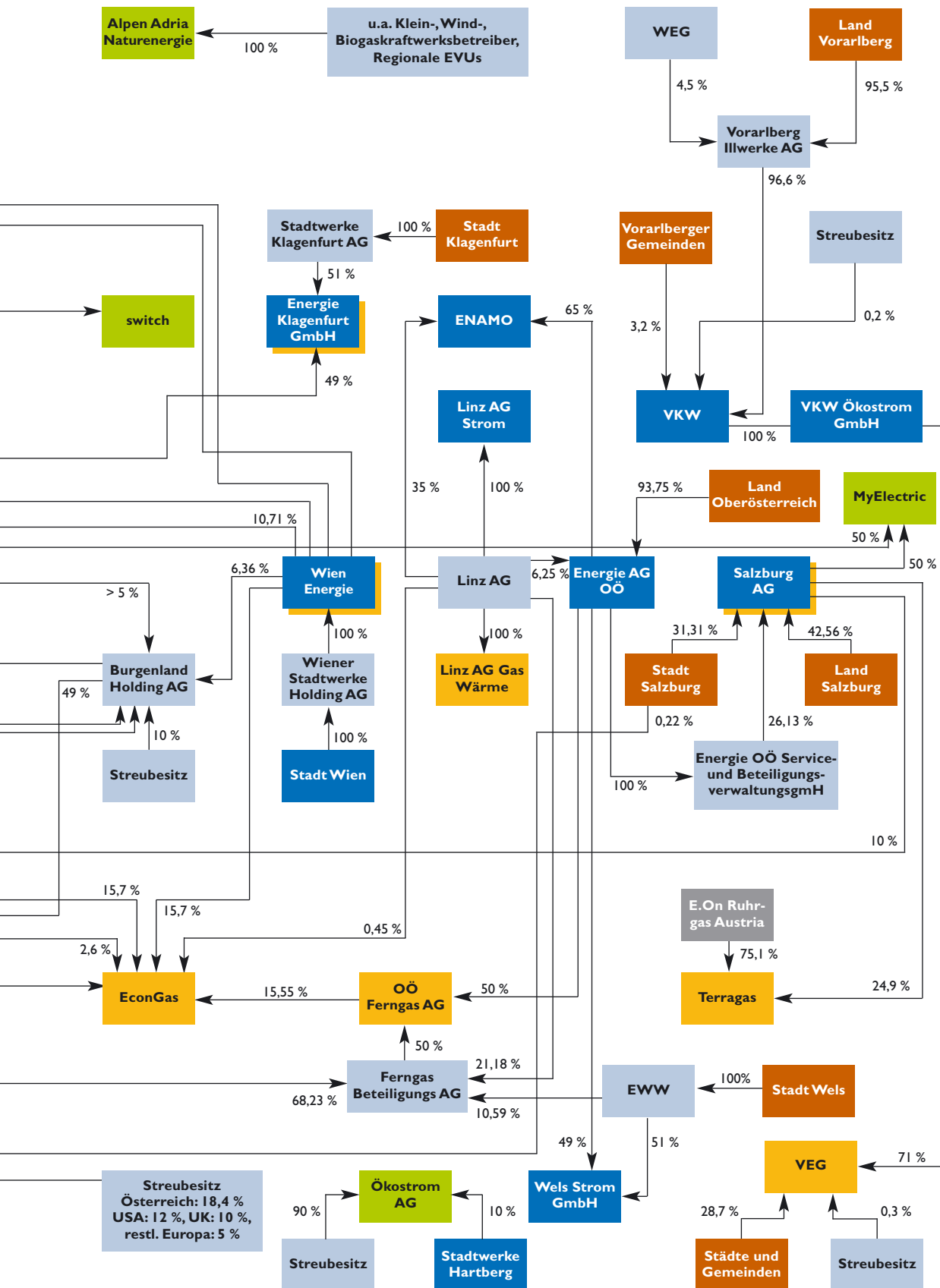
dass der „erhöhte Administrationsaufwand“ für diese Kunden durch einen Aufschlag auf den Energiepreis berücksichtigt werden kann. Soweit ersichtlich, haben die Lieferanten bislang von dieser Möglichkeit jedoch keinen Gebrauch gemacht. Weiters können Sicherheitsleistungen oder Vorauszahlungen von Kunden, die die Versorgung in letzter Instanz in Anspruch nehmen wollen, verlangt werden. Eine Aussetzung der Belieferung ist ebenfalls möglich, sofern der Kunde beispielsweise trotz mehrmaliger Zahlungsaufforderung nicht zahlt.

Obwohl die Umsetzungsfrist bereits Ende 2006 endete, liegen nach wie vor nicht alle Landesausführungsgesetze vor.

Daten über die Anzahl der Kunden, die diese Versorgung in letzter Instanz in Anspruch nehmen, liegen nicht vor. Es darf jedoch davon ausgegangen werden, dass dies kaum der Fall sein dürfte.

Abbildung 71

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





	Seite		Seite
Abbildung 1:	Veränderung des Gesamt-Verbraucherpreisindex (VPI) im Vergleich zu Veränderungen des VPI Strom und VPI Gas	9	
Abbildung 2:	Technisch installierte grenzüberschreitende Kapazitäten im Übertragungsnetz	26	
Abbildung 3:	Stromnetz in Österreich, mit allen in Betrieb befindlichen Kraftwerken der EVU ab einer Engpassleistung von ≥ 5 MW	28	
Abbildung 4:	Netznutzungstarife Gesamt Österreich	29	
Abbildung 5:	Höhe und Zusammensetzung der Ausgleichsenergiekosten in der Regelzone APG	31	
Abbildung 6:	Österreichische Stromproduktion 2007	35	
Abbildung 7:	Unterstützte Ökostrommengen 2002 bis 2007 nach Technologie, exklusive Wasserkraft	36	
Abbildung 8:	Entwicklung der Exporte und Importe seit 1990	37	
Abbildung 9:	Physikalische Importe und Exporte 2007	37	
Abbildung 10:	Aufbringung und Verwendung 2007	38	
Abbildung 11:	Großhandelspreise – Futures vs. Spot 2007	39	
Abbildung 12:	Großhandelspreise im Vergleich zu Primärenergieträgerpreisen 2007	40	
Abbildung 13:	Gehandelte Spotmengen vs. Marktanteile 2007	41	
Abbildung 14:	Öffentlicher Anteil an österreichischen Stromunternehmen	42	
Abbildung 15:	Konzentration im österreichischen Strommarkt – CR3 und CR5	43	
Abbildung 16:	Umsatzentwicklung nach Unternehmensbereich	45	
Abbildung 17:	Umsatzanteil je Tätigkeitsbereich – ausgewählte Unternehmen	46	
Abbildung 18:	Umsatzanteile nach Unternehmensbereich	47	
Abbildung 19:	Jahresüberschuss absolut und in Prozent des Umsatzes	47	
Abbildung 20:	Rentabilitätskennzahlen auf EBIT-Basis 2001 bis 2007	48	
Abbildung 21:	Industriestrompreisentwicklung	49	
Abbildung 22:	Entwicklung der Börsen- und Energielieferpreise für Industriekunden	49	
Abbildung 23:	Industriestrompreise im europäischen Vergleich	50	
Abbildung 24:	Entwicklung des Strom-VPI	51	
Abbildung 25:	Mehraufwendungen für Ökoenergie	52	
Abbildung 26:	Preisvergleich lokaler vs. günstigster Lieferant	53	
Abbildung 27:	Haushaltsstrompreise im europäischen Vergleich	54	
Abbildung 28:	Rohmargen der Unternehmen mit 100% Forwardeinkauf	55	
Abbildung 29:	Lieferantenwechsel im Strommarkt – Anteile der gewechselten Zählpunkte	56	
Abbildung 30:	Einsparungspotenzial für Haushaltskunden beim Wechsel zum günstigsten Lieferanten im jeweiligen Netzgebiet	56	
Abbildung 31:	Gasflüsse im Jahr 2007	63	
Abbildung 32:	Historische Auslastung der TAG am Exit-Punkt der österreichisch-italienischen Grenze	64	
Abbildung 33:	Historische Auslastung der HAG am Exit-Punkt der österreichisch-ungarischen Grenze	65	
Abbildung 34:	Gesicherte Kapazitäten für Endkunden und Sonstige Transporte	67	
Abbildung 35:	Beziehungsgeflecht rund um den Netzausbauvertrag	68	
Abbildung 36:	Charakteristische Kennzahlen der Leistung 2007 – Abgabe an Endkunde	75	
Abbildung 37:	Charakteristische Kennzahlen der Leistung 2007 – Tagesverbrauch	76	
Abbildung 38:	Erdgasaufbringung und -verwendung in Österreich im Jahr 2007	77	
Abbildung 39:	Erdgasimporte nach Österreich 2007	78	
Abbildung 40:	Entwicklung des durchschnittlichen Erdgasimportpreises seit Jänner 2001	79	
Abbildung 41:	Österreichs Zugang zu Gasreserven	80	
Abbildung 42:	Entwicklung der Handelsaktivitäten am CEGH 2005 bis 2008	81	
Abbildung 43:	Handelsaktivitäten und Liquidität an europäischen Gashandelsplätzen 2005 bis 2007	82	
Abbildung 44:	Speicher in Österreich	85	
Abbildung 45:	Speicherauslastung OMV Gas GmbH – Entnahmeleistung	88	
Abbildung 46:	Speicherauslastung OMV Gas GmbH – Arbeitsgasvolumen	89	
Abbildung 47:	Verfügbare Speicherentnahmeleistung in Österreich bis 2013	90	
Abbildung 48:	Einspeicherung und Entnahme 2006 und 2007	91	

	Seite		Seite
Abbildung 49: Speicherpreise für Standarddienstleistungen in Österreich 2007 und 2008	92	Tabelle 1: Bilanz der Stromwirtschaft für 2007	8
Abbildung 50: Physikalische Ausgleichsenergie-mengen 2007	94	Tabelle 2: Bilanz der Gaswirtschaft für 2007	8
Abbildung 51: Preisentwicklung auf dem Ausgleichsenergiemarkt	95	Tabelle 3: Netzkapazität – für 2008 auf Jahresbasis marktbasierend vergeben	27
Abbildung 52: Gasverbrauch der Endkunden und Zählpunkte 2007	96	Tabelle 4: Systemlängen des österreichischen Übertragungsnetzes	27
Abbildung 53: Zusammensetzung des Gesamtgaspreises	99	Tabelle 5: Aktuelle Tarife Februar 2008 gemäß SonT-GSNT-VO Novelle 2008	67
Abbildung 54: Aufwendungen für einen durchschnittlichen Haushaltskunden beim lokalen Anbieter	99	Tabelle 6: Naturgasproduktion in Österreich 2007	77
Abbildung 55: Vergleich Erdgasimportpreisindex und Gas-VPI	100	Tabelle 7: Speicherkapazitäten in Österreich 2007	86
Abbildung 56: Vergleich Erdgasimportpreis mit Energiepreis – Haushaltskunde	101	Tabelle 8: Übersicht über das Angebot österreichischer Speicherunternehmen	87
Abbildung 57: Haushaltsgaspreise im europäischen Vergleich	102	Tabelle 9: Bisherige Preiserhöhungen 2008	100
Abbildung 58: Importpreis und Industriepreis zu ausgewählten Stichtagen	103	Tabelle 10: Übersicht Energiepreis und durchschnittliche Vertragslaufzeit	103
Abbildung 59: Industriegaspreise im europäischen Vergleich	104	Tabelle 11: Leistungen von Wärmekraftwerken	111
Abbildung 60: Lieferantenwechsel im Gasmarkt – Anteile der gewechselten Zählpunkte	105		
Abbildung 61: Einsparungspotenzial für Haushaltskunden beim Wechsel zum günstigsten Lieferanten im jeweiligen Netzgebiet	105		
Abbildung 62: Kraftwerkspark in Österreich – Engpassleistung und Erzeugung	111		
Abbildung 63: Entwicklung der Jahreshöchstlast in Österreich – gesamte Versorgung	112		
Abbildung 64: Entwicklung der Jahreshöchstlast in Österreich – Erzeugungsmaxima	113		
Abbildung 65: Prognostizierte Kraftwerksleistung in Österreich für 2016	114		
Abbildung 66: Erdgasbilanz Berichtsjahr 2007 der E-Control	117		
Abbildung 67: Erwartete Entwicklung von Nachfrage und Angebot in der Stunde der Spitzenlast	118		
Abbildung 68: Variante „V3 + West“	119		
Abbildung 69: Daten der gemäß ÖVGW-PV-200-zertifizierten, auf der ÖVGW-Homepage angeführten Verteilnetzbetreiber	123		
Abbildung 70: Aktuelle Gasbezugsstruktur	126		
Abbildung 71: Beteiligungsverhältnisse in der österreichischen Strom- und Gaswirtschaft	132		

