



MARKTBERICHT 2009
NATIONALER BERICHT AN DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION

E-CONTROL

Profitieren.
Wo immer das zarte Pflänzchen
„Wettbewerb“ gedeiht.



PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.

Inhaltsverzeichnis

Energieverbrauch in Österreich nur leicht angestiegen: Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2008

DIE BEDEUTUNG DER ELEKTRIZITÄTS- UND GASWIRTSCHAFT IN ÖSTERREICH 4

MASSGEBLICHE ENTWICKLUNGEN IM STROM- UND GASMARKT 6

Regulierung und Erfolge auf dem Strommarkt

REGULIERUNGSRAHMEN FÜR DEN ÖSTERREICHISCHEN STROMMARKT 14

- > Stromübertragung – Grenzüberschreitende Kapazitäten und Engpassmanagement-Mechanismen 14
- > Übertragung und Verteilung 17
- > Effektive Entflechtung im Strombereich 20

ENTWICKLUNG DES WETTBEWERBS IM ÖSTERREICHISCHEN STROMMARKT 22

- > Aufbringung und Verwendung 22
- > Großhandelsmarkt 24
- > Ausgleichsenergiemarkt 28
- > Endkundenmarkt 31
- > Zusammenfassung Entwicklung im Strommarkt 55
- > Wettbewerbsunterstützende Maßnahmen im österreichischen Strommarkt 2008 56

Regulierung und Erfolge auf dem Erdgasmarkt

| | |
|--|-----------|
| REGULIERUNGSRAHMEN FÜR DEN ÖSTERREICHISCHEN GASMARKT | 58 |
| > Regulierung der Gasnetze | 58 |
| > Regulierung der Inlandsnetze – Weiterentwicklung des Netzzugangsmodells | 63 |
| > Effektive Entflechtung im Gasbereich | 66 |
| ENTWICKLUNG DES WETTBEWERBS IM ÖSTERREICHISCHEN GASMARKT | 69 |
| > Aufbringung und Verwendung von Erdgas in Österreich | 69 |
| > Großhandelsmarkt | 71 |
| > Speichermarkt | 82 |
| > Ausgleichsenergiemarkt | 90 |
| > Belieferung lokaler Weiterverteiler | 95 |
| > Endkundenmarkt | 96 |
| > Zusammenfassung Entwicklung im Gasmarkt | 110 |
| > Maßnahmen zur Verbesserung des Wettbewerbs im österreichischen Gasmarkt 2008 | 110 |

Anhang

| | |
|--|------------|
| PUBLIC SERVICE | 112 |
| VERSORGUNGSSICHERHEIT STROM | 116 |
| VERSORGUNGSSICHERHEIT GAS | 122 |
| ABBILDUNGS- UND TABELLENVERZEICHNIS | 126 |

Energieverbrauch in Österreich nur leicht angestiegen:

Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2008

**Stromverbrauch 2008 nur
leicht gestiegen**

Die Bedeutung der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft in Österreich

Von 2006 auf 2007 fiel der österreichische Bruttoinlandsverbrauch an Energie insgesamt um 2,9% auf 1.421.029 TJ. Dabei war bereits ein zweites Jahr in Folge beim Verbrauch von Erdgas ein Rückgang zu verzeichnen (-6,4%). Im Jahr 2007 stellte Erdgas in Österreich einen Anteil von 20,8% am Gesamtenergieverbrauch dar, nach erneuerbaren Energieträgern (26,9%) und vor Kohle (11,4%). Erdöl stellt mit einem Anteil von 40,8% nach wie vor den bedeutendsten Energieträger dar. Bezogen auf den gesamten energetischen Endverbrauch hatte Erdgas einen Anteil von knapp 17% und Strom einen solchen von rund 19%.¹

KENNZAHLEN DER STROMWIRTSCHAFT

Die *Tabelle 1* zeigt die Bilanz der Stromwirtschaft für 2008 und die Veränderung gegenüber 2007. Die Bruttostromerzeugung ist um knapp 4% angestiegen, während der Austausch mit dem Ausland zurückgegangen ist. Der Inlandsstromverbrauch ist leicht angestiegen.

| BILANZ DER STROMWIRTSCHAFT FÜR 2008 | | |
|-------------------------------------|------------|---------------------|
| | GWh (2008) | Veränderung zu 2007 |
| Bruttostromerzeugung | 67.046 | + 3,6% |
| Physikalische Importe | 19.796 | - 9,3% |
| Physikalische Exporte | 14.933 | - 5,0% |
| Verbrauch für Pumpspeicher | 3.273 | + 9,7% |
| Inlandsstromverbrauch | 68.635 | + 1,2% |

Tabelle 1
Bilanz der Stromwirtschaft
für 2008

Quelle: E-Control

KENNZAHLEN DER GASWIRTSCHAFT

Die *Tabelle 2* zeigt die Bilanz der Gaswirtschaft für 2008 und die Veränderung gegenüber 2007. Ein deutlicher Rückgang ist bei der Inlandsproduktion mit ca. 17% zu verzeichnen. Die Speicherbewegungen haben hingegen wieder deutlich zugenommen. Dies ist auf die Erweiterung der Speicherkapazitäten durch den Speicher Haidach zurückzuführen. Die Abgabe an Endkunden ist um etwa 6% gestiegen.

¹Quelle: Statistik Austria, www.statistik.at

BILANZ DER GASWIRTSCHAFT FÜR 2008

| | Mrd. m ³ (2008) | GWh (2008) | Veränderung zu 2007 |
|--|----------------------------|------------|---------------------|
| Physikalische Importe | 39,21 | 435.595 | + 5,6 % |
| Produktion | 1,53 | 17.017 | - 17,1 % |
| Speicharentnahme | 2,74 | 30.424 | + 15,1 % |
| Physikalische Exporte | 31,30 | 347.779 | + 3,5 % |
| Speichereinpressung | 3,16 | 35.110 | + 17,8 % |
| Eigenverbrauch, Verluste, Netzverluste; Stat. Differenz | 0,62 | 6.920 | |
| Abgabe an Endkunden | 8,39 | 93.228 | + 5,7 % |

Tabelle 2
Bilanz der Gaswirtschaft
für 2008

Quelle: E-Control

PREISENTWICKLUNG 2008

Nach einem Anstieg der Inflationsrate im Jahr 2008 (im Vergleich zu den Vorjahresmonaten) ging diese im Dezember auf 1,4 % zurück. Bei den Strompreisen betrug die Veränderungsrate +5,2% bei den Gaspreisen +17,6%. Entsprechend tragen die Strom- und Gaspreise weiterhin erheblich zur gesamten Inflation bei. Die in *Abbildung 1* dargestellte Entwicklung zeigt den deutlichen Anstieg der Gaspreise im November 2008.

GESAMTE INFLATION VS. INFLATION STROM- UND GASPREIS (%)



Abbildung 1
Veränderung des Gesamt-
Verbraucherpreisindex (VPI) im
Vergleich zu Veränderungen des
VPI Strom und VPI Gas (Vergleich
zu Vorjahres-Monatswerten)
(Index 2000 = 100)

Quelle: Statistik Austria

Maßgebliche Entwicklungen im Strom- und Gasmarkt

STARKE VERÄNDERUNGEN DER GROSS- UND EINZELHANDELSPREISE

Preisverfall zum Jahresende

Die Entwicklung der **Großhandelspreise am Strommarkt** war im Jahr 2008 vom ansteigenden und hohen Preisniveau zur Jahresmitte und dem im Herbst einsetzenden Preisverfall geprägt. Verantwortlich dafür zeigten sich neben den Primärenergieträgern auch die gesamtwirtschaftliche Lage und die Entwicklung des Ölpreises, der als volkswirtschaftlicher und energiewirtschaftlicher Leitpreis von großer Bedeutung ist. Die Strompreise an den Spot- wie auch an den Futuresbörsen in Österreich und Deutschland erreichten im Sommer ihren Höhepunkt. Auch die **Großhandelspreise an den Gashubs und -börsen** sind ebenso wie die Gaspreise in den langfristigen Verträgen von einem starken Preisverfall zum Jahresende 2008 geprägt. Dies ist auf die Ölpreisentwicklung zurückzuführen, da die Preise in Langfristverträge mit einer drei- oder sechsmonatigen Verzögerung dieser mit einer Glättung folgen.

Zum Zeitpunkt des Preisverfalls an den Strom- und Gasgroßhandelsmärkten wurden die österreichischen **Haushaltskunden zum Jahresende mit deutlichen Strom- und Gaspreissteigerungen** konfrontiert, nach einer längeren Periode mit keinen oder geringen Preisveränderungen.

Das Preisrisiko schultern meistens die Kunden.

Derartige rapide Preisänderungen bringen Chancen und Risiken mit sich, die sich auch in den Endkundenpreisen niederschlagen. Die Haushaltspreise für Strom wurden von den Anbietern nicht angepasst, sodass die Kunden im Jahr 2009 noch keine hineinreichenden Vorteile von den gesunkenen Großhandelspreisen haben. Auch die alternativen Lieferanten sind diesem Trend gefolgt, was insbesondere für Neukundenverträge kritisch zu sehen ist, da hier durchaus günstigere Angebote wirtschaftlich darstellbar sein sollten.

Die Industriepreise werden von den Kunden zumeist beeinflusst, indem sie Beschaffungsportfolio und auch Beschaffungszeitpunkt selbst definieren. Das Preisrisiko wird also größtenteils oder zur Gänze von den Kunden selbst getragen. Die Wirtschaftsflaute hat dazu geführt, dass teilweise die für Großkunden back-to-back beschafften Energiemengen nicht gebraucht werden können und nun zu niedrigeren Preisen abgesetzt werden müssen.

Das Gewerbe nimmt eine Zwischenposition ein. Die Beschaffung erfolgt aber durch den Lieferanten, die entsprechende Strategie wird ebenfalls durch diesen festgelegt. Auch hier gab es keine Preissenkungen durch die Anbieter. Im Jahr 2009 sind jedoch erwartungs-



gemäß Angebote auf den Markt gekommen, die die aktuell günstigen Großhandelspreise nutzen, um in den Gewerbekundenmarkt einzusteigen.

Preisänderungen werden in ungewissem Marktumfeld nur selten beeinträchtigt.

Bei Preisänderungen hat der Lieferant die Strom- und Gas-Haushaltskunden schriftlich zu informieren und muss ihnen ein außerordentliches Kündigungsrecht durch Einspruch gegen die Preisänderung einräumen. Beeinträchtigt der Kunde die Preisänderungen, muss er allerdings den Lieferanten wechseln und hat dafür 3 Monate Zeit. Da zum Zeitpunkt der Ankündigungen der Preiserhöhungen von Teilen der EnergieAllianz (Wien Energie und EVN) noch nicht klar war, ob die alternativen Lieferanten auch erhöhen und in welchem Ausmaß, war es für die Kunden schwierig abzuschätzen, ob sich ein Wechsel lohnt. Zudem haben Wien Energie und EVN schon bald wieder Preissenkungen bei Erdgas angekündigt.

Wie erste Auswertungen der Wechseldaten für Anfang 2009 zeigen, haben jedoch einige Strom-, aber noch mehr Gaskunden von ihrem außerordentlichen Kündigungsrecht Gebrauch gemacht und wechselten zu einem alternativen Anbieter. Bereits im Vorfeld hatte sich die Anzahl der Anrufer an der Hotline der E-Control deutlich erhöht, im August 2008 wurde der historische Spitzenwert von knapp 1.000 Anrufen in einer Woche erreicht. **Damit ist zum ersten Mal eine merkliche Reaktion der Kunden auf Preisveränderungen der Lieferanten zu beobachten.**

Auf der anderen Seite ist die Anzahl der Wechsler bei Berücksichtigung der drastischen Preiserhöhungen mit Spitzenwerten von 47 % bei Gas und 23 % bei Strom niedriger, als zu erwarten war. Dies zeigt den hohen Preissetzungsspielraum der etablierten Lieferanten, vor allem der EnergieAllianz-Unternehmen und damit weiterhin dominante Stellung dieser Unternehmen. Dabei ist festzustellen, dass die Unternehmen mit dem größten Marktanteil unter den teuersten Lieferanten sind.

**Drastische Preiserhöhungen
für Konsumenten**

Unterschiedliche Reaktionen auf verstärkte Wechselbereitschaft.

Die Reaktionen der Lieferanten auf die steigende Wechselbereitschaft waren unterschiedlich. Zum einen wurden Kunden Fixpreisprodukte als Absicherung gegen steigende Preise angeboten, zum anderen wurden die Kunden verunsichert, welche Folgen der Wechsel haben könnte (z. B. keine Versorgung, wenn Wechsel nicht innerhalb der Wechselfrist vollzogen werden kann). Tatsächlich hat die erhöhte Wechselbereitschaft die Schwachstellen des bestehenden Wechselprozesses aufgezeigt, deren Überarbeitung und Vereinfachung notwendig ist, um eine schnellere Reaktion auf Preisveränderungen zu ermöglichen.

Das Wettbewerbspaket Strom hat gezeigt, dass dadurch Verbesserungen im Markt möglich sind. Da es auf freiwilligen Vereinbarungen beruht, ist leider auch festzustellen, dass diese nur teilweise erfüllt werden und es im Wesentlichen an den Unternehmen liegt, ob sie sich weiterhin an die Vereinbarung halten bzw. mit welchem Engagement diese umgesetzt wird. In der Realität zeigt sich leider, dass, sobald die öffentliche Aufmerksamkeit zurückgeht, auch derartige Vereinbarungen nur noch halbherzig umgesetzt werden. Die zusätzlichen Kompetenzen der Regulierungsbehörden im Wettbewerbsbereich, wie sie im dritten Liberalisierungspaket vorgesehen und von den Mitgliedstaaten umzusetzen sind, werden hoffentlich dazu führen, dass geplante Maßnahmen auch wirklich Realität werden.

Die Regulierungsbehörde hat 2008 auf die weiterhin unzureichende Transparenz bei Rechnungen reagiert und Verfahren gegen Lieferanten eingeleitet sowie Musterrrechnungen ausgearbeitet, die den Unternehmen helfen sollen, gesetzeskonforme und zugleich transparentere Rechnungen als in der Vergangenheit zu erstellen.

ENTWICKLUNG DER GROSSHANDELSMÄRKTE FÜR STROM

Unterschiedliche Entwicklung der Groß- handelspreise

Der österreichische Großhandelsmarkt ist mit jenem Deutschlands integriert. Preisunterschiede beruhen im Wesentlichen auf unterschiedlichen Handelszeiten der Börsen. Die deutsche Börse EEX gilt als Leitbörse auch für den österreichischen Markt.

Die Entwicklung der Großhandelspreise war im Jahr 2008 von zwei sehr unterschiedlichen Erwartungen geprägt. Während im ersten Halbjahr hohe Öl- und andere Primärenergiepreise die weltweite Hochkonjunktur widerspiegeln, sind nach den Turbulenzen am Finanzmarkt die Erwartungen schnell angepasst worden, was sich in kürzester Zeit auch in den Strompreisen niederschlug. Die Spotpreise an der deutschen EEX haben sich von etwa 120 €/MWh im Oktober 2008 auf unter 60 €/MWh Ende des Jahres mehr als halbiert.

In etwa gleichem Ausmaß sind auch die Primärenergieträgerpreise gesunken. Insgesamt haben sich wieder Preisverhältnisse eingestellt, wie sie noch 2006/2007 üblich waren. Diese sind die wichtigsten Bestimmungsgrößen für die Endkundenpreise der nächsten Jahre und tatsächlich haben die österreichischen Unternehmen weitere Preissenkungen in Aussicht gestellt. Ein funktionierender Wettbewerb würde allerdings dafür sorgen, dass alternative Beschaffungsstrategien, die sich derzeit als günstiger erweisen, dazu führen, dass entsprechende Angebote im Endkundenmarkt bereitgestellt werden – dies ist aber, wie bereits erwähnt, nur begrenzt der Fall.



AUSGLEICHSENERGIEMARKT STROM

Abseits der definierten Standardprodukte des Stromgroßhandels bestimmt auch der Ausgleichsenergiemarkt die Beschaffungskosten der Lieferanten. Die Kosten dafür betragen 2008 in Ostösterreich 31,5 Mio. Euro (2007: 28,7 Mio. Euro) oder umgelegt auf die abgegebene Menge an Endkunden etwa 45 c/MWh. Ein Großteil der Ausgleichsenergiekosten wird durch die Sekundärregelenergie rücklieferung verursacht, die die wesentlichen Unterschiede aus geplantem und tatsächlichem Verbrauch bzw. Aufbringung ausgleicht. Obwohl dies eine relativ minderwertige Energie ist, muss dieser Markt doch als illiquide bezeichnet werden, mit Zeiten, in denen einzelne Anbieter sogar eine Alleinstellung innehaben können. Dies ist sehr bedenklich. An einer Verbesserung der innerösterreichischen Regeln wird zwar gemeinsam mit der Stromwirtschaft bereits gearbeitet, eine endgültig zufriedenstellende Situation ist aber wohl nur durch strukturelle Maßnahmen zu erreichen (Vergrößerung des Marktes).

ENTWICKLUNG DER GROSSHANDELSMÄRKTE FÜR GAS

Die Gaskrise Anfang Jänner 2009 hat gezeigt, dass die Auswirkungen der starken Abhängigkeit von einer Transportroute nur bei einer Diversifizierung der Transportwege und damit Erschließung neuer Angebotsquellen gering sind. Der Einsatz der Speicher war eine wesentliche Maßnahme zur Sicherstellung der Versorgung: An einigen Tagen wurde die Spitzenlast zu 80 % durch Speicherentnahme abgedeckt – und damit deutlich höher als sonst im Winter. Dies war vor allem den etablierten Unternehmen möglich, die über langfristige Speicherverträge den wesentlichen Teil der Speicher nutzen konnten. Diese Möglichkeit ist aufgrund der geringen verfügbaren Speicherkapazitäten neuen Anbietern nicht in diesem Ausmaß gegeben.

Diversifizierung der Gas-Transportwege notwendig

Aber auch der Bezug von kurzfristigen Gasmengen an westeuropäischen Handelsplätzen wurde von den Lieferanten als weitere Option für die Versorgungssicherung genutzt. Eine weitere Vernetzung, die Reverse flows in einigen Transportleitungen zulässt, ist damit ein wichtiger Schritt für die Verringerung der Abhängigkeit von einer Transportroute.

Diese Beschaffungsmöglichkeit, **Bezug von Gasmengen über einen Hub**, d. h. einen Handelsplatz in einem Transportnetz oder an der Verbindung mehrerer Transportnetze, ist im österreichischen Markt am Central European Gas Hub (CEGH) möglich. Der CEGH ist an den Schnittpunkten mehrerer Transportleitungen errichtet worden (WAG, TAG, MAB, HAG, OMV Netz). Eigentümer der Betreibergesellschaft CEGH AG ist zu 100 % OMV Gas und Power GmbH.

Ca. 15 % der Gasmengen, die über Baumgarten importiert werden, werden am CEGH physisch gehandelt. Dies entspricht in etwa dem Vergleichswert anderer kontinentaleuropäischer Hubs wie TTF oder Zeebrügge. Auch die Umschlagshäufigkeit (Churn Rate) dieser

physischen Mengen, d. h. die Anzahl, wie oft diese Mengen den Eigentümer auf dem Papier wechseln, bis sie wieder aus dem Hub transportiert werden, liegt in der Größenordnung kontinentaleuropäischer Hubs.

Fehlende Preistransparenz beim Handel am CEGH.

Trotzdem ist die Liquidität am CEGH nach wie vor geringer als an anderen europäischen Hubs, in dem Sinne, dass nicht alle Produkte, day ahead, weekend ahead, week ahead, month ahead etc. regelmäßig gehandelt werden. Damit kann der Handel am CEGH nach wie vor nicht zum Aufbau eines Beschaffungsportfolios oder zur Preisabsicherung genutzt werden.

Ein weiterer wesentlicher Unterschied zum Handel an anderen Hubs ist die fehlende Preistransparenz.

Ein erheblicher Fortschritt für die Weiterentwicklung des CEGH als Dienstleister ist der Abschluss des Interconnection Point Agreements (IPA) zwischen den am Punkt Baumgarten angrenzenden Netzbetreibern. Ziel des Agreements ist es, zahlreiche technische Details am Übergabepunkt Baumgarten zu vereinheitlichen, die Kooperation der Transitleitungsbetreiber zu stärken und somit eine wesentliche Erleichterung für Shipper beim Transit und Transport von Erdgas zu gewährleisten. Der Abschluss des Interconnection Agreements ist die Voraussetzung für eine erfolgreiche Etablierung der Erdgasbörse am Handelspunkt Baumgarten.

**Start einer Gasbörse im
Herbst 2009 geplant**

Durch die Einführung eines organisierten Spotmarktes (Börse) im Herbst 2009 soll die Transparenz am CEGH deutlich verbessert werden. Auch soll der Einstieg der Gazprom in die Hub- und Börsebetreibergesellschaft nach Angaben der OMV die Liquidität erhöhen.² Für die Weiterentwicklung der Liquidität ist es wesentlich, dass gesichert ist, dass die Informationen über die Inanspruchnahme physischer Hub-Dienstleistungen durch die Gas Händler auch weiterhin vertraulich behandelt wird.

Bisher sind die Dienstleistungen des CEGH in Abstimmung mit den Tradern kontinuierlich weiterentwickelt worden – und dies in einem komplexen Umfeld mit unterschiedlichen Netzbetreibern. Als Nächstes ist die Einführung eines Back-up/Back-down-Services geplant, da die Lieferungen am Hub „firm“, also verlässlich stattfinden müssen, wenn ein Spotmarkt im Herbst 2009 eingeführt werden soll. Es ist wesentlich, dass diese Ausrichtung auf die Händlerwünsche und -notwendigkeiten für einen effizienten Handel am CEGH auch weiterhin neutral und objektiv weitergeführt wird.

² Auszug aus der Pressemitteilung der OMV AG am 25. 1. 2008: „Die Partnerschaft mit Gazprom wird die Versorgungssicherheit über die Gashandelsdrehscheibe Baumgarten weiter erhöhen und zugleich die Liquidität für kurzfristige Handelsaktivitäten sicherstellen.“



ERSCHLIESSUNG NEUER BESCHAFFUNGSMÄRKTE

Ein wesentlicher Schritt für die **langfristige** Verbesserung der Bezugssituation für österreichische Lieferanten ist die 2008 und 2009 erteilte Ausnahmegenehmigung und die staatliche Vereinbarung für die **Nabucco-Pipeline**. Beim Nabucco-Projekt handelt es sich um eine Gasfernleitung von 3.300 km Länge mit einer geplanten Höchstkapazität von jährlich 31 Mrd. Kubikmetern, durch die Europa mit Erdgas vom Kaspischen Meer und aus dem Nahen Osten versorgt werden soll. Die Pipeline wird die Türkei, Bulgarien, Rumänien und Ungarn queren und in Österreich im Gashandelsplatz Baumgarten enden. Anteilseigner der Nabucco International sind BOTAS AS, Bulgarian Energie Holding EAD, MOL Plc, OMV Gas & Power GmbH, RWE AG, TRANSGAZ S.A. zu jeweils 16,67 %.

Die Verbindung der Kaspischen Region und dem Mittleren Osten und Ägypten mit Europa ermöglicht den Zugang zu Gasreserven in der Höhe von 82.860 Mrd. m³. Daher zeigte eine erste unverbindliche Markterhebung im August 2008 ein deutliches Interesse an der Nutzung der Nabucco-Pipeline (Überbuchung). 16 Shipper gaben Angebote ab.

Ein grenzüberschreitender Rechtsrahmen für Nabucco langfristig harmonisiert.

Die Nabucco-Gesellschaft hat in allen vier betroffenen EU-Mitgliedstaaten – Bulgarien, Rumänien, Ungarn und Österreich – eine Ausnahme vom regulierten Netzzugang Dritter gemäß den EU-Rechtsvorschriften beantragt. Im Jahr 2008 wurde die Ausnahmeentscheidung von den Regulierungsbehörden harmonisiert umgesetzt und von der europäischen Kommission notifiziert. Durch den Abschluss des Inter-Governmental Agreements (IGA) im Juli 2009 zwischen Österreich, Ungarn, Rumänien, Bulgarien und der Türkei als einzigem nicht EU-Mitglied entlang der Nabucco-Trassenführung sind die Voraussetzungen für die gleichen rechtlichen Bedingungen in allen Abschnitten der Pipeline gelegt worden, die die Regeln für den Zugang und die Tarifierung umfassen. Dieses IGA ist für die nächsten 50 Jahre gültig und garantiert die politische Unterstützung des Projektes in den jeweiligen Ländern. Für die Weiterentwicklung des Projekts wurde ein politisches Komitee mit Vertretern aus allen Unterzeichner-Ländern (einschl. Deutschland) eingerichtet. Mit dem Abschluss des IGA kann nun als nächster Schritt das Open Season Verfahren mit der Vergabe von Transportkapazitäten durchgeführt werden.

**Unterstützung für Nabucco
in den betroffenen Ländern**

Eine weitere Möglichkeit zur Diversifizierung der Angebotsquellen ist der Bezug von LNG. OMV Gas ist neben Eon Ruhrgas, Total, RWE und Geoplin an der Adria LNG GmbH zu 25,58 % beteiligt, die einen Regasifizierungsterminal auf Krk errichten soll, mit einer jährlichen Kapazität von rund 10 Mrd. m³ pro Jahr. Für die Nutzung dieser LNG-Mengen muss allerdings noch die Transportroute erbaut werden.

80 % des Erdgases
transitiert Österreich

ENTWICKLUNG DES INFRASTRUKTURZUGANGS IN ÖSTERREICH

Inlandstransport von Gas

Das österreichische Gaswirtschaftsgesetz unterscheidet in seinen Bestimmungen zur Regulierung der Netze zwischen dem Netzzugang für inländische Kunden und dem Netzzugang bei grenzüberschreitenden Erdgastransporten. Aufgrund des hohen Anteils an Erdgas, das durch Österreich transitiert wird, kommt dieser gesetzlichen Unterscheidung auch in der Praxis große Bedeutung zu. Von der im Jahr 2008 importierten Menge an Gas wurden rd. 80 % wieder exportiert. Insgesamt wurden 2008 rd. 39,2 Mrd. Nm³ importiert, wovon rd. 9 Mrd. Nm³ für den österreichischen Markt bestimmt waren.

Kapazitäten an den nationalen Grenzen zu angrenzenden Marktgebieten sind eine knappe Ressource. Ein nennenswerter Teil der Nachfrage nach garantierten Transportkapazitäten kann nicht befriedigt werden, weil keine garantierten Kapazitäten buchbar sind. Dies wirkt sich einerseits als Markteintrittsbarriere aus und stellt andererseits eine Barriere für den kurzfristigen Gashandel zwischen dem Handelspunkt Baumgarten und dem virtuellen Handelspunkt der NetConnect Germany in Deutschland sowie dem virtuellen Handelspunkt in Italien (PSV) dar. Zugleich sind die Netze häufig technisch nicht ausgelastet. Ein erheblicher Teil der nicht befriedigten Transportnachfrage könnte demnach durch Nutzung der bestehenden Infrastruktur technisch realisiert werden.

Engpässe schränken den Handel ein.

Aufgrund der Trennung des Netzzugangsregimes für Transittransporte und Regelzonen-transporte kommen auch unterschiedliche Kapazitätsallokations- und Engpassmanagementmechanismen zur Anwendung. Während in der Regelzone das Rucksackprinzip gilt, wobei jedem Endkunden die erforderliche Kapazität bis zum Einspeisepunkt gehört, kommen im Transitregime vor allem unterbrechbare Verträge im Engpassmanagement zur Anwendung, welche nach dem Prinzip first-come-first-served vergeben werden.

Die Engpasssituation an den Grenzen macht den kurzfristigen Handel von Gas nur für Händler möglich, die bereits Kapazität (etwa im Zuge von Langfristverträgen) gebucht haben und diese kurzfristig zur Optimierung ihres Portfolios nutzen können, um Preisunterschiede zwischen Handelspunkten auszunützen. Für alle Händler, die keine Kapazität buchen können, besteht auch keine Möglichkeit, diese Preisunterschiede uneingeschränkt zu ihren Gunsten auszunützen.

2008 konnten Verbesserungen für die Transparenz am Sekundärmarkt erreicht werden. Aufgrund der 2008 eingeleiteten Verfahren gegen einige Transportkunden, die ihre ungenutzte kommittierte Transportkapazität nicht über die zentrale Handelsplattform Dritten angeboten haben, kam es zu einer vermehrten Nutzung der Plattform. Im Rahmen des Ende



2008 gestarteten Marktregelprozesses wird 2009 an einer Verbesserung der Verfahren für den Handel mit Transportkapazitäten diskutiert. Neben dem Bulletin Board könnte auch ein Auktionsverfahren für Sekundärmarktkapazität von OMV Gas GmbH als Betreiberin der zentralen Handelsplattform eingerichtet werden.

Seit der vollständigen Liberalisierung der österreichischen Gasmärkte im Oktober 2002 wurden die Netztarife für den Inlandtransport 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, und gleichzeitig wird durch die Einführung des Investitions- und Betriebskostenfaktors die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleistet.

Gasspeicherzugang

Über 90 % der Speicherkapazitäten sind langfristig gebucht, daher sind nur geringe Kapazitäten für neue Anbieter frei. Obwohl vier Speicherunternehmen Speicherprodukte vermarkten, bestehen für Nachfrager nach Speicherkapazitäten, die diese für die Belieferung von Kunden in der Regelzone (RZ) Ost nutzen möchten, nur eingeschränkte Möglichkeiten zur Verfügung: Der Speicher Haidach kann nicht direkt für die Einspeisung in die RZ Ost genutzt werden. RAG hatte 2008 und 2009 keine Speicherkapazitäten frei. Ungebündelte Speicherprodukte für die RZ Ost, die eine Optimierung der Speichernutzung ermöglichen, bietet nur OMV Gas an. Dazu kommt, dass bei der Entwicklung neuer Speicherkapazitäten RAG und OMV Gas den Vorteil haben, dass sie Speicherlizenzen für ehemalige Gasfelder besitzen, deren Umwidmung zu Speichern deutlich kostengünstiger ist als z. B. die Entwicklung von Kavernenspeichern. Damit ist der Markteintritt weiterer unabhängiger Speicherunternehmen unwahrscheinlich.

**Nur geringe Speicher-
kapazitäten frei**

Nicht jeder Regulierungsansatz bewährt sich auch in der Praxis.

Das dritte Paket der Gasmarktliberalisierung sieht vor, dass Regulierungsbehörden Kriterien entwickeln, anhand derer bewertet wird, ob die Speichermärkte wettbewerblich oder monopolistisch strukturiert sind und daher entweder verhandelter bzw. regulierter Speicherzugang erfolgen sollte. Dies wird bei den vorliegenden Marktgegebenheiten zu prüfen sein. Ein Vergleich mit der Regulierung des Speicherzugangs in anderen EU-Staaten zeigt, dass sehr viele verschiedene Regulierungsansätze, zum Teil auch innerhalb der Länder, zu finden sind. Dabei wird deutlich, dass die vollständige Regulierung des Speicherzugangs durch die Regulierungsbehörden nicht in jedem Fall zu einem besseren Zugang zu Speichern geführt hat. Dazu kommt die Bedeutung der österreichischen Speicher für die Versorgungssicherung in Krisenfällen, wie die Gasliefereinkürzungen im Jänner 2009 gezeigt haben. Die Weiterentwicklung der Regulierung des Speicherzugangs wird diese Aspekte berücksichtigen müssen.

Regulierung und Erfolge auf dem Strommarkt

Regulierungsrahmen für den österreichischen Strommarkt

STROMÜBERTRAGUNG – GRENZÜBERSCHREITENDE KAPAZITÄTEN UND ENGPASSMANAGEMENT-MECHANISMEN

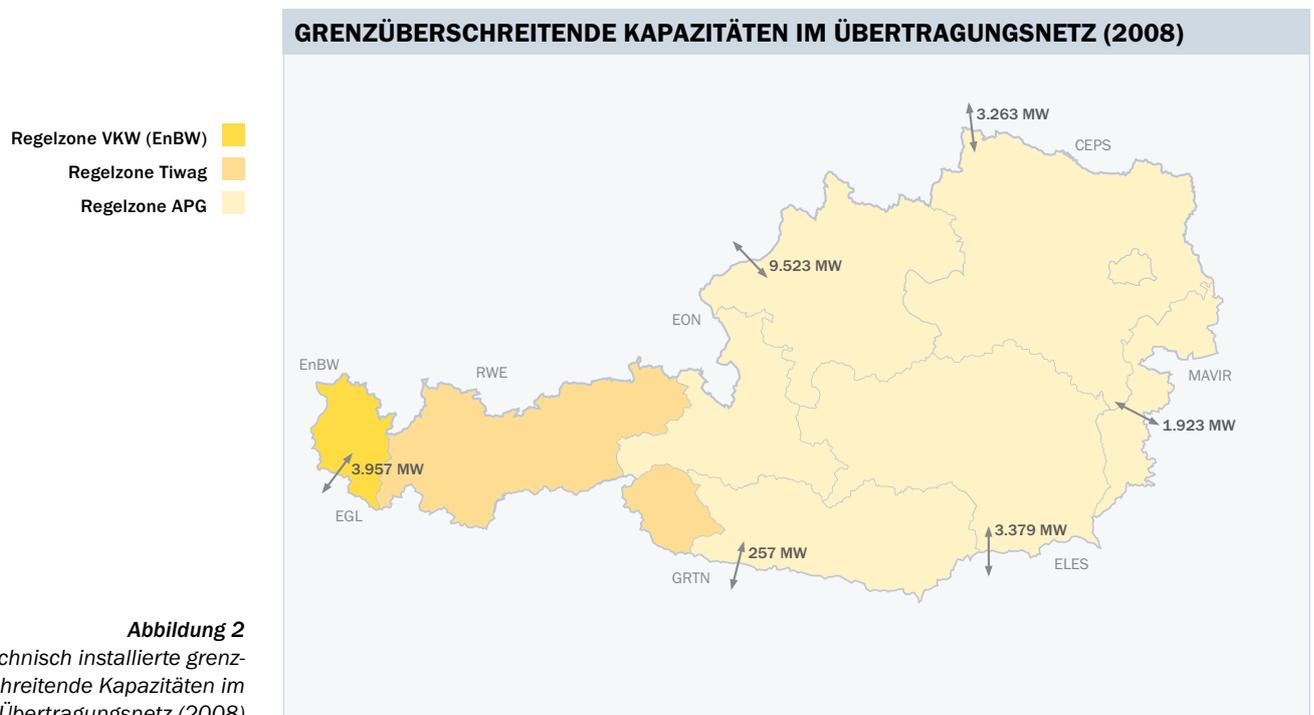


Abbildung 2
Technisch installierte grenzüberschreitende Kapazitäten im Übertragungsnetz (2008)

Quelle: E-Control

Abbildung 2 zeigt die technischen Übertragungsnetzkapazitäten (thermische Übertragungsgrenzen der Grenzüberschreitenden Leitungen, dargestellt in MW für den Fall der reinen Wirklastübertragung) an den Grenzübergabestellen zwischen dem österreichischen Übertragungsnetz und den angrenzenden Netzen. Die wichtigste Veränderung seit dem Jahr 2007 ist die Erhöhung der grenzüberschreitenden Kapazität zwischen den Regelzonen APG und CEPS durch die Inbetriebnahme des zweiten 380-kV-Leitungssystems im Spätherbst 2008.

Die Engpasssituationen zu den benachbarten Märkten haben sich für Österreich 2008 im Vergleich zu 2007 nicht wesentlich verändert. Die bestehenden 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 (im Unterschied zu technischen Übertragungsnetzkapazitäten stehen die verfügbaren Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung) wurden zu Tschechien und Ungarn in den jeweils bevorzugten Handelsrichtungen erhöht (2008-Werte im Vergleich zu 2007-Werten), an den anderen Grenzen sind sie weitgehend unverändert geblieben. Für die Schweizer Grenze erfolgt die Ermittlung der verfügbaren Kapazitäten auf Schweizer Seite, aus österreichischer Sicht bestehen keine Engpässe.

Im Sinne der Verordnung (EG) 1228/2003 und der Engpassmanagement-Leitlinien 2006/770/EG sind noch weitreichendere Schritte zur Verbesserung der Engpassmanagementmechanismen in allen Regionen Europas erforderlich und werden auch zum Teil in den spezifischen Projekten entwickelt: in der Region Central Eastern Europe (CEE), wo die E-Control „Lead Regulator“ ist, sowie auch in Central Southern Europe (CSE) und Central Western Europe (CWE), wo Österreich teilnimmt bzw. Beobachterstatus hat:

- > Verwendung eines gemeinsamen Netzmodells, in dem auch die angrenzenden Übertragungsnetze zu einer Region entsprechend abgebildet sind,
- > regionenweit gemeinsame und einheitliche Vergaben und einheitliche Kontaktstellen und Vertragsbedingungen für Marktteilnehmer,
- > lastflussbasiertes Kapazitätsvergabeverfahren als Grundlage der Kapazitätsvergabe, um Koordination, Betriebssicherheit und Gesamtwohlfahrt³ aus Kapazitätsvergaben zu erhöhen.

Ein wesentlicher Meilenstein für die regionale Marktintegration und koordinierte Kapazitätsvergabe in der Region CEE (Grenzübergabestellen zu Tschechien, Ungarn, Slowenien) ist durch die Gründung des ersten europäischen Kapazitätsvergabebüros (CEE Central Auction Office, gegründet im Juli 2008 in Freising bei München, von allen CEE RZF) erreicht worden. Durch dessen Etablierung sind auch die gesetzlich erforderlichen Funktionen zur lastflussbasierten Kapazitätsberechnung und Vergabe im Jahr 2009 umgesetzt worden, so dass nach aktuellem Projektplan mit dem neuen System basierend auf Lastflusskapazitätsberechnung bis Anfang 2010 zu rechnen ist.

³ Eine von der Beratungsfirma Consentec in der CEE Region durchgeführte Studie kommt zum Schluss, dass die lastflussbasierte Kapazitätsverrechnung als Grundlage der Kapazitätsvergabe optimale Wohlfahrtsergebnisse erreicht (d. h. die niedrigsten Kosten für die Endkunden), www.ergeg.org

Sanktionen kein probates Mittel.

Obwohl wichtige Fortschritte in der regionalen Marktintegration erreicht werden könnten, erweisen sich die regionale Entscheidungsfindung und – noch wichtiger – mögliche Sanktionen bei Nichteinhaltung der rechtlichen Vorgaben aus der Verordnung (EG) 1228/2003 gegenüber den Parteien außerhalb des österreichischen Staatsgebietes als sehr komplex und teilweise kaum umsetzbar. Es wird erwartet, dass durch Vorgaben des Dritten Legislativen Pakets für den europäischen Energiebinnenmarkt einige Verbesserungen in diesen Bereichen geschaffen werden, jedoch wird nach wie vor die Koordination und Kooperation zwischen den RZF und Regulierungsbehörden entscheidenden Einfluss auf die aktuelle Marktintegration haben.

**380-kV-Steiermarkleitung in
Betrieb genommen**

Durch die in Österreich zuletzt getätigten Netzinvestitionen, die konkret zur Verbesserung der Netzbetriebssicherheit, aber auch zur stärkeren Marktintegration beitragen, konnte Ende 2008 die grenzüberschreitende Verbindung zu Tschechien mit einem zweiten 380-kV-Leitungssystem verstärkt und – im Juni 2009 – das Projekt 380-kV-Steiermarkleitung mit der erfolgreichen Inbetriebnahme beendet werden. Dadurch konnte in Einklang mit Art. 1.7 der Engpassmanagementleitlinien eine intern bestehende Engpasssituation langfristig behoben werden.

Die Investitionen in die Steiermarkleitung erfolgten teilweise aus Erlösen aus den Auktionen der grenzüberschreitenden Kapazitäten. Damit wird den Vorgaben von Art. 6 der Verordnung (EC) 1228/2003 betreffend die Verwendung der Auktionserlöse gefolgt. Dort ist vorgesehen, dass diese Erlöse für die Gewährleistung der Verfügbarkeit bestehender Kapazitäten (z.B. durch Kraftwerksredispatch), die Schaffung neuer Kapazitäten (z.B. Ausbau von Leitungsinfrastruktur) oder zur Reduktion von Netztarifen verwendet werden dürfen. Im Jahr 2008 betrugen die Erlöse an den österreichischen Grenzen insgesamt etwa 66 Mio. €. 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.

In *Tabelle 3* sind die in der Jahreskapazitätsvergabe für 2009 vergebenen grenzüberschreitenden Kapazitäten dargestellt (www.auction-office.at).

Es ist zu erwarten, dass durch die erwähnte Inbetriebnahme der 380-kV-Steiermarkleitung und Verstärkungen der grenzüberschreitenden Leitungen die verfügbaren Kapazitäten an den Grenzen im Osten Österreichs erhöht werden können.



| NETZKAPAZITÄT 2009 | |
|---------------------------|--------------------------------|
| CZ > AT | 200 MW |
| AT > CZ | 300 MW |
| AT > HU | 300 MW |
| HU > AT | 150 MW |
| AT > SLO | (kein Engpass SLO > AT) 290 MW |
| AT > ITA | (kein Engpass ITA > AT) 182 MW |
| CH > AT | 450 MW |
| AT > CH | 130 MW |

Tabelle 3
 Netzkapazität, die für das Jahr 2009 auf Jahresbasis markt-basiert vergeben wurde

ÜBERTRAGUNG UND VERTEILUNG

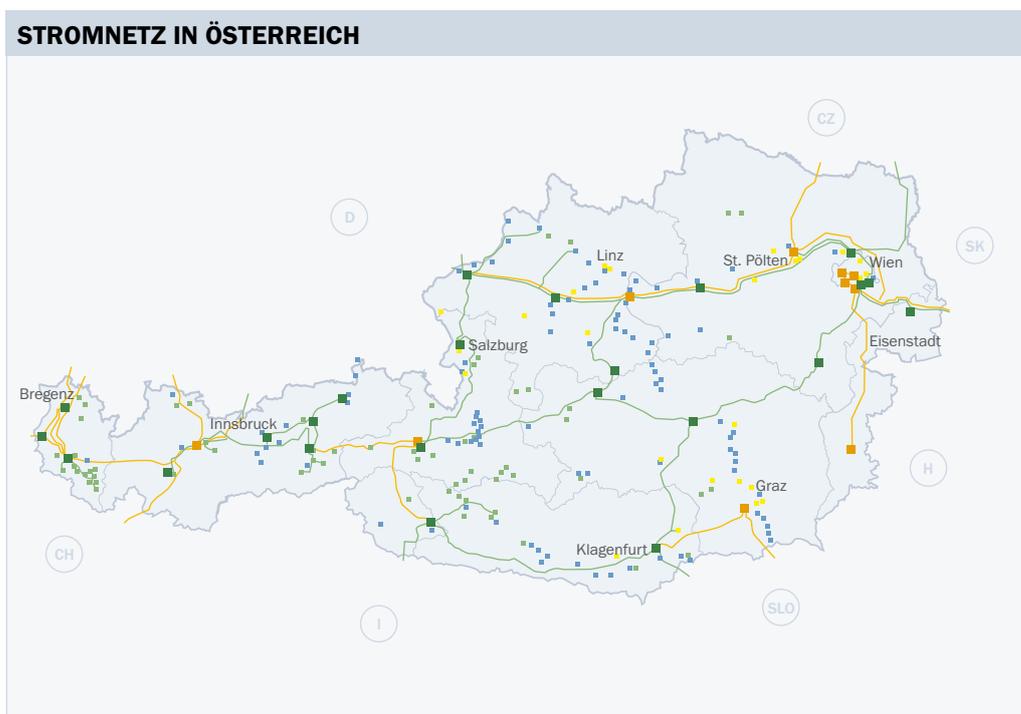
Übersicht über das Stromnetz

Ende 2006 betrug die gesamte Leitungslänge des österreichischen Stromnetzes 17.335 km, davon 96,4% Freileitungen und 3,6% Kabelleitungen (Tabelle 4). Den größten Anteil an den Höchstspannungsleitungen hält die Verbund-Austrian Power Grid AG (APG) mit 84% der 220- und 380-kV-Leitungen. Im Jahr 2009 soll ein Teil des fehlenden Lückenschlusses des geplanten 380-kV-Ringes in Ostösterreich fertig gestellt werden, wodurch etwa 100 km zusätzliche 380-kV-Länge hinzukommen werden. 2008 gab es drei Übertragungsnetzbetreiber (neben APG auch TIWAG Netz AG und VKW Netz AG) und ca. 130 Verteilnetzbetreiber.

| ÜBERSICHT ÜBER DAS ÖSTERREICHISCHE STROMNETZ | |
|---|----------------|
| Spannungsebenen | 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 | 205.951 |

Tabelle 4
 Übersicht über die System-längen des österreichischen Übertragungsnetzes, Stand 31. 12. 2006

Quelle: E-Control



Quelle: E-Control

Regulierung des Stromnetzes

Per 1. Jänner 2009 wurden im Rahmen des Anreizregulierungssystems die Netztarife angepasst (Abbildung 4). Die Netzentgeltanpassung (Netznutzung und Netzverlust) führte insgesamt zu einer Kostenreduktion bei den Endverbrauchern von 6,8 Mio. Euro. Insgesamt konnte seit der Einführung der Liberalisierung bei den Endverbrauchern eine Kostenreduktion von rund 500 Mio. Euro realisiert werden.

Im Jahr 2005 wurde von der Energie-Control GmbH (E-Control) und dem Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) eine gemeinsame Absichtserklärung darüber getroffen, wie die Regulierung der Netznutzungstarife für Verteilnetzbetreiber ab 1. 1. 2006 in Form eines mehrjährigen Regulierungssystems (Anreizregulierung) mit einer Gesamtdauer von acht Jahren durchgeführt werden soll. Aufbauend auf den Grundsätzen und Parametern der 1. Regulierungsperiode (1. 1. 2006 bis 31. 12. 2009) wurden die Rahmenbedingungen in vielen Gesprächen mit der Branche ergänzt und aktualisiert. Für die zweite Regulierungsperiode wurden somit alle Vorkehrungen getroffen.



Ein Anreizregulierungssystem, das dem Markt folgt.

Das Anreizregulierungssystem berücksichtigt ab 1. 1. 2010 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,
- > einen Investitions- und Betriebskostenfaktor und
- > die Veränderung des Netzbetreiberpreisindex.

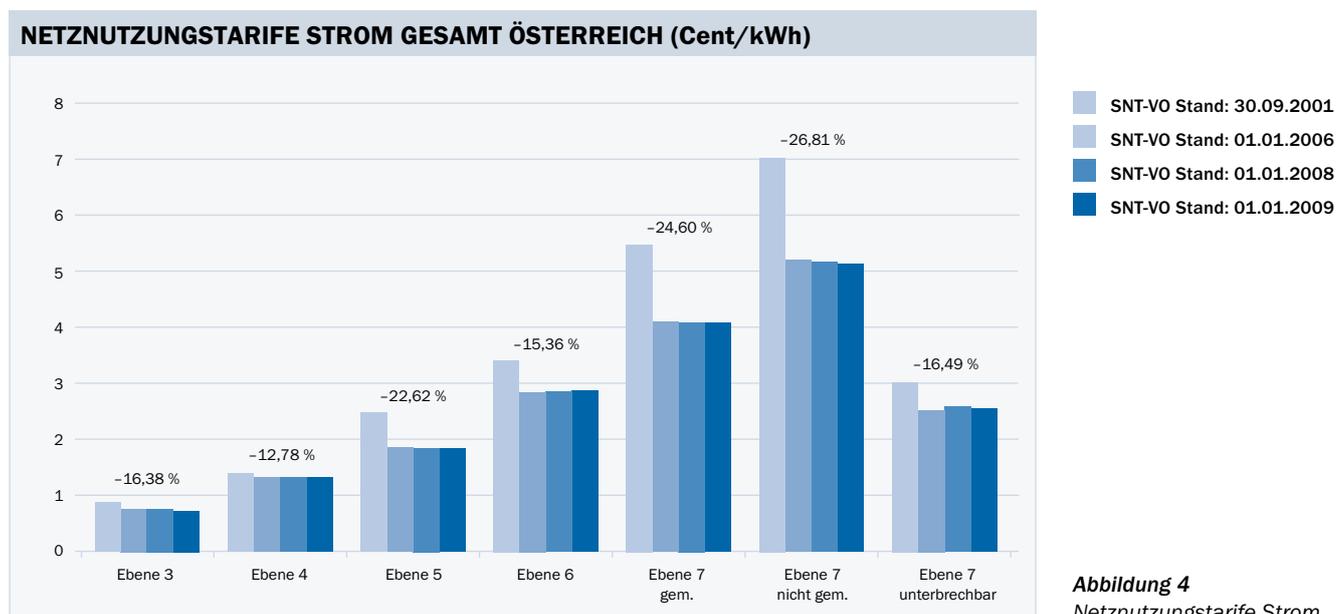


Abbildung 4
Netznutzungstarife Strom

Quelle: E-Control

Um die Kostenbasis von der 1. Regulierungsperiode in die zweite Regulierungsperiode überzuführen, wurde ein „Carry-over“-Mechanismus entwickelt, welcher die aktuellen Rahmenbedingungen, wie beispielsweise das Zinsniveau oder das aktualisierte Anlagevermögen, berücksichtigt. Grundsätzlich werden die erzielten Effizienzgewinne der Netzbetreiber am Ende der zweiten Regulierungsperiode zu 50 % zwischen den Netzkunden und den Netzbetreibern aufgeteilt. Für die Tarifierung mit 1. 1. 2010 werden aber bereits 25 % der nunmehr festzustellenden Effizienzsteigerungen auf Basis der Kosten des Geschäftsjahres 2008 den Netzkunden zugute kommen.

Als wichtigste Weiterentwicklung der Regulierungssystematik kann der Investitions- und Betriebskostenfaktor hervorgehoben werden, welcher nunmehr ausgehend von der tatsächlichen Entwicklung der Kapitalkosten ermittelt wird. Um ausschließlich notwendige Investitionen zu fördern und entsprechende Anreize für die Durchführung von Investitionen zu gewährleisten, kann der Investitionsfaktor auch einen negativen Wert annehmen. Somit können etwaige Unschärfen des Mengen-Kosten-Faktors eliminiert und ein höchstmögliches Maß an Investitionssicherheit für die Netzbetreiber erreicht werden. Einerseits werden somit den Netzbetreibern die notwendigen und angemessenen Investitionen abgegolten und andererseits profitieren die Netzkunden, da sie tatsächlich durchgeführte Investitionen zu tragen haben.

Für die Stromübertragungsnetzbetreiber gilt weiterhin eine Kosten-plus-Regulierung mit jährlichen Tarif- und Kostenprüfungen.

Ausblick

Die zukünftigen Tarif- und Kostenprüfungen werden besonders durch hohe Investitionen in das Übertragungsnetz und durch die voraussichtlich geringeren Abgabemengen im Jahr 2009 gekennzeichnet sein.

EFFEKTIVE ENTFLECHTUNG IM STROMBEREICH

Rechtliche Grundlagen

Die Kompetenz zur Überwachung der Einhaltung des Gleichbehandlungsprogramms im Elektrizitätsbereich kommt den Ländern zu (§ 26 Abs 3 Z 4 EIWOG); Berichtspflichten der betroffenen Unternehmen bestehen gegenüber den Landesbehörden und gegenüber der E-Control. Die Landesbehörden haben der E-Control jährlich einen zusammenfassenden Bericht über die im Rahmen der Gleichbehandlungsprogramme der Netzbetreiber getroffenen Maßnahmen zu übermitteln.

Berichte der Landesbehörden an die E-Control

Manche Gleichbehandlungsberichte fehlen noch

Von den neun Landesregierungen haben zu Redaktionsschluss noch nicht alle die Gleichbehandlungsberichte übermittelt. Inhaltlich ist zu den Berichten Folgendes anzumerken:

Die Überwachung der Einhaltung des Gleichbehandlungsprogramms 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 wird – so weit bekannt – weitgehend verzichtet.



Ressourcenausstattung und wirtschaftliche Leistungserbringung

Gemäß den Interpreting Notes⁴ der EU-Kommission müssen die Netzbetreiber über ausreichende Humanressourcen 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.

Der Mitarbeiterstand der neuen im Zuge des Legal Unbundling gegründeten Netzgesellschaften beträgt zwischen 10 und 40 Mitarbeitern. Lediglich zwei Unternehmen haben alle der im integrierten Unternehmen dem Stromnetzbereich zugeordneten Mitarbeiterressourcen in die Netzgesellschaft übertragen.

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 und einige andere strategische Aufgabenbereiche.

Anregungen und Ausblick

Die österreichischen Unternehmen haben die Entflechtung entsprechend den wenig konkreten und wenig ambitionierten gesetzlichen Vorgaben in der Mehrzahl formell umgesetzt. Die Unternehmen haben den gesetzlichen Interpretationsspielraum weitestgehend genützt, 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.

**Unbundling wenig
ambitioniert umgesetzt**

⁴Vermerk der GD Tren 2003/54/EG und 003/55/EG über den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt (16. Jänner 2004)

**Gesamte Versorgung –
Kalenderjahr 2008**

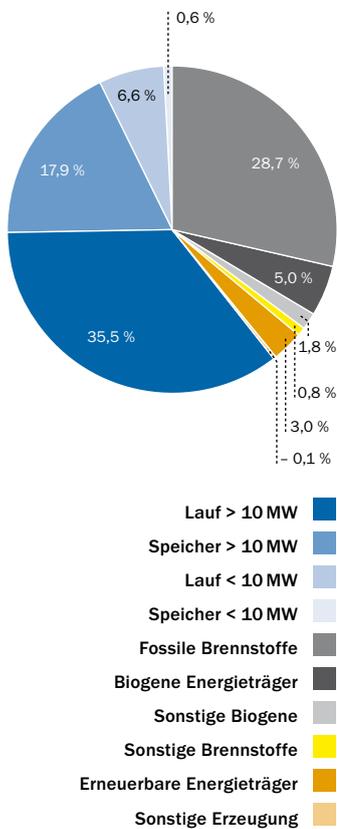


Abbildung 5
Österreichische Strom-
produktion 2008
(Stand 31. 12. 2008)

Quelle: E-Control

Entwicklung des Wettbewerbs im österreichischen Strommarkt

AUFBRINGUNG UND VERWENDUNG

Stromerzeugung

In *Abbildung 5* ist der Erzeugungsmix für das Jahr 2008 ausgewiesen. Insgesamt wurden 67.046 GWh produziert. Rd. 60% der Erzeugung stammt aus Wasserkraftwerken, d.h. Lauf- und Speicherkraftwerken sowie den in der Kleinerzeugung enthaltenen Kleinwasserkraftwerken (< 10 MW). Nach der Wasserkraft ist Erdgas der wichtigste Primärenergieträger in der Stromerzeugung mit rd. 17%. Der Anteil der elektrischen Energie aus Steinkohle und Kohlederivaten an der Gesamterzeugung beträgt rd. 10%.

Der Anteil regenerativer Energieträger (inkl. Wasserkraft) an der Gesamterzeugung im Jahr 2008 betrug rd. 71%. Rd. 29% der Gesamterzeugung stammt aus fossilen Energieträgern. Der Anteil der geförderten erneuerbaren Energieträger beträgt 5.440 GWh (5.757 GWh im Jahr 2007) oder 8,1% der Produktion des Jahres 2008 (u. a. Photovoltaik, Wind, Biomasse, Biogas und Kleinwasserkraft). Dieser Wert ist leicht niedriger als im Jahr 2007, da sich die Gesamtproduktion (vor allem der Großwasserkraft) um beinahe 3 TWh gegenüber 2007 erhöht hat (67.040 GWh im Jahr 2008 gegenüber 64.283 GWh im Jahr 2007).

Ökostromerzeugung

In den Jahren 2003 bis 2008 war ein starkes Mengenwachstum der sonstigen Ökostromtechnologien gegeben (*Abbildung 6*).

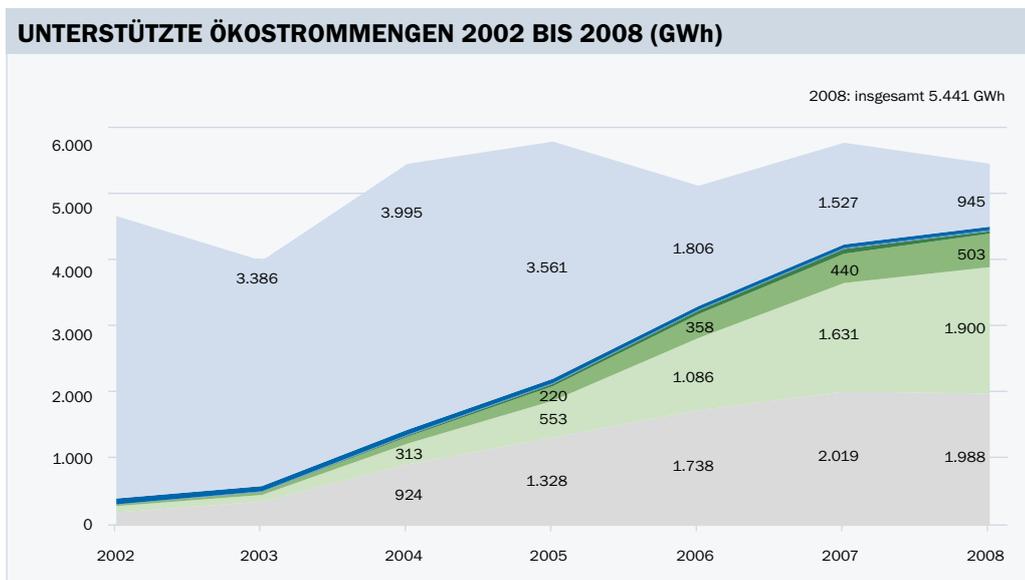
Im Gegensatz dazu schwanken die Mengen an von der OeMAG abgenommener Kleinwasserkraft stark und gehen seit 2004 jährlich zurück, da viele Kleinwasserkraftbetreiber aufgrund des steigenden Marktpreises das Einspeisetarifsystem verlassen und ihren Strom auf dem freien Markt verkaufen.

Im Jahr 2008 wurden in Österreich 945 GWh Strom aus unterstützter Kleinwasserkraft und 4.496 GWh aus gefördertem, sonstigem Ökostrom eingespeist. Die Rohstoffpreissteigerungen für Biomasse- und Biogasanlagen im Jahr 2008 haben dazu geführt, dass rund ein Drittel der genehmigten Anlagen dieser Technologien nicht errichtet wurde. Seit Ende 2008 sind allerdings die Rohstoffpreise für Biogasanlagen stark gesunken. Für das Jahr 2009 werden rund 4.722 GWh an sonstigem gefördertem Ökostrom prognostiziert.

Der Anteil des geförderten Ökostroms (exklusive Wasserkraft) an der Stromversorgung über öffentliche Netze (55,4 TWh) ist im Jahr 2008 auf 8,1% angestiegen, nach 7,7% im Jahr 2007. Windkraft hatte mit 3,6% dabei den größten Anteil, vor geförderter Stromerzeugung aus fester Biomasse mit 3,4% und Biogas mit 0,9%. In Summe wurden 4,5 Milliarden kWh (4,5 TWh) nach dem Einspeisetarif-Förderungssystem gemäß Ökostromgesetz unterstützt, zuzüglich 0,9 Milliarden kWh (0,9 TWh) aus Kleinwasserkraftanlagen.



UNTERSTÜTZTE ÖKOSTROMMENGEN 2002 BIS 2008 (GWh)

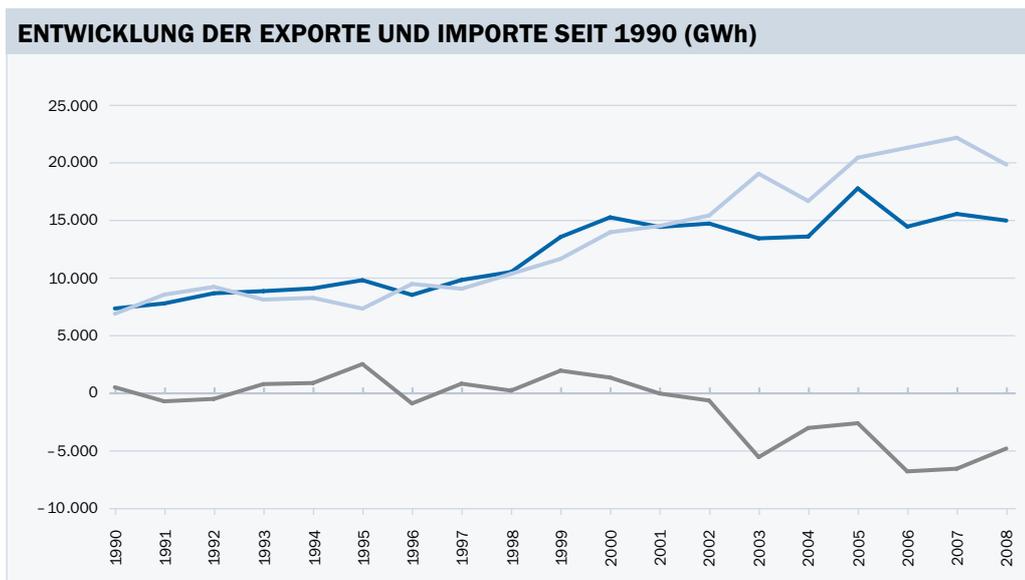


- Kleinwasserkraft - OeMAG
- Anderer unterstützter Ökostrom
- Photovoltaik
- Biomasse flüssig
- Biogas
- Biomasse fest
- Windkraft

Abbildung 6
Unterstützte Ökostrommengen von 2002 bis 2008 nach Technologien

Quelle: E-Control, OeMAG

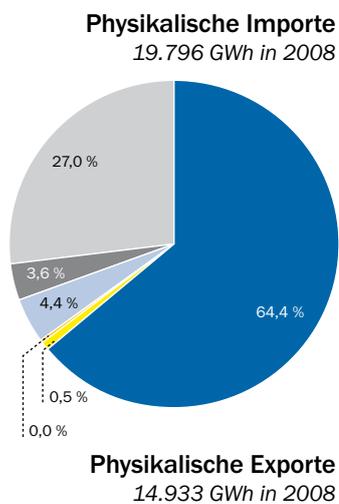
ENTWICKLUNG DER EXPORTE UND IMPORTE SEIT 1990 (GWh)



- physikalische Exporte
- physikalische Importe
- Exporte - Importe

Abbildung 7
Entwicklung der Stromimporte und -exporte seit 1990

Quelle: E-Control



Importe und Exporte

Der Austausch zwischen Österreich und den verbundenen Nachbarländern ist seit 1990 konstant gestiegen (Abbildung 7). 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 2008 leicht gesunken (um 9% bzw. 5%). Wichtigstes Herkunftsland ist Deutschland (knapp zwei Drittel aller Importe), wichtigstes Zielland die Schweiz (knapp 50% der Exporte). Die Nettoimporte (4.820 GWh entspricht -21% gegenüber 2007) trugen 2008 rund 7% zur Stromaufbringung in Österreich bei.

Stromverbrauch

Der gesamte Inlandsstromverbrauch (exklusive Pumpspeicher) hat in Österreich im Jahr 2008 im Vergleich zum Vorjahr leicht zugenommen (ca. 1,2%) und betrug insgesamt 68,6 TWh. Die höchste Gesamtlast, die gleichzeitig im österreichischen Stromnetz nachgefragt wurde, ist in den vergangenen Jahren konstant angestiegen. 2008 lag sie bei 9.955 MW.

GROSSHANDELSMARKT

Entwicklung der Strompreise

Die Entwicklung der Großhandelspreise am Strommarkt war im Jahr 2008 von dem hohen Preisniveau zur Jahresmitte und dem im Herbst einsetzenden Preisverfall gekennzeichnet. Verantwortlich dafür zeigten sich neben den hohen Primärenergieträgerpreisen für Kohle und Erdgas auch die gesamtwirtschaftliche Lage und die Entwicklung des Ölpreises. Obwohl generell Ölpreise und Strompreise in keinem direkten kausalen Zusammenhang stehen, da Öl in der Produktion von Strom relativ unbedeutend ist, so ist der Ölpreis als volkswirtschaftlicher und energiewirtschaftlicher Leitpreis dennoch von großer Bedeutung. Insofern spiegelt die preisliche Situation am Stromgroßhandelsmarkt im Jahr 2008 den Preisanstieg und die Volatilität des Ölpreises wider.

Die Strompreise für Spot- und Futureskontrakte in Österreich⁵ sowie in Deutschland erreichten im Sommer ihren Höhepunkt (Abbildung 10). Der Jahreshöchstwert am Spotmarkt (Base) der EXAA wurde allerdings noch am 9. Oktober mit 119,00 €/MWh verzeichnet. Im Jahresschnitt lag der Basepreis bei 72,92 €/MWh, während der Futureskontrakt 2008 in der Handelsperiode 2006 - 2007 durchschnittlich bei 55,34 €/MWh lag. Der Spread zwischen Futureskontrakt und Spotmarkt lag im Jahr 2008 demnach bei 17,58 €/MWh. Es war somit günstiger, den Jahresbedarf an Stromlieferungen im Voraus abzudecken.



Abbildung 8

Physikalische Im- und Exporte

Quelle: E-Control

⁵Die österreichische Strombörse EXAA bietet keine Terminprodukte an.



AUFBRINGUNG UND VERWENDUNG 2008 (GWh)

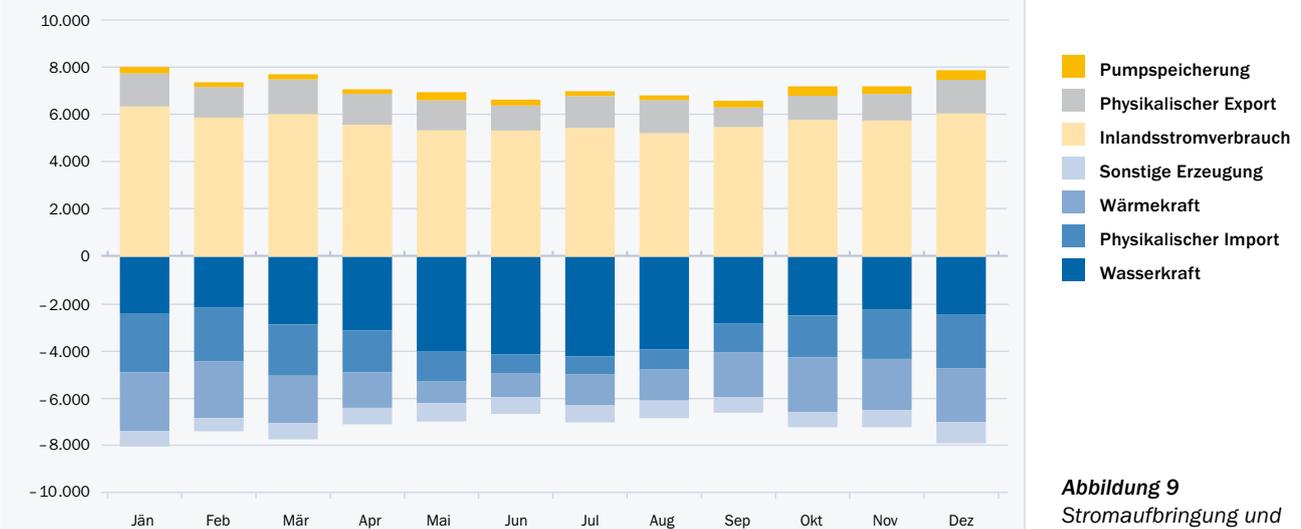


Abbildung 9
Stromaufbringung und -verwendung 2008

Quelle: E-Control

STROM GROSSHANDELSPREISE 2008 (FUTURES VS. SPOT) (Euro/MWh)

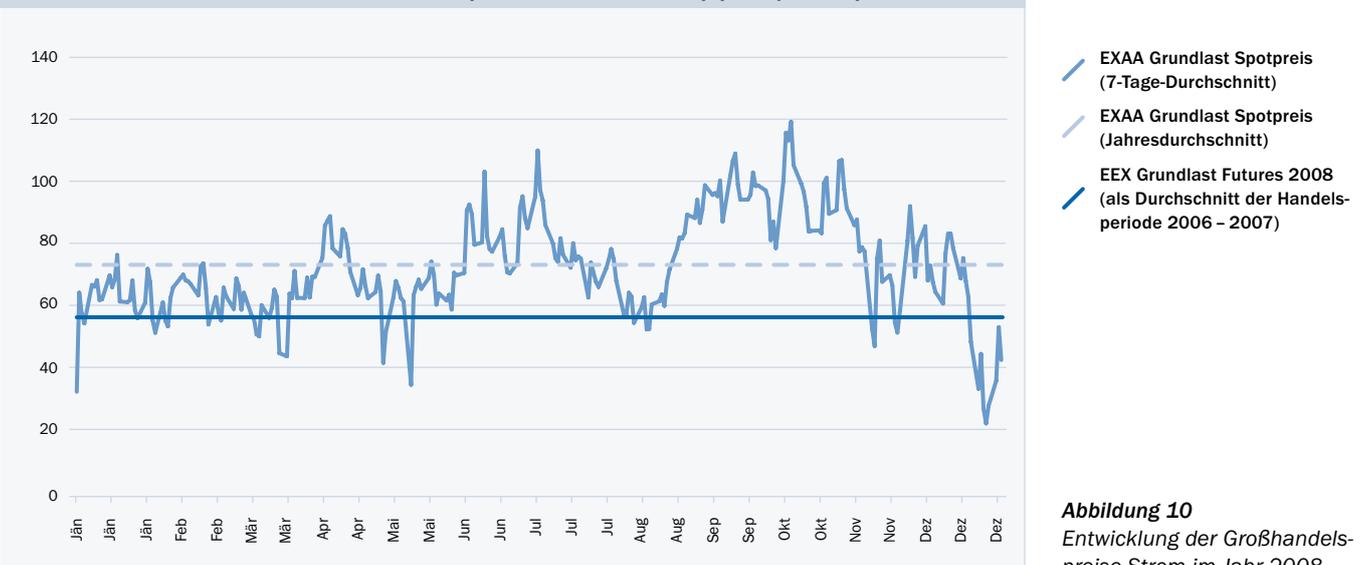


Abbildung 10
Entwicklung der Großhandelspreise Strom im Jahr 2008

Quelle: EEX, eigene Berechnungen

Der Ölpreis gibt die Richtung vor.

Die wichtige Rolle der Primärenergieträger und der CO₂-Zertifikate für die Preisbildung am Stromgroßhandelsmarkt wird auch aus *Abbildung 12* ersichtlich. Alle fünf Zeitreihen erreichen ihren Maximalwert im Sommer 2008, letztendlich bedingt durch entsprechende Ölpreise. Obwohl die verschiedenen Einheiten, ohne Annahmen bezüglich des Brennwertes, keinen direkten Vergleich zulassen, ist die Entwicklung des Verhältnisses besonders interessant. Wenn angenommen wird, dass die Qualität der Produkte (die an der Börse gesetzlich geregelt ist) sich nicht verändert hat, ist ersichtlich, dass der Spread Strom (Base) zu Kohle im Sommer gestiegen ist. Im Prinzip verdeutlicht dies, dass zu Zeiten von sehr hohen Kohlepreisen Erzeuger auf andere, im Verhältnis dazu billigere, Technologien umgestiegen sind und Kohle an Bedeutung als Grenzkostentechnologie der Merit Order kurzfristig eingebüßt hat.

Entwicklung der gehandelten Strommengen

Die österreichische Strombörse EXAA verzeichnete trotz der Steigerung der Handelsteilnehmer von 40 im Jahr 2007 auf 48 im Jahr 2008 einen Volumentrückgang. Die Anzahl der registrierten Handelsteilnehmer für CO₂-Zertifikate stieg von 17 im Jahr 2007 auf 28 im Jahr 2008. Dabei handelt es sich überwiegend um ausländische Teilnehmer.

An der EXAA werden neben Stundenprodukten auch Blockprodukte mehrerer aufeinanderfolgender Stunden gehandelt. Die Handelsschritte und die Mindesthandelsmenge liegen jeweils bei 0,1 MWh. Die Produkte werden für die drei österreichischen Regelzonen und die deutschen Regelzonen der RWE und E.ON angeboten.

Börsenkrise schlägt auf Spotmarkt durch.

Das Handelsvolumen am Spotmarkt lag an der EXAA bei 1,77 TWh, gemessen am österreichischen Stromverbrauch entspricht dies rund 2,5% (*Abbildung 11*). Dies bedeutet einen Rückgang gegenüber dem Vorjahr von rund 26% und somit eine Verschlechterung der Liquidität. Allerdings mussten mit Ausnahme der APX die relevanten kontinentaleuropäischen Börsen einen Rückgang der gehandelten Spotmengen hinnehmen. Die deutsche Strombörse EEX verlor im Vergleichszeitraum 2007 sogar deutlich an Liquidität, wobei der Anteil des Börsenhandels am Bruttoverbrauch auf unter 20% (106,69 TWh) fiel.

Die Rolle der Börsen als Handelsplätze

Obwohl die Zahl der Marktteilnehmer am Stromspotmarkt der EXAA im Jahr 2008 bei 48 lag, hielten die fünf größten Händler im letzten Jahr (selling side) bei einem durchschnittlichen Marktanteil von zwischen 40 und 50 Prozent pro Monat. Bei der EEX liegt diese Zahl, sowohl im Spot- wie auch im Terminmarkt, konstant unter 10 Prozent (auf Tagesbasis). Für eine Börse ist die EXAA demnach extrem konzentriert, auch wenn gängige Konzentrationskennzahlen dies nicht immer (d. h. nicht jeden Monat) bestätigen. Dabei liefern diese Monatsdaten noch keinerlei Einblick in die eventuelle Dominanz von Erzeugern in einzelnen



Stunden. Da im Monatsschnitt Konzentrationskennzahlen wie CR5⁶ bei 50 Prozent liegen, kann vermutet werden, dass zumindest in manchen Stunden diese Zahl weit höher liegen könnte. Lediglich fünf österreichische Händler, e&t⁷, Energie AG, Linz Strom, Verbund und Stewag-Steg sind für alle EEX- und EXAA-Stromprodukte registrierte Handelsteilnehmer.

Selbst die sehr liquide deutsche Strombörse EEX setzt im OTC-Clearing Mengen in der dreifachen Größenordnung des tatsächlichen Börsehandels um. Als besonders kritisch wurde in der Vergangenheit⁸ die Möglichkeit der dominanten Erzeuger gesehen, Preise durch ihr Kaufverhalten künstlich hoch zu halten. Tritt ein Händler mit erheblichen Erzeugungskapazitäten an der Börse hauptsächlich als Käufer auf, liegt es nahe, dass Kapazitäten in erheblichem Maß OTC gehandelt werden, zu entsprechend höheren Preisen (wenn man davon ausgeht, dass die Börse als Preisbildungsinstrument für den OTC-Handel dient). Würde der gesamte Großhandel hauptsächlich über offizielle Handelsplätze, sprich Börsen, abgewickelt werden, dann wäre es schwieriger für dominante Erzeuger, solche Strategien zu verfolgen. Um die Transparenz am Großhandelsmarkt zu erhöhen, plant die EEX, Ende 2009 eine Internetplattform mit marktrelevanten Informationen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung zu stellen und damit den Informationsfluss zu erhöhen.

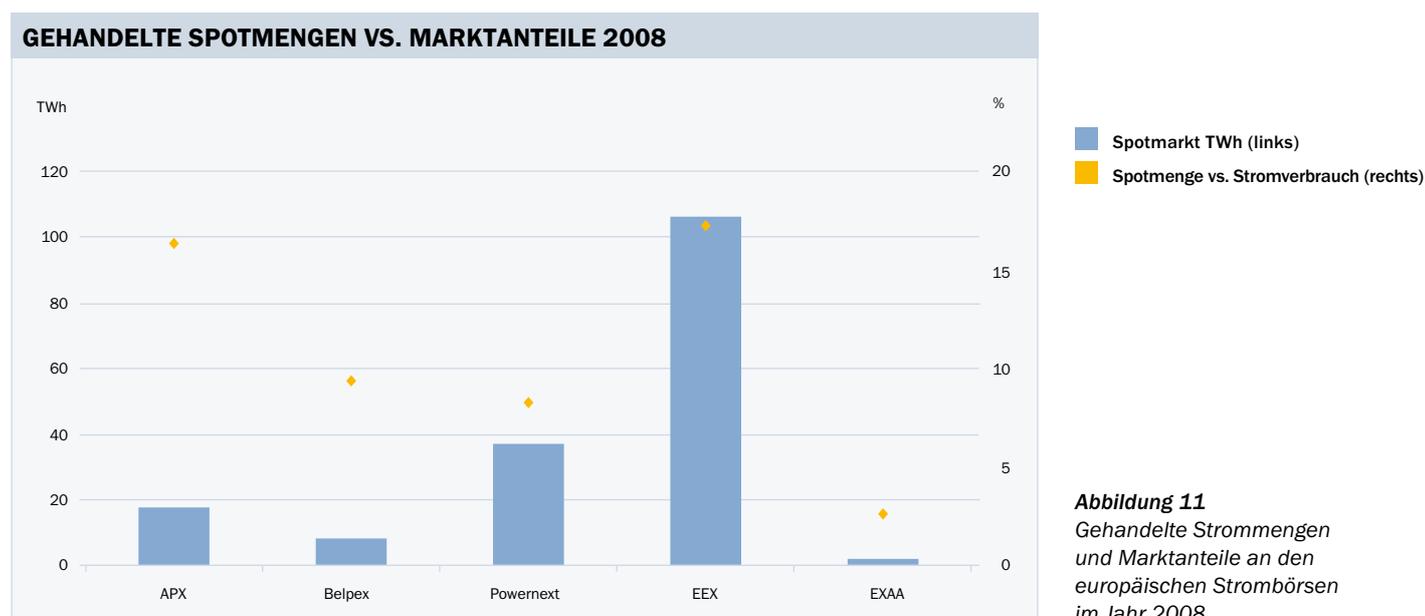


Abbildung 11
Gehandelte Strommengen und Marktanteile an den europäischen Strombörsen im Jahr 2008

Quelle: EEX, EXAA, IEA, APX, Belpex, Powernext

⁶ CR5, d. h. die 5-firm concentration ratio, sind die kumulierten Marktanteile der größten 5 Händler.

⁷ e&t ist die Handelsgesellschaft der Energie Allianz.

⁸ Vgl. Branchenuntersuchung der EU-Kommission (2007) 'Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005'

- EEX year-ahead Peak €/MWh (links) —
- EEX Kohle year-ahead €/t (links) —
- EEX year-ahead Base €/MWh (links) —
- TTF Gaspreis year-ahead €/MWh (rechts) —
- EEX CO₂ year-ahead €/t (rechts) —

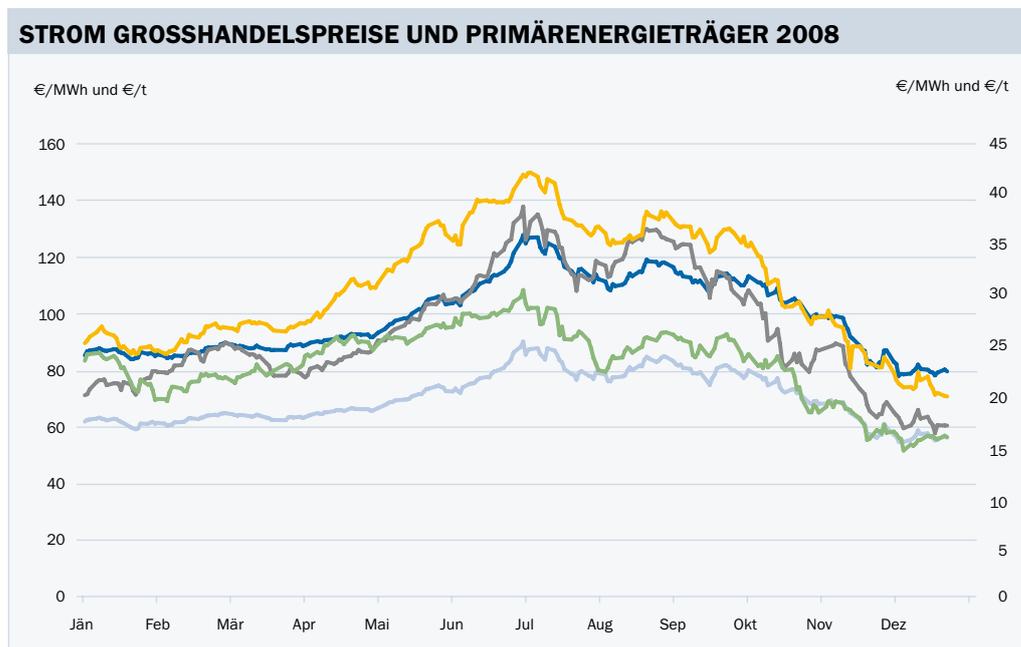


Abbildung 12
 Stromgroßhandelspreise
 und Preise von Primär-
 energieträgern 2008

Quelle: Energate, EEX

AUSGLEICHSENERGIEMARKT

Der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch erfolgt in Österreich im Zuge der Ein- oder Auspeisung von Ausgleichsenergie

- > durch die Primärregelenergie, wobei die Anpassungen in der Erzeugung innerhalb der ersten 30 Sekunden zu erfolgen hat,
- > durch die Sekundärregelenergie, wobei die Anpassung der Erzeugung innerhalb der ersten 5 Minuten zu erfolgen hat,
- > durch die Tertiärregelenergie oder „Minutenreserve“, wobei die Anpassung innerhalb der ersten 15 Minuten zu erfolgen hat,
- > durch ungewollten Austausch mit umliegenden Regelzonen im UCTE-Verbund, falls die Anpassung innerhalb der Regelzone nicht ausreichend/möglich ist.

Der österreichische Ausgleichsenergiemarkt ist geographisch in drei Regelzonen unterteilt. Tirol (TIWAG Netz AG) und Vorarlberg (VKW Netz AG) bilden jeweils eine eigene Regelzone,



welche innerhalb des UCTE-Verbunds dem deutschen Regelblock angehören. Das restliche Bundesgebiet bildet als Regelzone „Ost“ (oder auch APG-Zone) einen eigenständigen Regelblock im UCTE-Verbund.

Fahrplanübermittlung seit 2008 tagesaktuell.

Die Bilanzierung der Ausgleichsenergie in diesen Regelzonen erfolgt, im Gegensatz zu den meisten anderen Mitgliedstaaten, über unabhängige Verrechnungsstellen, die von den Regelzonenführern beauftragt werden. Für die Regelzone der APG ist dies die Austrian Power Clearing and Settlement AG (APCS), während die Ausgleichsenergie- und Bilanzgruppenmanagement AG (A&B) für Tirol und Vorarlberg zuständig ist.

Die Marktregeln für Ausgleichsenergie sind einerseits in den Sonstigen Marktregeln oder aber in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen der Verrechnungsstellen festgelegt. Die Marktregeln werden von der Regulierungsbehörde in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern erstellt, während die Geschäftsbedingungen der APCS und A&B von der Regulierungsbehörde genehmigt werden müssen.

Durch eine Anpassung der AGBs und der Sonstigen Marktregeln wurde im Jahr 2008 die Fahrplanübermittlung für externe sowie interne Fahrpläne auf die tägliche Übermittlung umgestellt. Die Übermittlung der Fahrpläne für den Energieaustausch innerhalb einer Regelzone muss bis spätestens 14.30 Uhr für den Folgetag bei der zuständigen Verrechnungsstelle erfolgen. Für den externen Austausch, d.h. mit benachbarten Regelzonen, müssen die Fahrpläne ebenfalls bis 14.30 Uhr des vorangehenden Tages der Lieferung bzw. des Bezugs an den Regelzonenführer übermittelt werden.

Die Intraday-Anpassungen für regelzonenüberschreitende Lieferungen können weiterhin mit einer Vorlaufzeit von 45 Minuten zu jeder vollen Stunde durchgeführt werden. Allerdings wurden im Jahr 2008 die Sonstigen Marktregeln dahingehend geändert, dass Intraday-Fahrpläne erst ab 18.00 Uhr dem Regelzonenführer übermittelt werden können.

Der Preis für das Ausgleichsenergieclearing wird auf 15-Minuten-Basis von den Verrechnungsstellen ermittelt und setzt sich aus vier Komponenten zusammen:

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

Abbildung 13 zeigt am Beispiel der Regelzone Ost die Zusammensetzung der Ausgleichsenergiekosten, d.h. Kosten minus Erlös, anhand dieser vier Komponenten. Die Kosten dieser Komponenten werden über eine festgelegte Preisformel auf die viertelstündlichen Ausgleichsenergiemengen umgelegt und den Bilanzgruppenverantwortlichen in Rechnung gestellt. Die Ausgleichsenergiekosten und das Ausgleichsenergieisiko sind von den Lieferanten bei der Festlegung der Energiepreise für Endkunden mit zu berücksichtigen. Es gibt jedoch keine Ausgleichsenergie-Kostenkomponenten, die direkt an Endkunden weiter verrechnet werden.

Der ungewollte Austausch im UCTE-Verbund wird über ein Kompensationsprogramm über die EXAA abgewickelt, während die Sekundärregelenergie derzeit auf Grund von bilateralen Verträgen mit einzelnen Kraftwerksbetreibern erbracht wird. Dabei werden im Nachhinein wöchentliche Auktionen zur Rücklieferung von Sekundärregelenergie an die Erzeuger ausgeschrieben. Es ist geplant, dieses System im Laufe des Jahres 2009 umzustellen.

Liquidität des Marktes muss gesichert sein.

Lediglich der Minutenreservemarkt untersteht mit der Merit Order List einem rein markt-basierten Ausschreibungssystem. Die Angebote werden dann entsprechend dieser MOL vom Regelzonenführer im Bedarfsfall abgerufen. Allerdings werden auch bei der Tertiärregel-

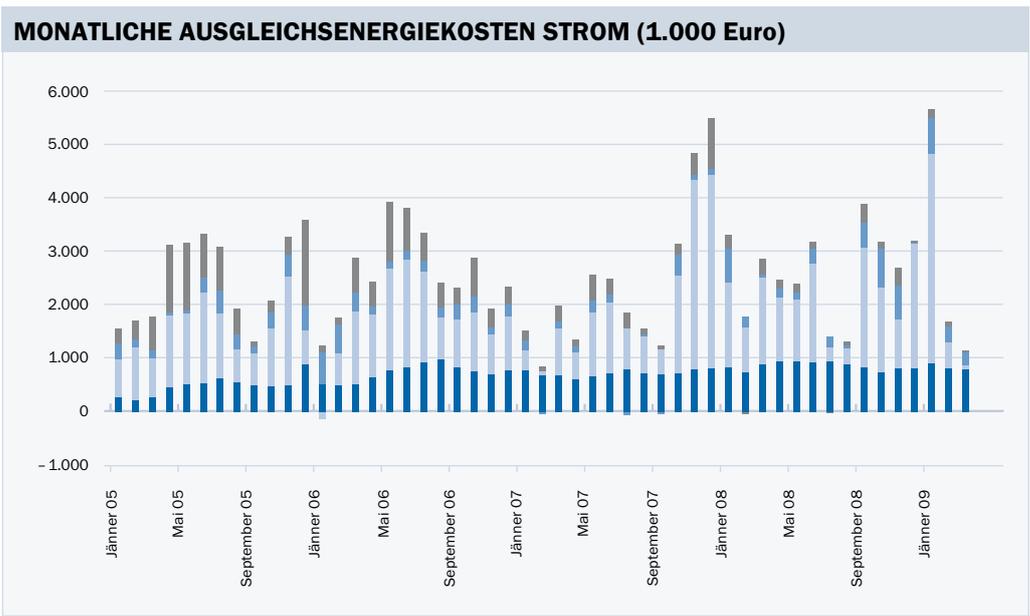


Abbildung 13
 Höhe und Zusammensetzung der
 Ausgleichsenergiekosten in der
 Regelzone APG

Quelle: APCS



energie die Ausschreibungen mit einer wöchentlichen Market Maker Auktion ergänzt, um die ausreichende Liquidität dieses Marktes sicherzustellen.

Die Gesamtkosten des Marktes (RZ-Ost) betragen 2008 31,5 Mio. Euro gegenüber 28,7 Mio. Euro im Jahr 2007. Vor allem die hohen Marktpreise haben sich auch hier niedergeschlagen und sowohl die Kosten, aber auch die Erlöse erhöht.

Das Problem des eingeschränkten Wettbewerbs aufgrund von mangelnder Liquidität wird durch die derzeitige geographische Einschränkung des Ausgleichsenergiemarktes mitbedingt. Bisher war es nicht möglich, für Anbieter anderer Regelzonen und UCTE-Mitgliedstaaten am österreichischen Regelenergiemarkt mitzubieten. Eine solche Ausweitung des Ausgleichsenergiemarktes im Bereich der Minutenreserven, aber mittelfristig auch der Sekundärregelenergie, wäre aber notwendig, um die Rahmenbedingungen für einen liquiden, marktbasiereten Ausgleichsenergiemarkt zu verbessern. Der österreichische Markt alleine dürfte nicht ausreichend Marktteilnehmer zur Verfügung stellen, um Marktmacht zu verhindern.

ENDKUNDENMARKT

Der gesamte Stromverbrauch betrug im Jahr 2008 68.635 GWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 1,2% angestiegen. Im Kalenderjahr 2008 wurden insgesamt 5,738 Mio. Zählpunkte Strom beliefert. Davon waren ca. 4 Mio. Zählpunkte von Haushaltskunden, 1,7 Mio. von sonstigen Kleinkunden (Gewerbe, Landwirtschaft, Unterbrechbare) und 29.000 lastganggemessene Endkunden (Industriekunden).

**5,7 Mio. Zählpunkte wurden
2008 mit Strom beliefert**

Grundsätzlich lässt sich der Endkundenmarkt in zwei Teilmärkte unterteilen, auf denen unterschiedliche Marktbedingungen vorhanden sind:

- > **Kleinkundenmarkt:** Haushalte und Kleinverbraucher, nicht leistungsgemessene Kunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100.000 kWh; Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh bis 1 GWh (leistungsgemessen)
- > **Großkundenmarkt:** leistungsgemessene Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 1 GWh

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; d. h., je Zählertyp ist ein einheitlicher Preis allen Netzkunden in Rechnung zu stellen.

Strompreisentwicklung – Kleinkundenmarkt

> Gesamtentwicklung

Die Entwicklung des Gesamtstrompreises von Haushaltskunden wird in *Abbildung 14* dargestellt. Nach einem Sinken der Strompreise zu Beginn der Liberalisierung sind die Preise seit Ende 2002 mit Ausnahme des 1. Halbjahrs 2005 gestiegen. Der Rückgang des Strom-VPI im 1. Halbjahr 2005 ist ausschließlich auf die Senkung der Netztarife durch die Regulierungsbehörde zurückzuführen. Von Jänner 2007 bis Oktober 2008 sind die Preise konstant geblieben, ab November 2008 ist ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen.

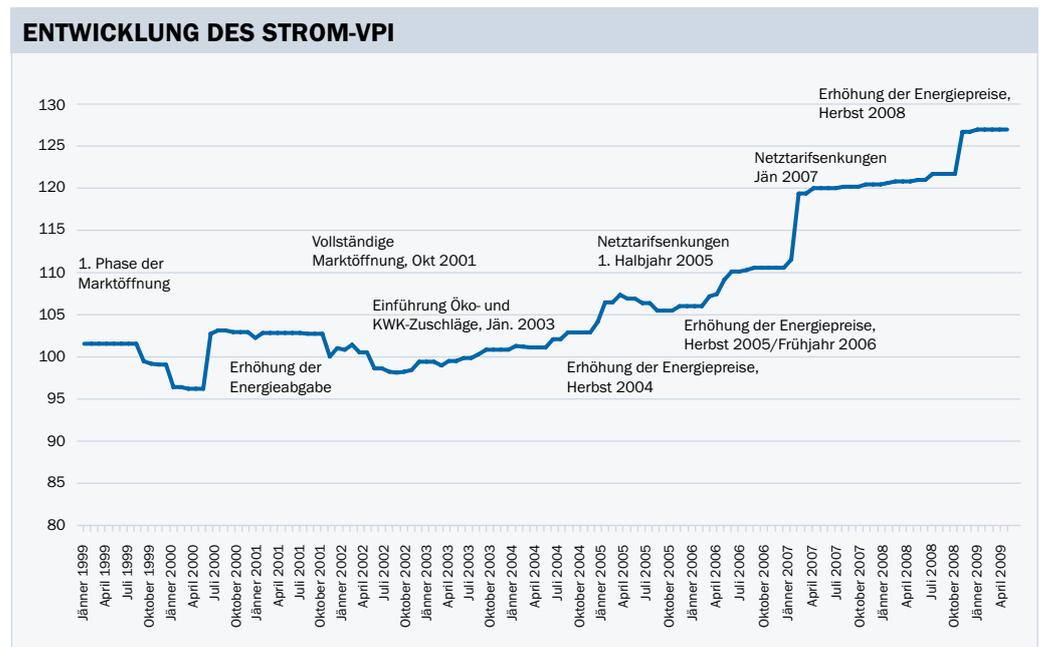


Abbildung 14
 Entwicklung des Strom-VPI
 (Gesamtpreis, Index Oktober
 2001=100)

Quelle: Statistik Austria, E-Control

Zu Beginn des Jahres 2009 hat die Regulierungsbehörde die Netztarife erneut gesenkt. Die wenigsten Unternehmen haben diese Senkung allerdings direkt an die Konsumenten weitergegeben, sondern sie durch eine Preiserhöhung ausgeglichen bzw. über den ursprünglichen Gesamtpreis hinaus erhöht.

Wie *Tabelle 5* zeigt, haben sich die Preise für Kleinkunden im Jahr 2008 um ca. 10 bis 12 % erhöht.



| INDEX DER STROMPREISE NACH VERBRAUCHERGRUPPEN | | | |
|---|----------|---------|----------------|
| | Haushalt | Gewerbe | Landwirtschaft |
| 2. Halbjahr 2007 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |
| 1. Halbjahr 2008 | 103,78 | 103,69 | 104,63 |
| 2. Halbjahr 2008 | 110,19 | 111,55 | 111,01 |

Tabelle 5
Strompreisentwicklung nach
Verbrauchergruppen 2008,
Jänner 2008 = 100

Quelle: Marktstatistik E-Control

Die *Abbildung 15* zeigt die Verteilung der reinen Energiepreise für Haushalte nach der Eurostat-Methode, d.h., zum Beispiel der Wert für Jänner 2009 gibt den Durchschnittserlös des jeweiligen Lieferanten im zweiten Halbjahr 2008 an. Die Verteilung zeigt einerseits, dass die steigenden Durchschnittspreise in Österreich durch eine allgemeine Aufwärtsbewegung der Lieferantenpreise hervorgerufen wurden. Andererseits ist auch ersichtlich, dass einige Lieferanten auf dem Preisniveau der Jahre 2007/2008 geblieben sind. Trotz der höheren Varianz der Preise hat sich das Einsparungspotenzial nicht wesentlich verändert – sowohl die extrem günstigen als auch die extrem teuren Anbieter sind in der Regel lokal anbietende, kleine Versorger.

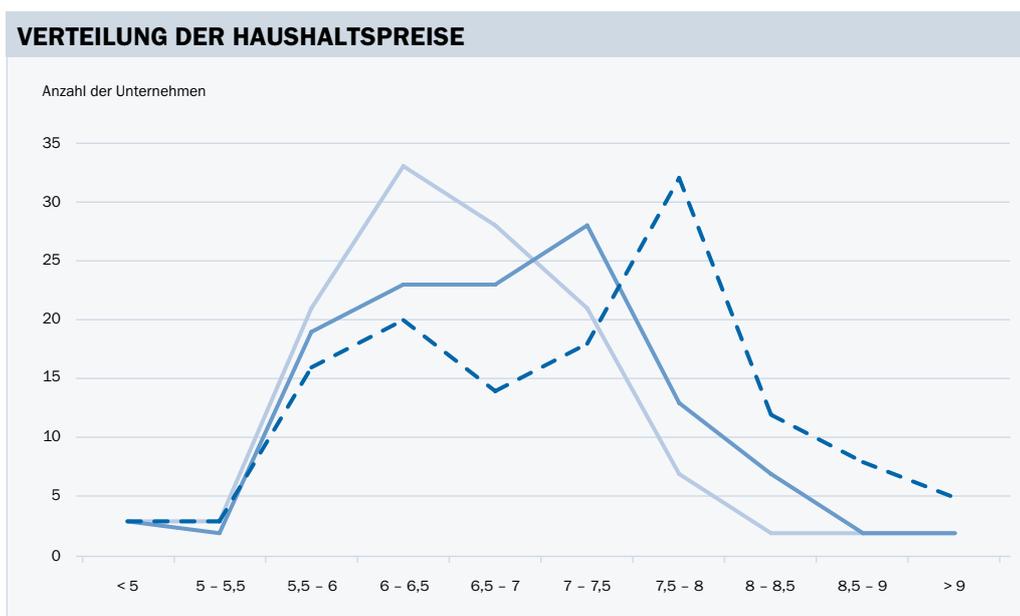


Abbildung 15
Verteilung der Haushaltspreise

Quelle: Marktstatistik E-Control

Jänner 2008
 Juli 2008
 Jänner 2009

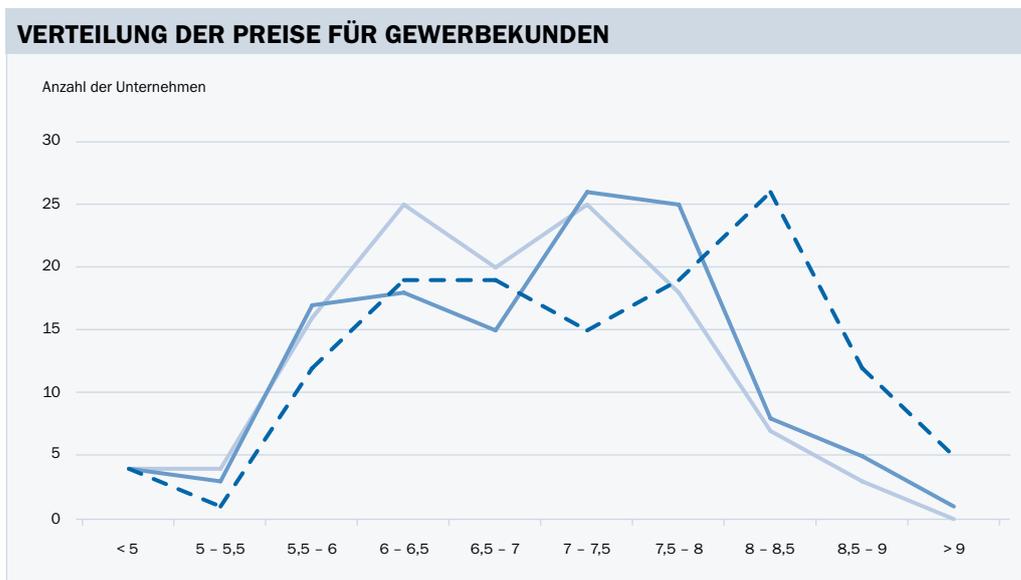


Abbildung 16
 Verteilung der Preise für
 Gewerbekunden

Quelle: Marktstatistik E-Control

Die Gewerbepreise sind seit Jänner 2008 überdurchschnittlich stark gestiegen (Abbildung 16). Der gewichtete Durchschnittspreis betrug im Jänner 2008 6,4 Cent/kWh, im Juli 2008 6,7 Cent/kWh und im Jänner 2009 genau wie im Haushaltskundenbereich 7,2 Cent/kWh.

> Preisunterschiede bei den Anbietern

Abbildung 17 stellt die Energiepreise der jeweiligen lokalen Anbieter sowie die entsprechenden Netztarife und Steuern und Abgaben dar. Die Energiepreise zwischen den einzelnen lokalen Anbietern weichen deutlich ab. So sind die Energiepreise des teuersten lokalen Anbieters bei einem Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh um rund 32% höher als jene des günstigsten angestammten Lieferanten. Der teuerste lokale Anbieter verlangt einen um 49% höheren Energiepreis als der billigste Anbieter. Die Differenz zwischen den höchsten und niedrigsten Gesamtkosten bei einem durchschnittlichen vom lokalen Anbieter versorgten Haushaltskunden beträgt rund 24%.

Die unterschiedlichen Energiepreise der lokalen Anbieter führen auch dazu, dass das Einsparungspotenzial bei einem Wechsel zum günstigsten Lieferanten unterschiedlich hoch ausfällt (Abbildung 17). So war das Einsparpotenzial in den Netzgebieten der EnergieAllianz-Unternehmen im August mit bis zu 112 Euro am höchsten, was einer Einsparung beim Energiepreis von bis zu 30% und beim Gesamtpreis von bis zu 19% entspricht. Trotz dieser zum Teil beträchtlichen Einsparungen bei einem Lieferantenwechsel haben im Jahr 2008 lediglich 1,3% der Haushaltskunden ihren Lieferanten gewechselt. Die große Energiepreis-



differenz zwischen dem günstigsten Anbieter und einem Großteil der lokalen Anbieter sowie die geringen Wechselraten lassen vermuten, dass die lokalen Anbieter weiterhin über eine dominante Marktmacht verfügen.

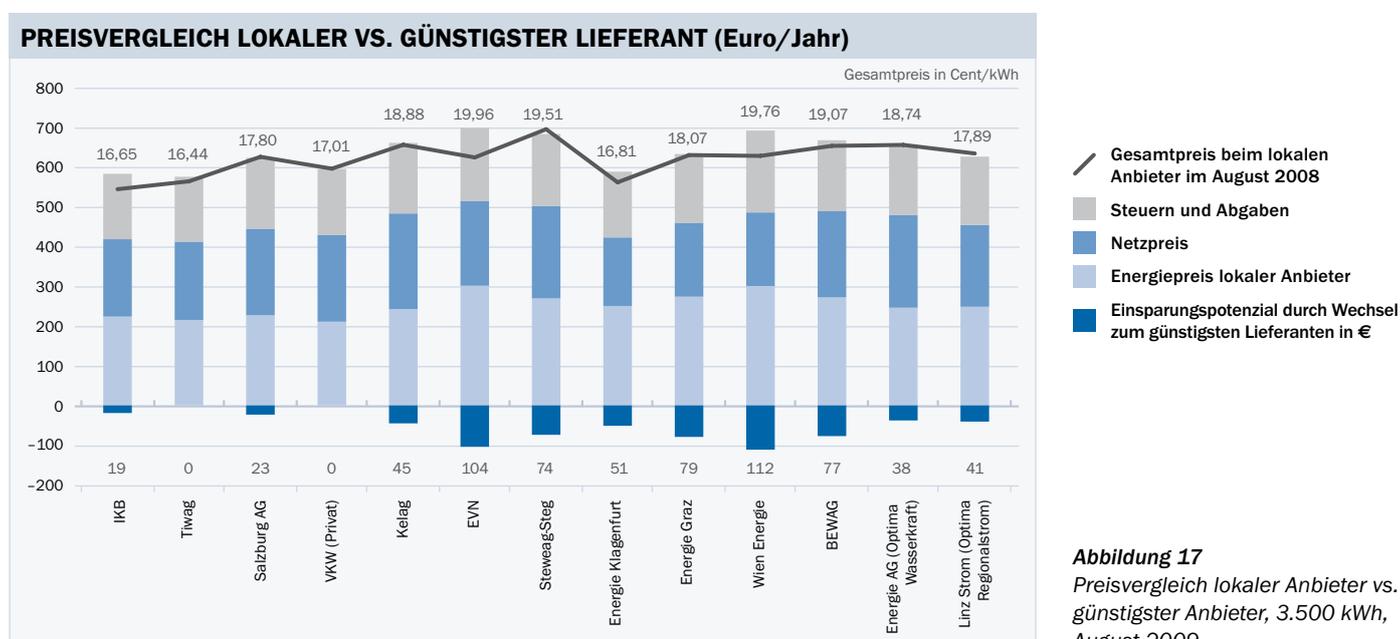


Abbildung 17
Preisvergleich lokaler Anbieter vs. günstigster Anbieter, 3.500 kWh, August 2009

Für die Kalkulation werden die von den Kunden meistgenutzten Angebote der lokalen Energielieferanten abzgl. der allgemeinen Rabatte herangezogen. Beim günstigsten Energielieferanten wurde der Energiepreis abzgl. aller Rabatte herangezogen.

Quelle: E-Control

Margen der österreichischen Stromunternehmen

Abbildung 18 zeigt die (fiktiven) Rohmargen der österreichischen Stromanbieter, basierend auf folgenden Annahmen: Das Beschaffungsportfolio der Stromunternehmen basiert auf 12 und 18 Monate im Voraus stattfindenden Forward-Einkäufen.

Die Abbildung macht deutlich, dass die Lieferanten, die ihr angestammtes Versorgungsgebiet in Ostösterreich haben, zum Teil deutlich höhere Margen als vergleichbare Lieferanten in Westösterreich hätten. Dies ist auf mögliche politische Vorgaben der Eigentümervertreter, u. a. günstigste Landesgesellschaft zu sein, zurückzuführen. Einige lokale Anbieter würden unter den Opportunitätskosten verkaufen. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass manche dieser Unternehmen selber Strom produzieren, anstatt ihn über den Großhandelsmarkt zu beziehen. In der aktuellen Situation sind auch kurzfristigere Beschaffungsstrategien günstiger als die angenommenen 18 Monate im Vorhinein.

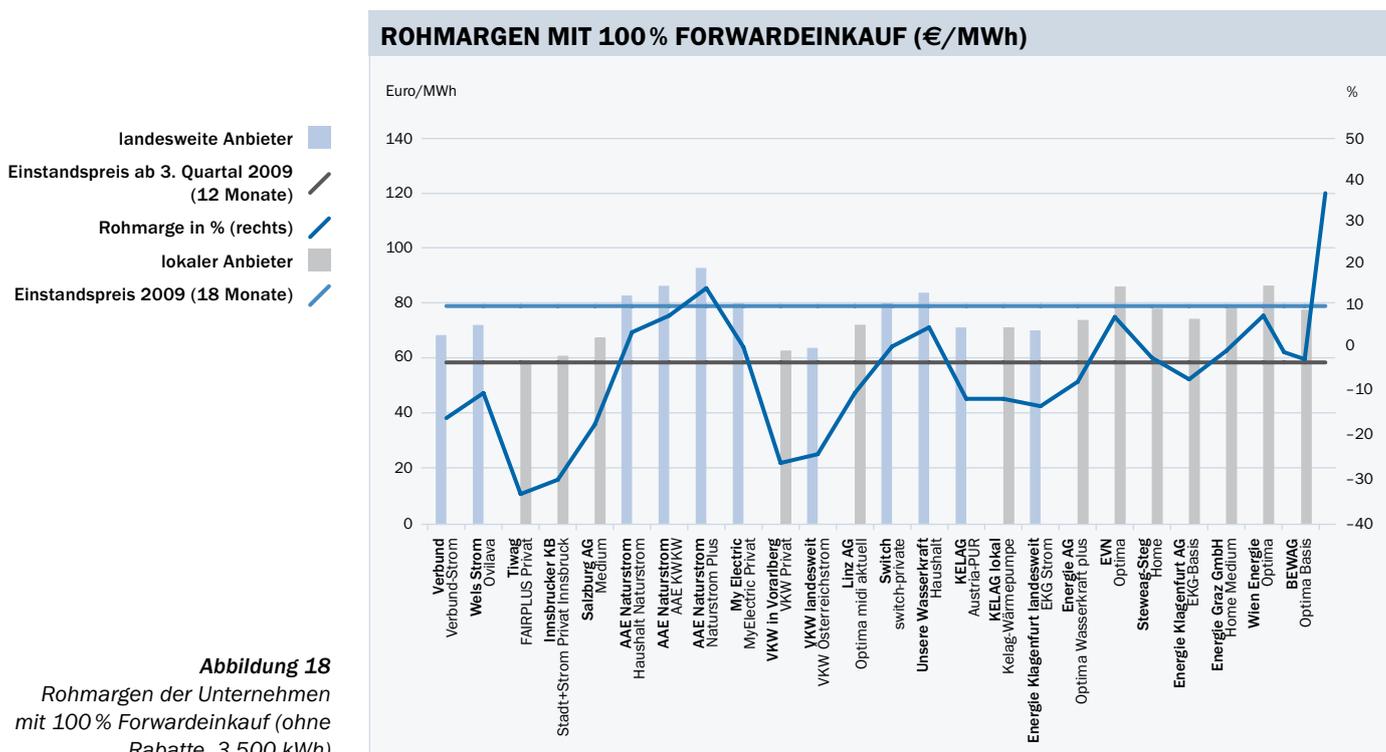


Abbildung 18
 Rohmargen der Unternehmen mit 100% Forwardeinkauf (ohne Rabatte, 3.500 kWh)

Quelle: EEX, E-Control

> Mehraufwendungen Ökoenergie als Bestandteil des Energiepreises

Der Energiepreis für Haushaltskunden enthält auch einen Verrechnungspreis Ökostrom. Die Höhe der Mehraufwendungen für Ökoenergie ist bei den einzelnen Lieferanten sehr unterschiedlich, da sie abhängig von der Höhe des Einkaufspreises ist. Die Differenz zwischen Einkaufspreis und Verrechnungspreis für die zugewiesene Ökoenergie unter Berücksichtigung der anteilmäßigen Zuordnung ergibt die Mehraufwendungen.

Wo Öko draufsteht, sind höhere Kosten drin.

Dies müsste bedeuten, dass jene Lieferanten mit den höchsten Mehraufwendungen für Ökoenergie den Kunden die niedrigsten Energiepreise in Rechnung stellen. Ein Vergleich zwischen den Mehraufwendungen für Ökoenergie und den Energiepreisen für Haushaltskunden zeigt diesen Zusammenhang jedoch nicht.

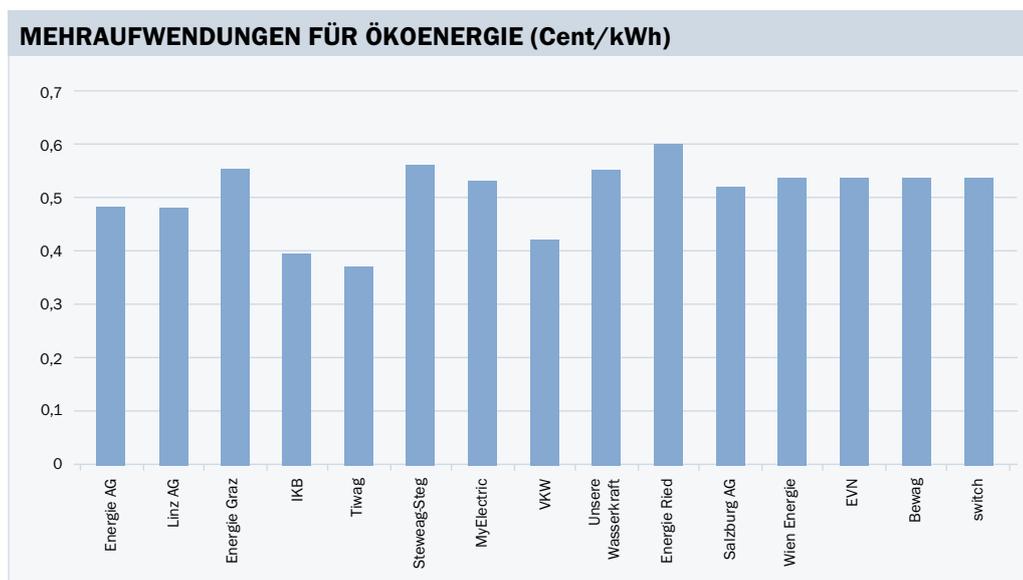


Abbildung 19
Mehraufwendungen für
Ökoenergie
(Stand Juli 2009)

Quelle: Preisblätter, Homepages der Unternehmen (Stand Juli)

> Preise im europäischen Vergleich

Im europäischen Vergleich liegen die Gesamtkosten für Haushaltskunden inklusive aller Steuern und Abgaben im Mittelfeld. Im Vergleich der Netz- und Energiekosten liegt Österreich unter dem EU-27-Durchschnitt (*Abbildung 20*). Es ist allerdings zu beachten, dass die Zuordnung von Abgaben und Zuschlägen zum Teil nicht einheitlich erfolgt. Entscheidend für einen Vergleich können somit nur die Gesamtkosten sein, da diese sämtliche Abgaben und Zuschläge umfassen und dadurch nur geringfügig zu Verzerrungen führen. Bei diesem Vergleich liegt Österreich sowohl über dem EU-15-, als auch EU-27-Durchschnitt.

Wesentlich ist in diesem Zusammenhang auch, dass die Daten seit verganginem Jahr nach einer neuen Methodologie erhoben werden, um sie vergleichbarer zu machen.

Die Strompreisentwicklung für Haushaltskunden in der EU zeigt eine ansteigende Tendenz der Haushaltspreise (*Abbildung 21*). In den meisten Staaten sowie im EU-Durchschnitt sind die Preise im Jahr 2008 angestiegen. In Großbritannien ist ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen, aber ebenso auch in Österreich.

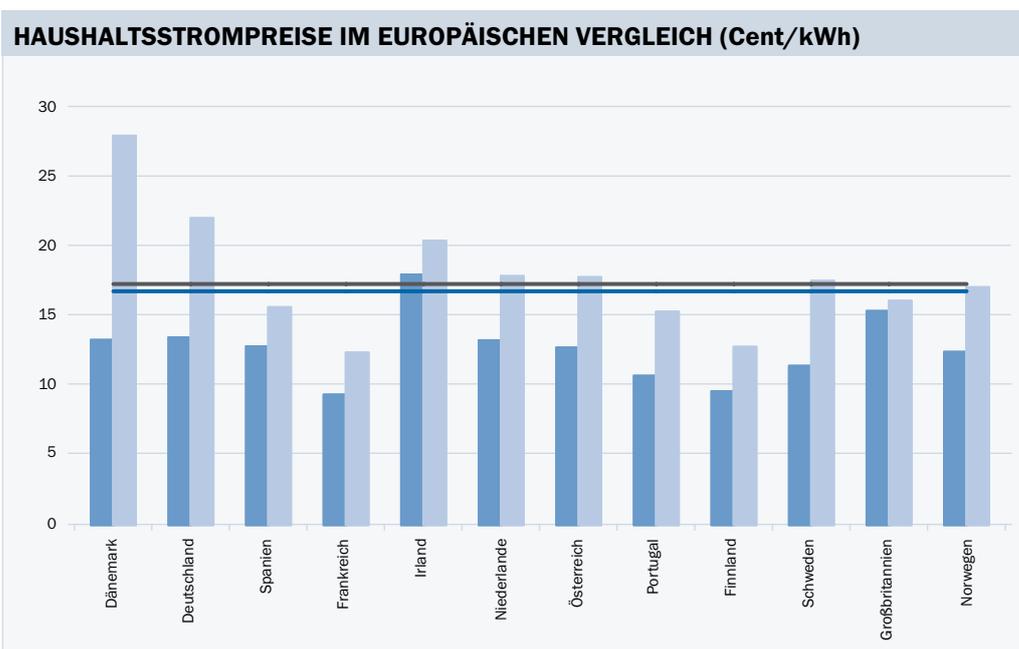


Abbildung 20
 Haushaltsstrompreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich (2500 - 5000 kWh), inkl. Steuern und Abgaben, 2. Halbjahr 2008

Quelle: Eurostat

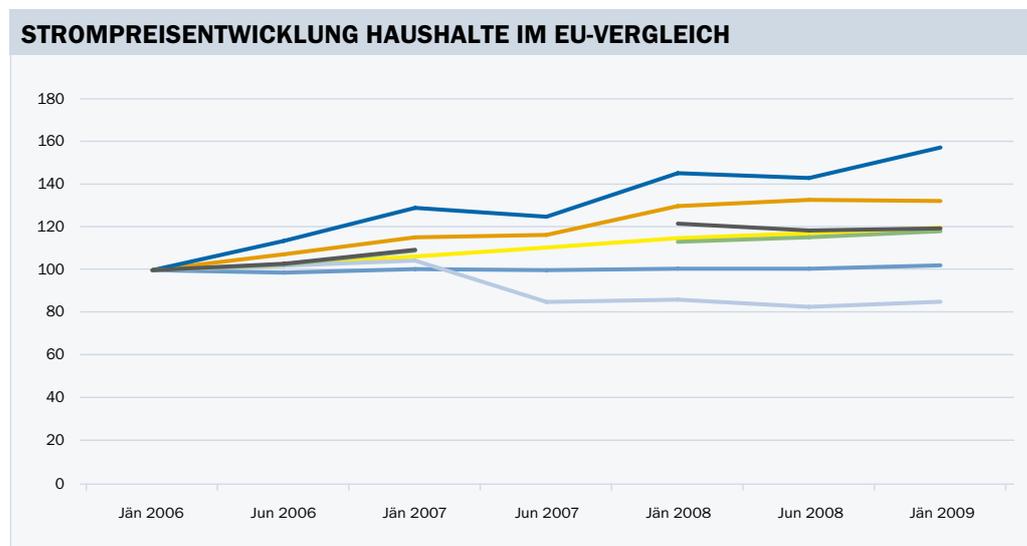


Abbildung 21
 Strompreisentwicklung Haushalte im EU-Vergleich, Jän 2006 = 100

Quelle: Eurostat



HOUSEHOLD ENERGY PRICE INDEX: HEPI Strompreis ohne Steuern (Jänner 2009 = 100)



Abbildung 22
HEPI (Household Energy Price Index) – Mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU-15-Hauptstädte

Quelle: E-Control

Für 2009 zeigt der von der E-Control erhobene Haushaltspreisindex der EU-15 (HEPI)⁹ bereits wieder eine allgemein leicht sinkende Tendenz. Die österreichischen Strompreise für Haushaltskunden sind dagegen im Wesentlichen konstant geblieben (Abbildung 22) und folgten bisher nicht dieser Entwicklung.

Strompreisentwicklung – Großkunden

> Industriestrompreise

Seit dem 2. Halbjahr 2003 erhebt die E-Control zweimal jährlich (für Jänner und Juli) die Energiepreise direkt bei den österreichischen Industriekunden. Die Ergebnisse werden anschließend auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) veröffentlicht. Mit der Erhebung Juli 2007 wurde die Industriepreiserhebung auf eine webbasierte Befragung mittels Online-Formular umgestellt.

⁹Der Europäische Haushalts-Energiepreisindex (HEPI) wird von der E-Control in Zusammenarbeit mit dem VaasaETT Global Energy Think-Tank erstellt. Für diesen gewichteten Haushaltspreisindex werden die Strom- und Gaspreise des jeweils vorherrschenden Versorgers und seines stärksten Konkurrenten in den Hauptstädten der EU-15-Staaten herangezogen. Es werden jeweils die von den Konsumenten am meisten genutzten Tarife in die Analyse mit einbezogen.

Die Ergebnisse der Befragung (Tabelle 6, Abbildung 23) zeigen eine weiterhin steigende Entwicklung der Industriestrompreise, wobei die Preissprünge meist zum jeweiligen Jahreswechsel zu beobachten sind, da viele Verträge mit Jahresende auslaufen. Neuverträge werden nur mehr auf ein bis zwei Jahre abgeschlossen. Die Abbildungen 23 und 24 zeigen die Entwicklung der Industriepreise für unterschiedliche Abnahmefälle. Mit der Erhebung der Strompreise der Industriekunden ist jeweils zum Jahreswechsel ein kontinuierlicher Anstieg und ein deutlicher Preissprung zu beobachten.

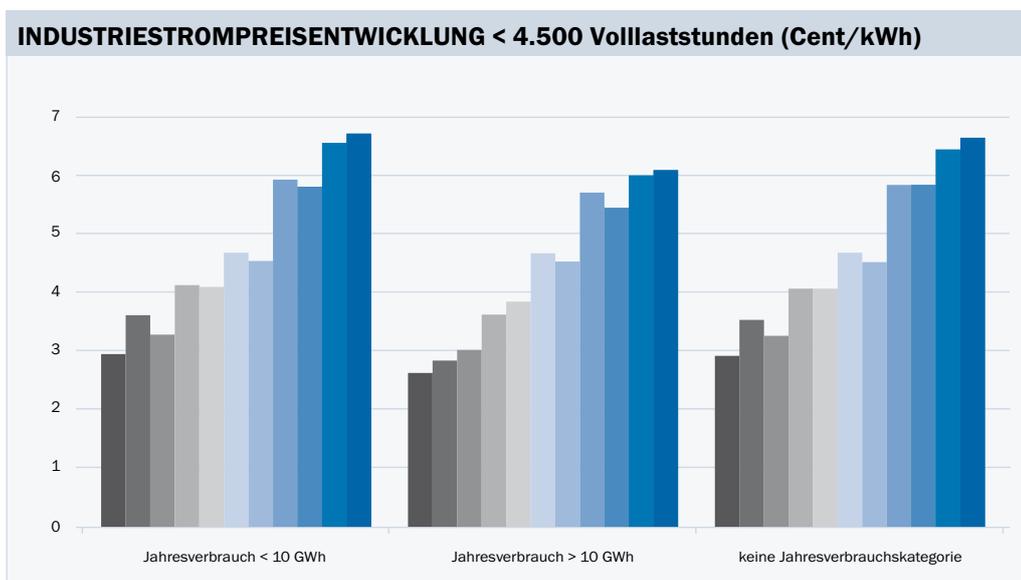
| ERGEBNIS DER INDUSTRIESTROMPREISERHEBUNG | | | | | | | |
|---|-----------------------|-----------------------------|--------------------------------------|-----------------------------|--------------------------------------|--------|--------------------------------------|
| | in Cent/kWh | Volllaststunden < 4500 h/a* | Preissteigerung im Vergleich zu 2007 | Volllaststunden > 4500 h/a* | Preissteigerung im Vergleich zu 2007 | Gesamt | Preissteigerung im Vergleich zu 2007 |
| Jahresverbrauch < 10 GWh | arithmetisches Mittel | 7,28 | 11,83 % | 7,13 | 12,46 % | 7,23 | 12,09 % |
| Jahresverbrauch > 10 GWh | arithmetisches Mittel | 7,03 | 11,83 % | 6,75 | 12,46 % | 6,81 | 12,09 % |
| keine Jahresverbrauchskategorie | arithmetisches Mittel | 7,25 | 11,83 % | 6,95 | 12,46 % | 7,11 | 12,09 % |

Tabelle 6
 Ergebnis der Industriestrompreis-
 erhebung – 1. Halbjahr 2009,
 in Cent/kWh

* Volllaststunden = Jahresverbrauch/Leistung

Quelle: E-Control

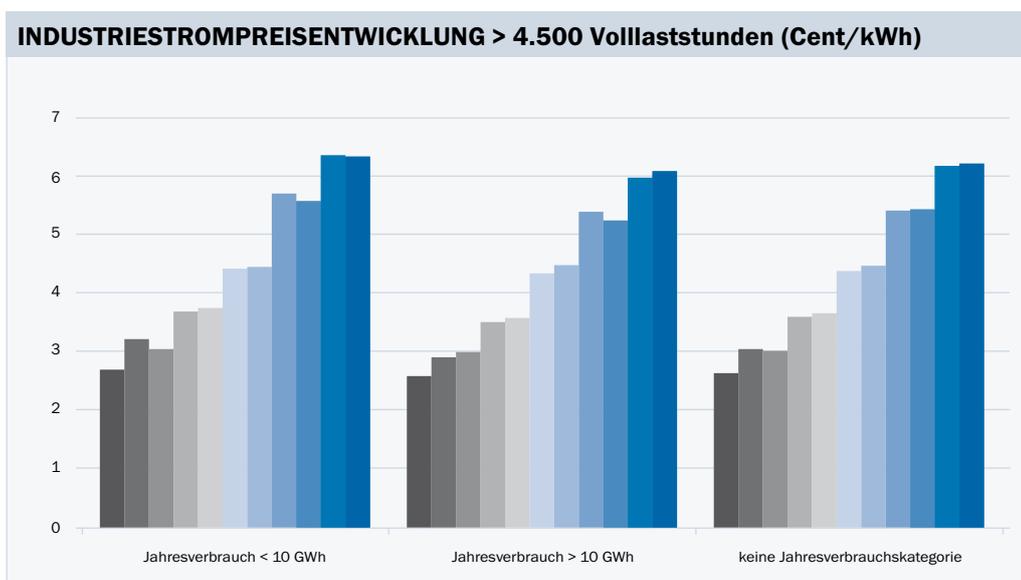
Primärer Einflussfaktor für die Industriestrompreise ist die Entwicklung der Großhandelspreise. Dies vor allem deshalb, weil die Industrie zumeist „back-to-back“-Lieferverträge unterzeichnet. Das heißt, die Lieferanten beschaffen sich zum Zeitpunkt der Vertragsunterzeichnung die Energie für den Kunden entsprechend dessen Lastprofil selbst.



- 2. Halbjahr 2003
- 1. Halbjahr 2004
- 2. Halbjahr 2004
- 1. Halbjahr 2005
- 2. Halbjahr 2005
- 1. Halbjahr 2006
- 2. Halbjahr 2006
- 1. Halbjahr 2007
- 2. Halbjahr 2007
- 1. Halbjahr 2008
- 2. Halbjahr 2008

Abbildung 23
 Industriestrompreisentwicklung
 < 4.500 Volllaststunden

Quelle: E-Control



- 2. Halbjahr 2003
- 1. Halbjahr 2004
- 2. Halbjahr 2004
- 1. Halbjahr 2005
- 2. Halbjahr 2005
- 1. Halbjahr 2006
- 2. Halbjahr 2006
- 1. Halbjahr 2007
- 2. Halbjahr 2007
- 1. Halbjahr 2008
- 2. Halbjahr 2008

Abbildung 24
 Industriestrompreisentwicklung
 > 4.500 Volllaststunden

Quelle: E-Control

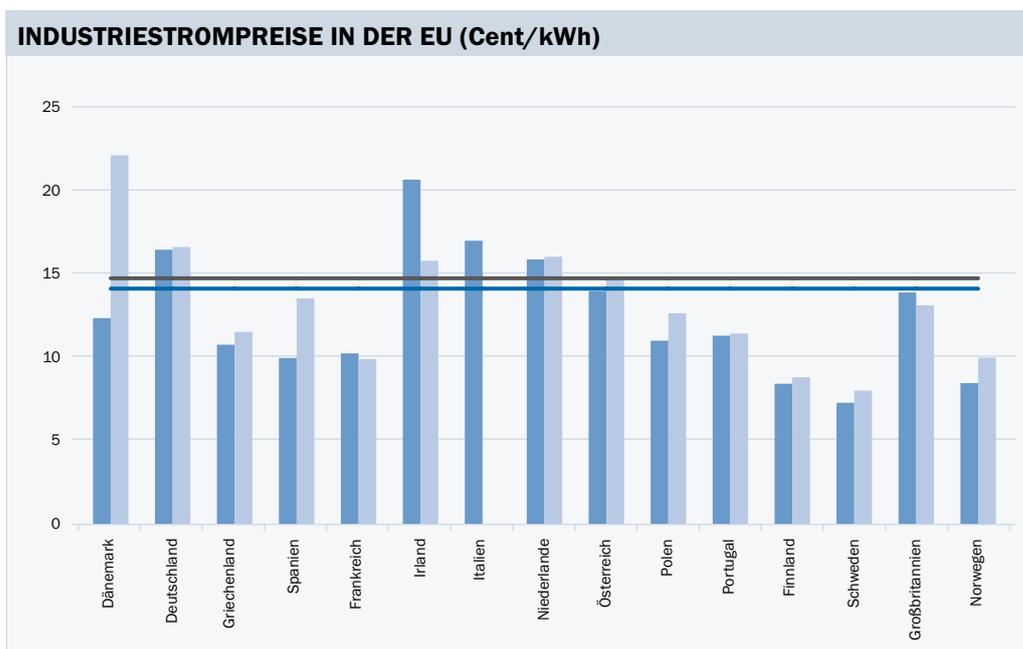


Abbildung 25
 Industriestrompreise in der EU
 (Juni 2007 und 2008) inkl. aller
 Steuern und Abgaben,
 20 – 500 MWh Jahresverbrauch

Quelle: Eurostat

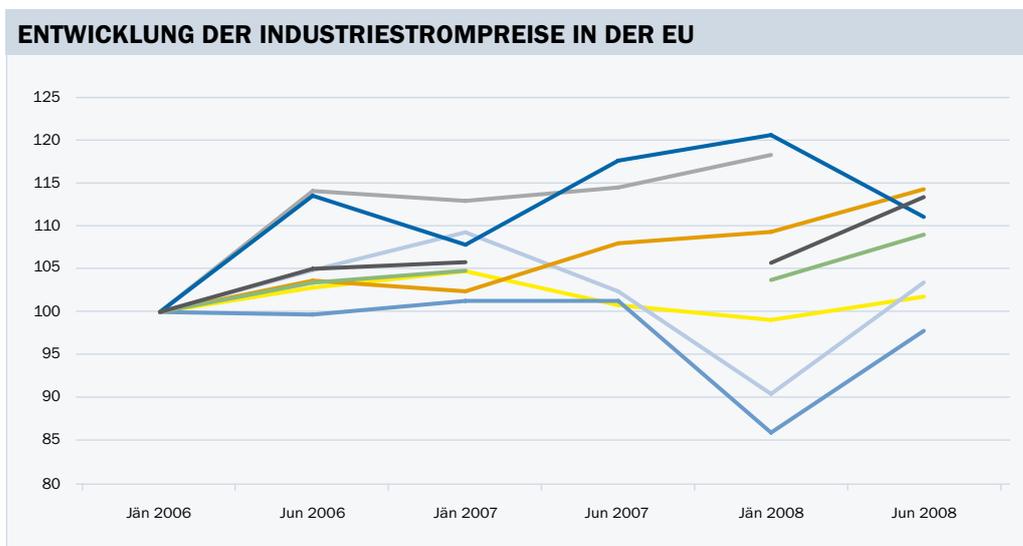


Abbildung 26
 Entwicklung der Industriestrom-
 preise in der EU, Juni 2007 und
 2008; inkl. aller Steuern und
 Abgaben, 20–500 MWh Jahres-
 verbrauch, Jänner 2006 = 100

Quelle: Eurostat



Die Industriestrompreise im europäischen Vergleich.

Das Preisniveau für Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 20 bis 500 GWh (*Abbildung 25*) zeigt, dass durch die Preissteigerung im Jahr 2008 die Industriestrompreise wieder über dem EU-25/27-Durchschnitt liegen (inkl. aller Steuern und Abgaben). 2006 und 2007 lagen diese unter dem EU-Durchschnitt.

Die Industriestrompreisentwicklung in der EU zeigt ein sehr differenziertes Bild (*Abbildung 26*): In den meisten Staaten sowie im EU-Durchschnitt sind die Preise 2008 angestiegen. In Großbritannien hingegen ist nach den erheblichen Preisanstiegen in den Jahren zuvor eine deutliche Senkung zu verzeichnen.

Gewinnsituation der österreichischen Strom- und Gasunternehmen

Die *Abbildung 27* zeigt die Entwicklung des Gesamtumsatzes der Energieunternehmen¹⁰ seit 2001. Der Gesamtumsatz konnte sich in 7 Jahren mehr als verdoppeln. Der Umsatzanstieg ist vorwiegend auf den starken Anstieg der Umsätze im Strombereich (+155%) zurückzuführen. Die Gasumsätze konnten von 2007 auf 2008 mit 27% gesteigert werden. Ein starkes Wachstum der Umsätze ist auch im sonstigen Bereich (u. a. Wasser, Abwasser, Entsorgung) zu beobachten. Von 2001 auf 2008 haben sich die Umsätze in diesen Bereichen fast versechsfacht. Die Umsätze im Wärmebereich konnten im gleichen Zeitraum um rund 60% erhöht werden.

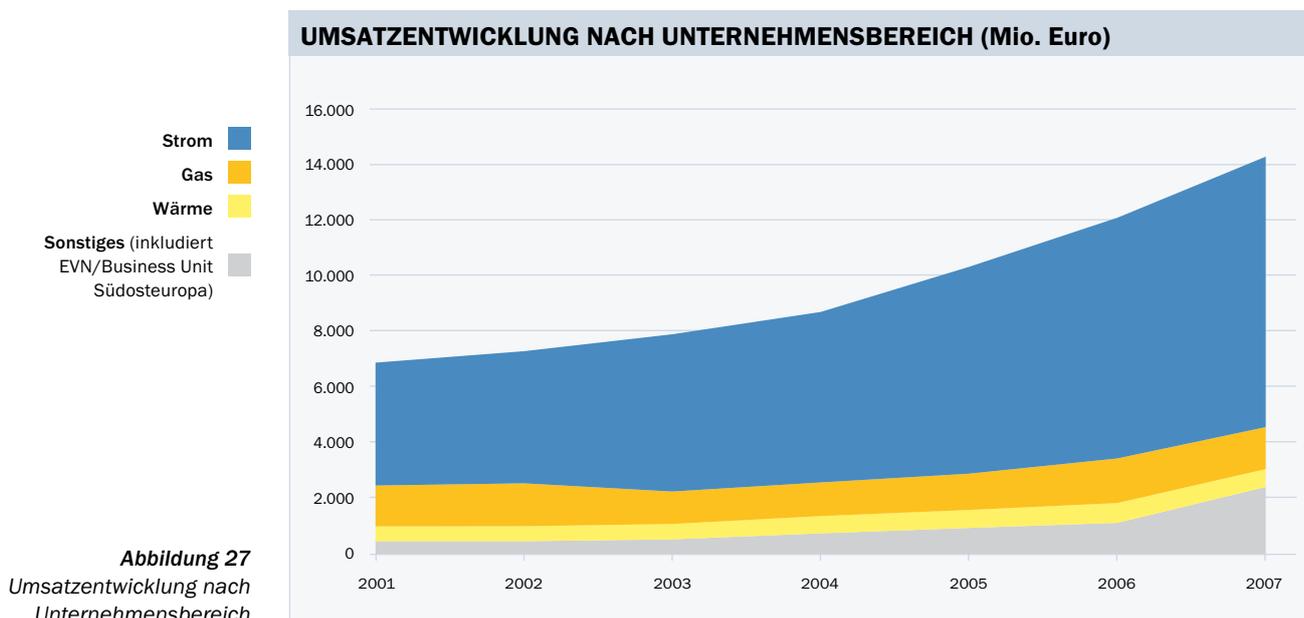
Das jährliche Umsatzwachstum der österreichischen Strom- und Gasunternehmen liegt zwischen 6% und 36%. Von 2007 auf 2008 hatte die Salzburg AG den größten Umsatzanstieg mit rund 36%. Dies ist unter anderem auf die Energiehandelsaktivitäten zurückzuführen.

Strom- und Gasunternehmen steigern ihren Umsatz

Den gestiegenen Erlösen im Strom- und Gasbereich standen allerdings deutlich gestiegene Bezugskosten gegenüber. So sieht sich der Umsatzanstieg von 36% mit einer EBIT-Erhöhung (Earnings before interest and taxes) von rund 9% konfrontiert. Einen niedrigen Umsatzanstieg verzeichnete die TIWAG mit rund 6% iHv 64 Mio. Euro. Diesem Umsatzanstieg steht wiederum ein EBIT-Rückgang von 44% iHv 45,5 Mio. EUR gegenüber. Dieser EBIT-Rückgang ist vor allem auf das Stromgeschäft zurückzuführen und resultiert aus gestiegenen Fremdstrombezugsaufwendungen und bilanziellen Vorsorgen aus Marktbewertungen zum Bilanzstichtag.¹¹

¹⁰ Berücksichtigt wurden nachfolgende Unternehmen: Begas, Bewag, Energie AG, Energie Graz, Energie Steiermark, EVN, KELAG, Linz AG, OÖ Ferngas, Salzburg AG, Tigas, Tiwag, VEG, Verbund, VKW, Wienenergie. EconGas und die Energie Allianz wurden nicht berücksichtigt, da diese zum Teil in den Konzernbilanzen der beteiligten Unternehmen berücksichtigt werden.

¹¹ TIWAG Geschäftsbericht 2008



Quelle: E-Control

Die Geschäftsbereiche Abwasser, Wasserversorgung und Abfallentsorgung werden für die österreichischen Unternehmen immer wichtiger (Abbildung 28). Dies zeigen auch die Auslandsaktivitäten der Unternehmen.

Nicht nur die Umsätze, sondern auch das EBIT¹² konnten die Unternehmen insgesamt verbessern. Der Jahresüberschuss der berücksichtigten Strom- und Gasunternehmen hat sich zwar seit Beginn der Liberalisierung mehr als vervierfacht, dennoch mussten die Unternehmen von 2007 auf 2008 Rückgänge verzeichnen. Dies ist vor allem auf das Finanzergebnis zurückzuführen. Einzelne Unternehmen mussten im Jahr 2008 sogar einen negativen Jahresüberschuss bei ansteigenden Umsatzerlösen verzeichnen. Das sind allerdings nur die Vorzeichen der Wirtschaftskrise, die sich in den Ergebnissen des Jahres 2009 wahrscheinlich noch deutlicher zeigen wird. So musste die Bewag einen negativen Jahresüberschuss iHv rd 5,5 Mio. Euro im Jahr 2008 verzeichnen. Die Reduktion resultiert sowohl aus niedrigeren Beteiligungserträgen als auch aus Wertanpassungen zu Wertpapieren des Anlagevermögens, auf Grund gesunkener Rechenwerte infolge der Anwendung des Niederstwertprinzips im Sinne einer vorsichtigen Bilanzpolitik sowie rückläufigen Erträgen aus dem Abgang von Finanzanlagen.¹³

¹² EBIT = Earnings before interest and taxes, d. h. Gewinn vor Zinsen und Steuern

¹³ Bewag Geschäftsbericht 2008



UMSATZANTEILE NACH UNTERNEHMENSBEREICH (%)

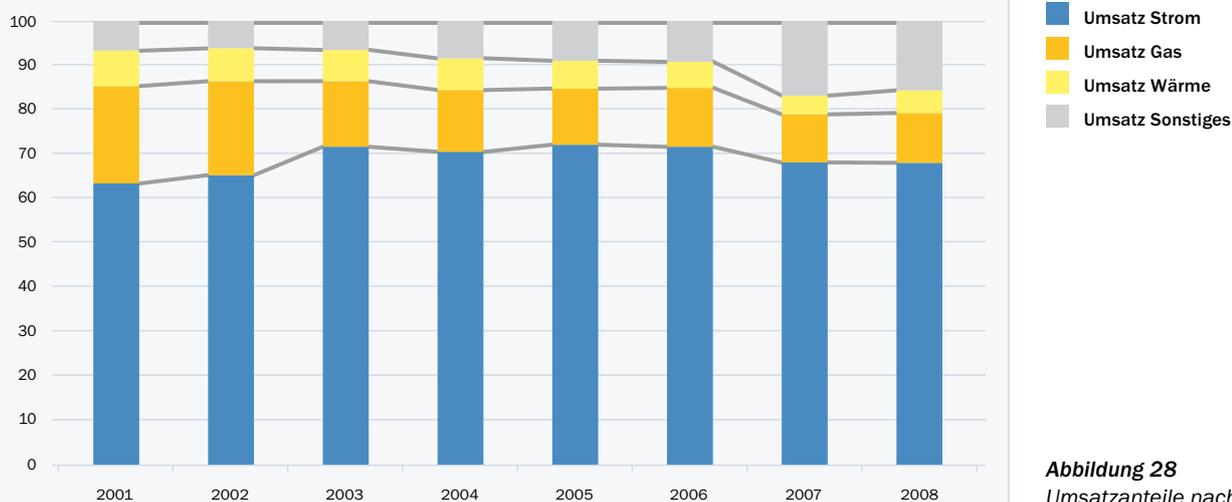


Abbildung 28
Umsatzanteile nach Unternehmensbereich (%)

Quelle: E-Control

JAHRESÜBERSCHUSS, EBIT UND GESAMTUMSATZ

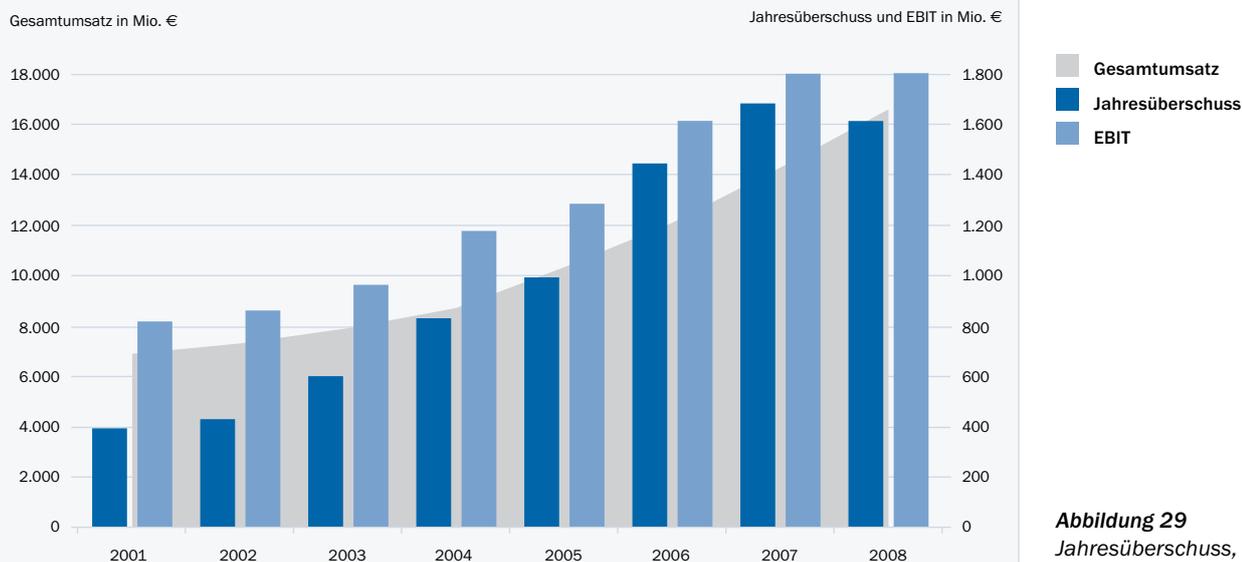


Abbildung 29
Jahresüberschuss, EBIT und Gesamtumsatz

Quelle: E-Control

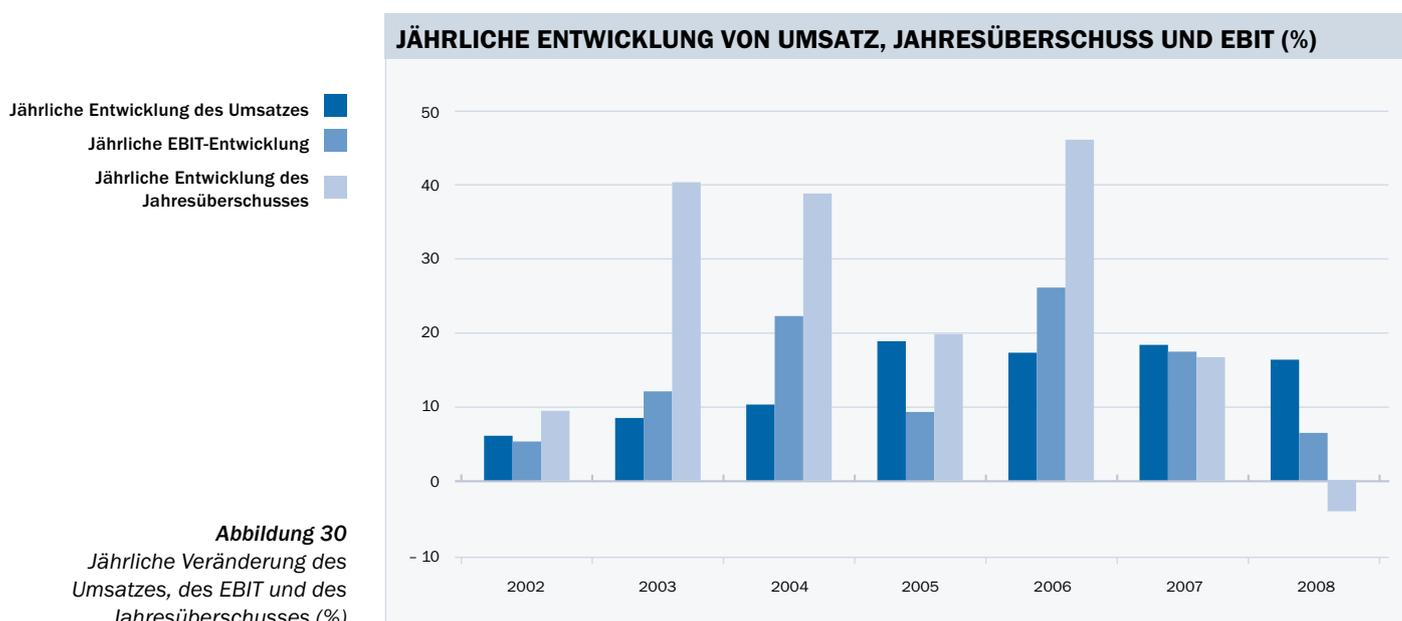


Abbildung 30
 Jährliche Veränderung des Umsatzes, des EBIT und des Jahresüberschusses (%)

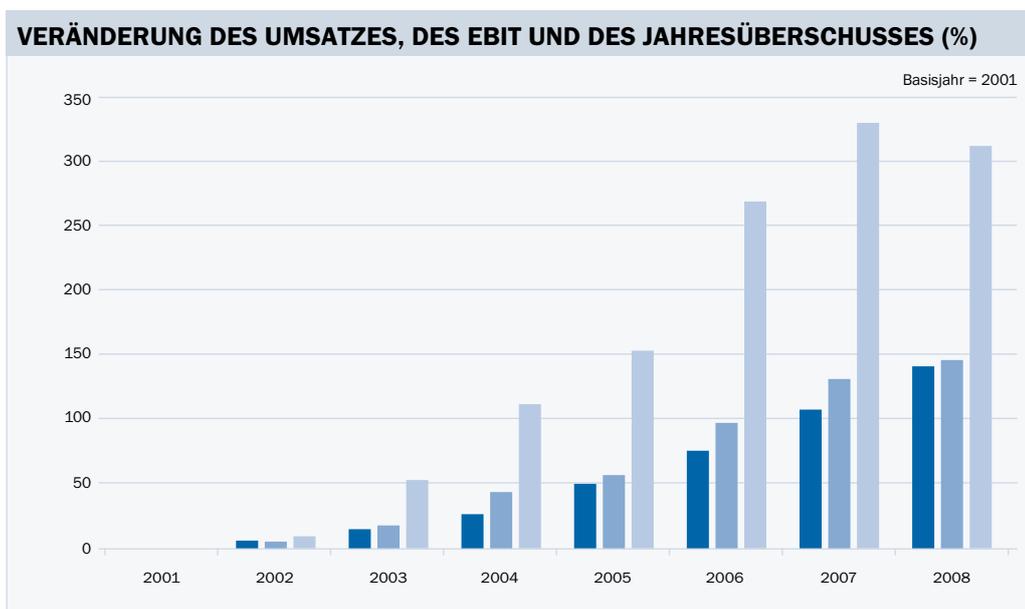
Quelle: E-Control

Das EBIT konnten die Unternehmen gesamt von 2007 auf 2008 um rd. 6% erhöhen. Der Jahresüberschuss nahm gesamt um rd. 4% ab. Die Umsatzrentabilität beträgt nach zwei Jahren zum ersten Mal wieder weniger als 10%.

Abbildung 30 zeigt die jährliche Entwicklung von Umsatz, Jahresüberschuss und EBIT. Seit 2002 ist sowohl beim Umsatz als auch beim Jahresüberschuss und EBIT ein stetiges Wachstum zu verzeichnen. Im Jahr 2008 nahm der Jahresüberschuss im Vergleich zum Vorjahreswert ab. Eine ähnliche Entwicklung wird für das Jahr 2009 erwartet.

Nichtsdestotrotz haben die Unternehmen seit 2001 eine überproportionale Entwicklung hinter sich, wie *Abbildung 31* zeigt.

Die Finanzkrise zeigt ihre Auswirkungen bisher hauptsächlich im Finanzerfolg (*Abbildung 32*) der Unternehmen, welcher im Jahr 2008 gegen Null tendiert. Zwar ist der Finanzerfolg gesamt betrachtet nicht negativ, aber die Abnahme beeinflusst das Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit und den Jahresüberschuss.



- Gesamtumsatz-Entwicklung
- EBIT-Entwicklung
- Jahresüberschuss-Entwicklung

Abbildung 31
Veränderung des Umsatzes,
des EBIT und des Jahresüber-
schusses; Basisjahr = 2001 (%)

Quelle: E-Control

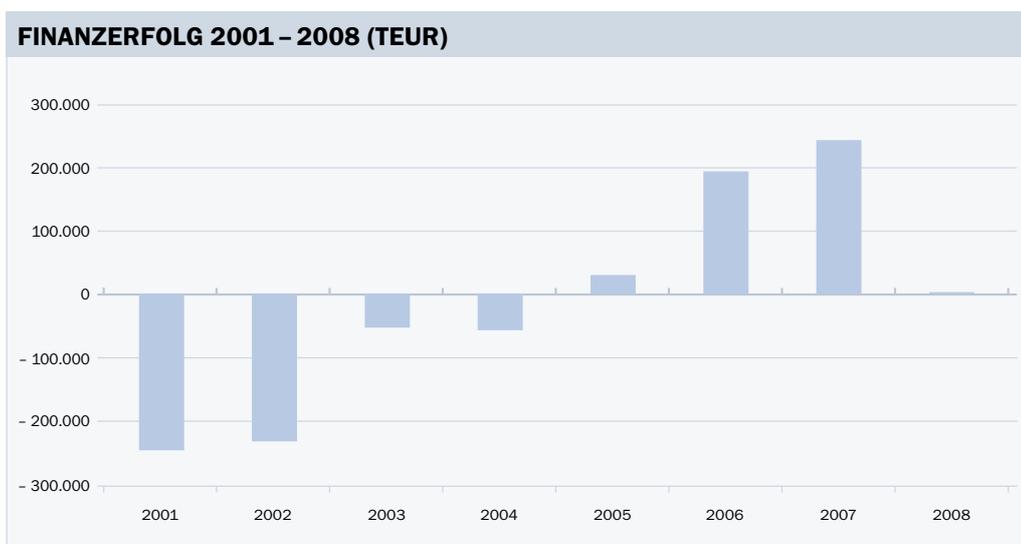


Abbildung 32
Finanzerfolg 2001-2008 (TEUR)

Quelle: E-Control

Beim Beteiligungsergebnis (Abbildung 33) ist im Jahr 2008 zwar auch ein Rückgang zu verzeichnen, dennoch konnte das zweitbeste Gesamtergebnis seit 2001 erzielt werden.

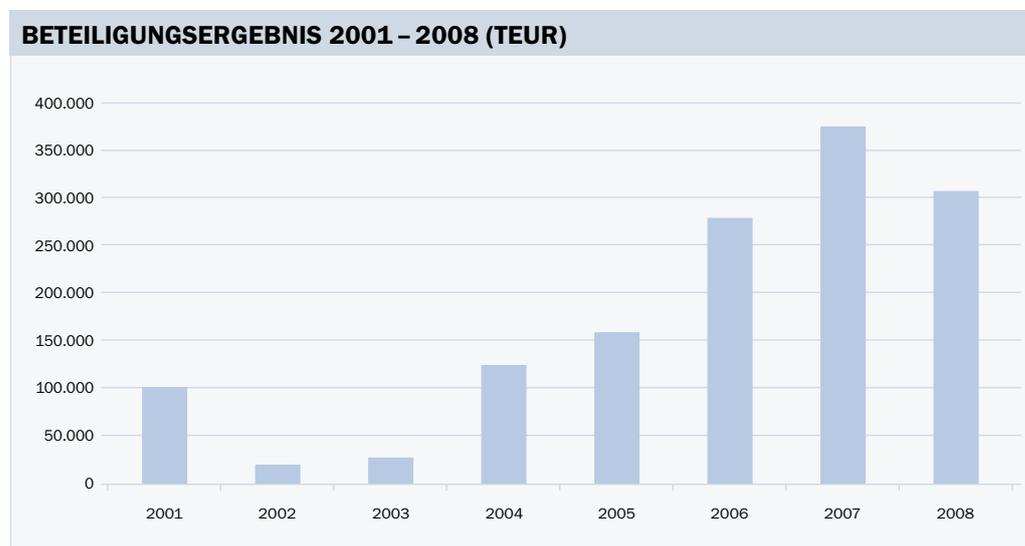


Abbildung 33
Beteiligungsergebnis
2001-2008 (TEUR)

Quelle: E-Control

Das Wirtschaftswachstum der südosteuropäischen Länder, in denen die meisten österreichischen Energieunternehmen tätig sind, liegt über dem Durchschnitt des Euroraumes. Dies könnte u. a. auch ein Grund dafür sein, dass das Beteiligungsergebnis nicht in höherem Maße abnahm.

Struktur der Endkundenmärkte

Anbieterstruktur

Die Anbieterstruktur im österreichischen Strommarkt ist durch den hohen Anteil der Gebietskörperschaften geprägt (Abbildung 34 und Abbildung 62). Dies ist allerdings für die wesentlichen Unternehmen durch ein Verfassungsgesetz vorgeschrieben¹⁴. Eine Änderung des Gesetzes bedarf einer Zweidrittelmehrheit im Parlament, wovon kurz- bis mittelfristig nicht ausgegangen werden kann. Als Eigentümervertreter haben sowohl Landesregierung als auch Bundesregierung die Möglichkeit, Einfluss auf die Gesetzgebung zu nehmen. So sind die Länder u. a. für die Ausführungsgesetze des Unbundling verantwortlich.

¹⁴ BVG-Eigentum (BGBl. I Nr. 143/1998).

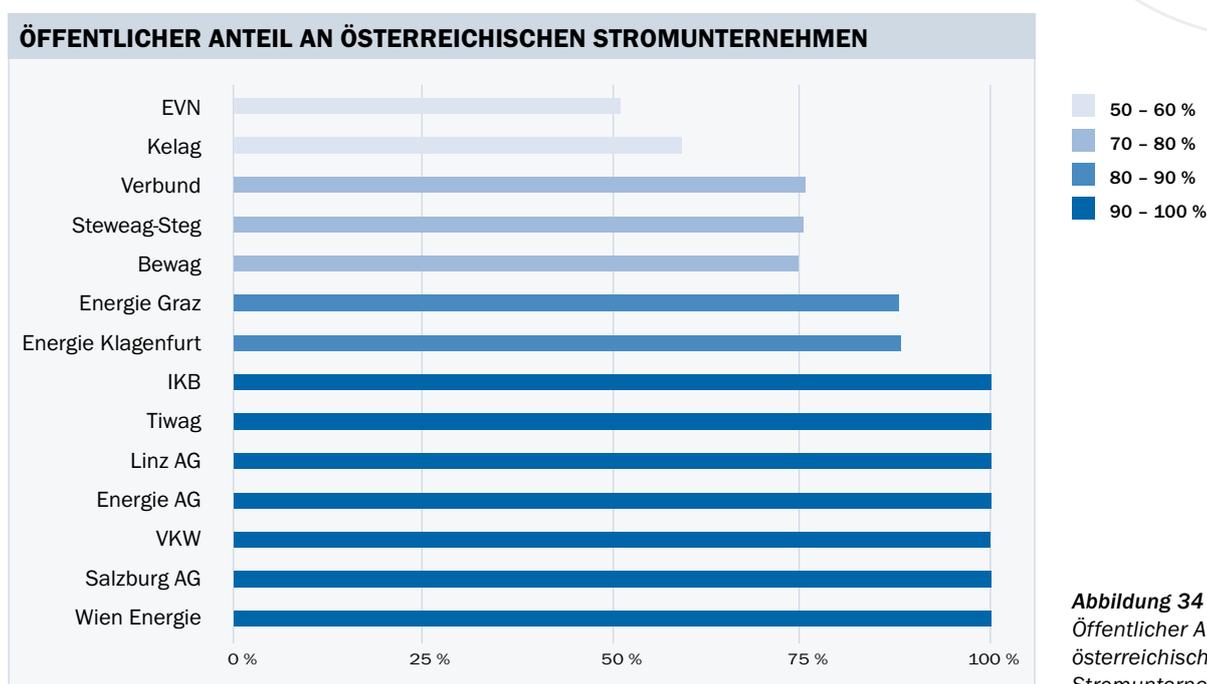


Abbildung 34
Öffentlicher Anteil an österreichischen Stromunternehmen

Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, Berechnungen der E-Control

Derzeit sind 141 Anbieter im österreichischen Strommarkt tätig, diese jedoch nicht alle österreichweit. Die ehemaligen Monopolisten bieten in ihrem Netzgebiet unter dem Namen des etablierten Unternehmens an, für österreichweite Angebote wurden aber zum Teil neue Marken geschaffen.

Durch Kooperationen wurde die Anzahl der Wettbewerber reduziert: Mit der EnergieAllianz gründeten Wienenergie, EVN und Bewag (anfangs auch Energie AG und Linz Strom) ein Unternehmen. Vorteil des Zusammenschlusses ist nach Angaben der Unternehmen die überregionale Nutzung durch Synergien, die durch Größeneffekte im Kerngeschäft Energievertrieb möglich wird.¹⁵ Dieser Vertrieb wird jedoch in den Hauptabsatzmärkten der EnergieAllianz durch die Vertriebsgesellschaften der Unternehmen durchgeführt, die Marke EnergieAllianz tritt dabei nicht in Erscheinung. In den anderen Netzgebieten wird der Strom über die Marke Switch vermarktet. Die Marktkonzentration hat mit diesem Zusammenschluss deutlich zugenommen.

¹⁵ Vgl. www.energieallianz.at

Mit der Gründung der **Enamo** 2007 haben die Energie AG und die Linz Strom GmbH ihre Vertriebsaktivitäten zu 65 % bzw. zu 35 % gebündelt. Tiwag und Salzburg AG sind jeweils zu 50 % Anteilseigner der MyElectric, die österreichweit (exkl. Netzgebiete Salzburg AG und Tiwag) anbietet.

Neben den etablierten Unternehmen und deren Kooperationsunternehmen bieten kleinere Energieunternehmen elektrische Energie für Kleinkunden sowohl auf überregionaler Ebene als auch auf einzelne Netzgebiete beschränkt 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.

Kleinkunden- und Großkundenmarkt im Vergleich.

Die Anbieterstrukturen sind für den Kleinkunden- und Großkundenmarkt unterschiedlich:

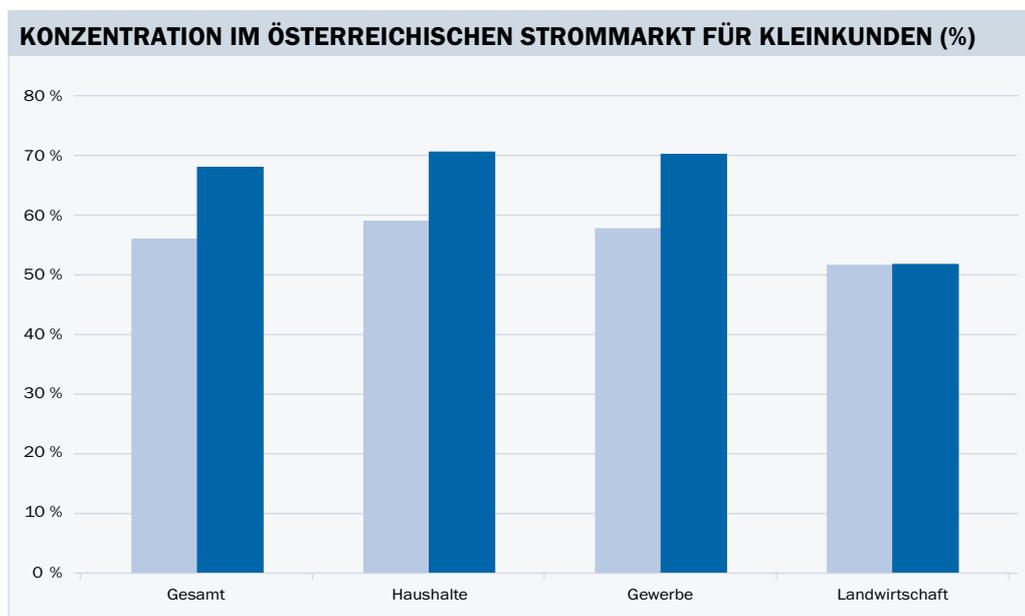
- > Im **Kleinkundenmarkt** treten Energieallianz und Enamo jeweils nicht als ein Anbieter auf, sondern verkaufen Strom über die Vertriebsgesellschaften (Wienenergie Vertrieb, EVN Vertrieb, Bewag Vertrieb für Energieallianz, Linz Strom und Energie AG für Enamo). Österreichweite Anbieter sind Verbund (APS), VKW, MyElectric, Kelag, AAE Naturstrom, Energie Klagenfurt, Unsere Wasserkraft, Ökostrom, Wels Strom, Naturkraft und WEIZER Naturenergie. Im Kleinkundenbereich ist kein ausländischer Anbieter in Österreich tätig.
- > Im **Großkundenmarkt** treten Energieallianz und Enamo als jeweils eigene Anbieter auf. Auf diesem Markt bieten auch Verbund (APS), VKW, Kelag, AAE Naturstrom, Energie Klagenfurt, Unsere Wasserkraft, Ökostrom, Wels Strom Naturkraft und WEIZER Naturenergie österreichweit an. Die Aktivitäten ausländischer Lieferanten sind sehr gering und diese beliefern erst ab einer Abnahme von 10 bis 20 GWh, was zudem noch meist standortbezogen ist.

Marktkonzentration am österreichischen Strommarkt – Kleinkundenmarkt¹⁶

Die Marktanteile der drei größten Lieferanten sowie der HH-Index¹⁷ liegen in den unterschiedlichen Marktsegmenten zum Teil über den Schwellenwerten, die für einen stark konzentrierten Markt sprechen (50 % für CR 3, 66,7 % für CR 5, HHI ab 1.800). Dies bestätigt die geringe Wettbewerbsintensität in den verschiedenen Endkundenmärkten. Die geringen Wechselquoten auch nach Preissteigerungen deuten darauf hin, dass die ehemaligen Monopolisten weiterhin eine starke Marktstellung in den jeweiligen Marktgebieten haben.

¹⁶ Die Daten beziehen sich auf nicht lastganggemessene Kleinkunden. Daten zu Marktanteilen bei lastganggemessenen Kunden liegen nicht vor, die Marktkonzentration kann daher nicht berechnet werden.

¹⁷ HH-Index (Herfindahl-Hirschmann-Index): Summe der quadrierten Marktanteile aller Unternehmen; Kennzahl zur Konzentrationsmessung und zur Einschätzung der Wettbewerbsintensität.



■ CR 3
■ CR 5

Abbildung 35
Konzentration im österreichischen Strommarkt für Kleinkunden (nicht leistungsgemessene Kunden) – CR 3 und CR 5¹⁸

Quelle: Erhebungsbogen Marktstatistik, Berechnungen E-Control

Von Marktkonzentrationen und Marktanteilen.

Die Marktkonzentration in den beiden absatzstärksten Kundengruppen Haushalte und Gewerbe liegen mit 1.929 und 1.854 jeweils über dem Schwellenwert des HHI von 1.800. Ab dieser wird der Markt als stark konzentriert eingeschätzt.

Der kumulierte Marktanteil der drei größten Lieferanten für Haushaltskunden für das Jahr 2008 beläuft sich auf knapp 60% (Abbildung 35), jener der fünf größten Lieferanten auf 71%. Damit versorgen die drei größten Lieferanten ca. zwei Drittel der Nachfrage. Dies macht deutlich, wie stark konzentriert der österreichische Strommarkt und wie groß nach wie vor die Marktmacht der ehemaligen Monopolisten ist. Der kumulierte Marktanteil der drei größten Lieferanten im Gewerbekundensegment beträgt 58%, bei den fünf größten Lieferanten 70%.

¹⁸ Summe der Marktanteile der 3 (5) größten Lieferanten.

Aufgrund der geringen Wechselraten ist es in den letzten Jahren zu keinen deutlichen Verschiebungen der Marktanteile gekommen. Neue Wettbewerber haben zwar Kunden gewonnen, aber bisher nach wie vor nur geringe Marktanteile. Die Dominanz der Unternehmen mit größten Marktanteilen ist daher nach wie vor unverändert.

Die Betrachtung der Marktstruktur und der Aktivitäten ausländischer Unternehmen in Österreich lässt nicht darauf schließen, dass von regionalen Märkten ausgegangen werden kann. Die Marktanteile ausländischer Lieferanten im österreichischen Strommarkt sind vernachlässigbar.

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, über heimische Grenzen hinaus, kann somit nicht gesprochen werden. Zielsetzung muss deshalb sein, den Marktzugang so einfach wie möglich zu gestalten sowie die gesetzlichen Rahmenbedingungen zwischen den derzeit vorwiegend nationalen Märkten als auch zwischen den Regelzonen in Österreich zu harmonisieren.

Nachfragestruktur

Im Kalenderjahr 2008 wurden über insgesamt 5,762 Mio. Zählpunkte Strom geliefert. Davon waren ca. 4 Mio. Zählpunkte von Haushaltskunden, 1,7 Mio. von sonstigen Kleinkunden (Gewerbe, Landwirtschaft, Unterbrechbare) und 30.000 lastganggemessene Endkunden (Industriekunden).

Marktverhalten

Aktivitäten der Nachfrager: Wechselverhalten

**Bisher rund 7%
Stromwechsler**

Seit 1. Oktober 2001 haben alle Stromkunden die Möglichkeit, ihren Lieferanten zu wechseln. Insgesamt haben bis Dezember 2008 286.000 Stromhaushaltskunden ihren Lieferanten gewechselt, was einem Anteil von 7,2% aller Kunden im Strommarkt entspricht.

Haushaltskunden können durch einen Wechsel beträchtliche Einsparungen erzielen (*Abbildung 36*). Das Einsparungspotenzial in Ostösterreich beträgt bis zu 112 Euro, was einer Einsparung beim Gesamtpreis von bis zu 19% entspricht. Trotz dieser zum Teil beträchtlichen Einsparungen bei einem Lieferantenwechsel haben im Jahr 2008 lediglich 1,3% der Haushaltskunden ihren Lieferanten gewechselt (*Abbildung 37*). Die große Energiepreisdifferenz zwischen dem günstigsten Anbieter und einem Großteil der Local Player sowie die geringen Wechselraten lassen vermuten, dass Wechselbarrieren existieren.



EINSPARUNGSPOTENZIAL FÜR HAUSHALTSKUNDEN BEIM WECHSEL ZUM GÜNSTIGSTEN ANBIETER IM JEWEILIGEN NETZGEBIET (Euro/Jahr)

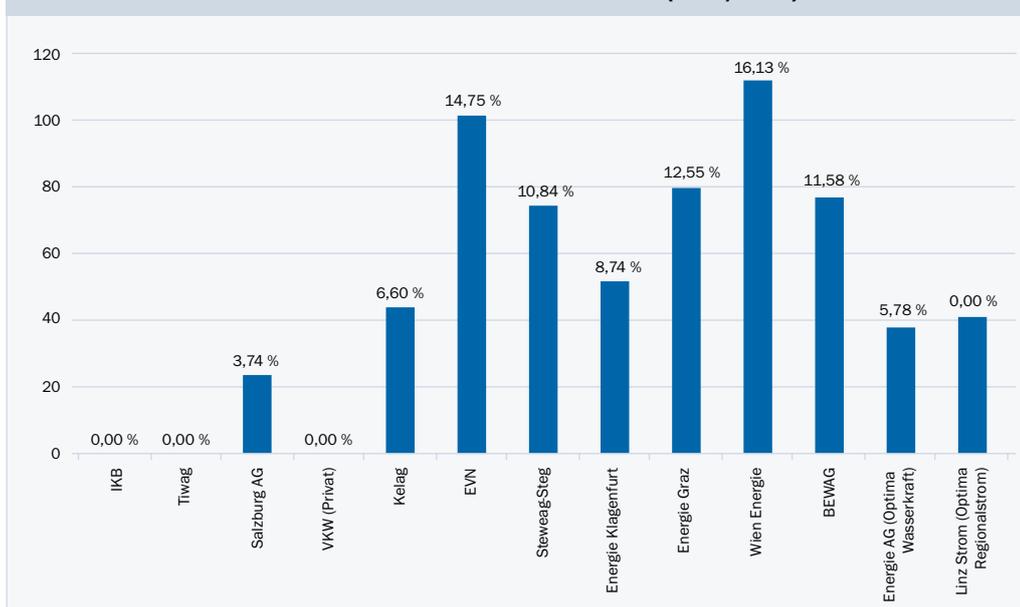


Abbildung 36

Einsparungspotenzial für Haushaltskunden in Euro pro Jahr beim Wechsel zum günstigsten Anbieter im jeweiligen Netzgebiet (3500 kWh, Mai 2009), abzgl. allgemeine Rabatte beim lokalen Anbieter, gesamte Rabatte bei günstigstem Anbieter.

Quelle: E-Control

Wer wechselt wann, wer wechselt wie?

Nach einem deutlichen Rückgang der Wechselrate bei den Haushaltskunden im Jahr 2005 ist diese in den Jahren 2006 und 2007 kontinuierlich gestiegen. Im Jahr 2008 ist die Wechselrate jedoch von 1,5% auf 1,3% gesunken. Das heißt, dass bei den Haushalten rund 6.000 weniger Wechsel als im Vorjahr verzeichnet wurden, was einer Verringerung um ca. 10% entspricht.

Von den sonstigen Kleinabnehmern haben im vergangenen Jahr rund 2,4% ihren Stromanbieter gewechselt. Im Vergleich zu den Haushaltskunden zeigt diese Abnahmegruppe eine über die einzelnen Jahre relativ gleich bleibende Wechselrate.

Zu den leistungsgemessenen Kunden zählen z. B. Großverbraucher des produzierenden Gewerbes, die Landwirtschaft sowie der Dienstleistungssektor. Diese Kundengruppe ist mit einer Wechselrate von 2,4% im vergangenen Jahr die aktivste am Strommarkt. Als Gründe für dieses Verhalten können unter anderem ein größeres absolutes Einsparungspotenzial sowie ein höheres Informationsniveau der Kunden genannt werden.

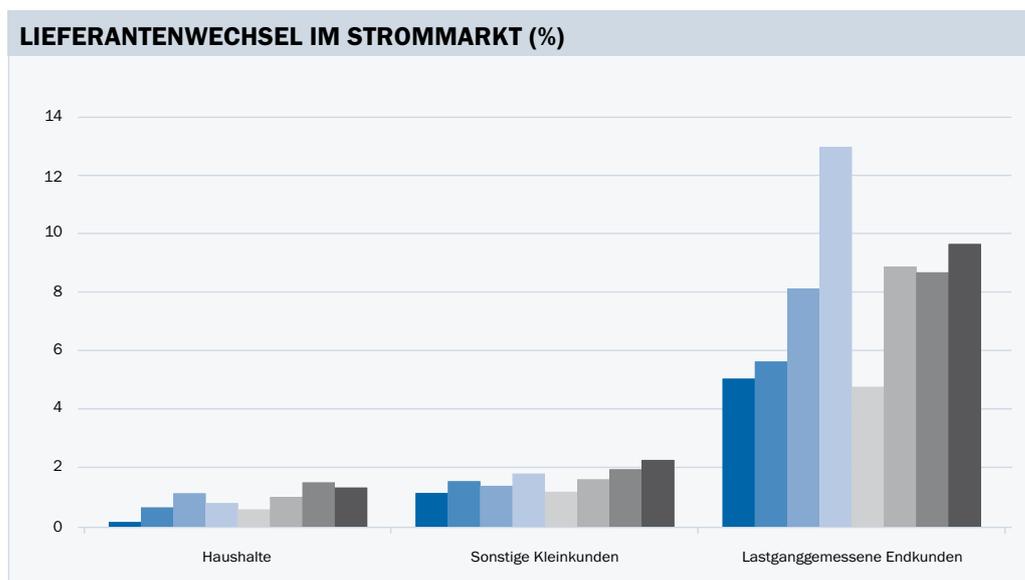


Abbildung 37
 Lieferantenwechsel im Strommarkt – Anteile der gewechselten Zählpunkte

Quelle: E-Control

Trotz der Preissteigerungen im Herbst 2008 haben die Stromkunden nur geringe Wechselaktivitäten gezeigt: Im ersten Quartal 2009 ist die Wechselquote sogar leicht zurückgegangen: von 0,7 % im Vorjahr auf 0,5 %.

Aktivitäten der Anbieter: Produktpolitik der Lieferanten

Um wechselwillige Kunden zu halten, bieten die Lieferanten Treuerabatte an, die gewährt werden, wenn ein Kunde sich freiwillig verpflichtet, länger als die vorgegebene Mindestvertragsdauer Kunde des Unternehmens zu bleiben. Die von den Lieferanten angebotenen Tarife sind größtenteils einheitlich, die Preisunterschiede durch die mitunter deutliche Rabattierung jedoch wesentlich. Auch Neukunden und Abbucher erhalten Boni. Lieferanten gewähren auch Rabatte für geworbene Kunden.

Eine Produktdifferenzierung erfolgt zumeist über das Angebot von „sauberer Energie“, d. h. Ökostrom auf der Basis von Wasserkraft, Windenergie oder Sonnenenergie.



> Werbeaktivitäten der (Strom-)Unternehmen

Umfangreiche Werbemaßnahmen sind im österreichischen Endkundenmarkt noch sehr wenig vorhanden. Wie auch in den Jahren zuvor wird Werbung überwiegend von angestammten Lieferanten zur Imagepflege und damit in erster Linie zur Kundenbindung eingesetzt. Diese Werbemaßnahmen werden überwiegend in Regionalmedien, die speziell den Einzugsbereich der angestammten Lieferanten abdecken, getätigt.

Vereinzelt setzen Unternehmen, speziell Alternativenanbieter, Preis- oder Produktwerbung ein, die den Kunden zum „Verkleinern der Rechnung“ durch einen Wechsel oder auch zur Realisierung eines genannten Einsparpotenzials animieren soll. Diese Sujets finden sich auch in überregionalen Medien.

ZUSAMMENFASSUNG ENTWICKLUNG IM STROMMARKT

Festzuhalten ist, dass die Großhandelspreise bis Mitte 2008 deutlich angestiegen, dann aber beträchtlich gesunken sind. Dieser Trend soll nach Einschätzung von Experten 2009 anhalten.

Bei den Endkunden ist ein unterschiedliches Bild zu beobachten: Bei den Großkunden ist bereits seit 2007 ein deutlicher und anhaltender Anstieg der Strompreise zu beobachten. Bei den Haushaltskunden sind die Strompreise 2008 bis Oktober/November 2008 auf gleichbleibendem Niveau gewesen, die Strompreissteigerungen betragen dann aber bis zu 23 %. Dabei konnten die Vertriebsgesellschaften der EnergieAllianz, die den höchsten Marktanteil im Endkundenmarkt haben, ihre Preise überdurchschnittlich steigern, ohne massiv Kunden zu verlieren. Dies zeigt, dass nach wie vor einzelne Unternehmen über eine beträchtliche Marktmacht verfügen und im österreichischen Strommarkt große Strukturprobleme vorhanden sind.

**Strompreissteigerungen
bis zu 23 %**

Diese Einschätzung einer geringen Wettbewerbsintensität wird auch von den Lieferanten selbst geteilt: So gaben im Rahmen einer Studie von Ernst & Young¹⁹ 19 % der Unternehmen in Österreich an, den Wettbewerb im österreichischen Strommarkt als überhaupt nicht oder wenig intensiv wahrzunehmen. Die Verfasser der Studie kommen zu dem Ergebnis, dass sich der Wettbewerb in Österreich im internationalen Vergleich langsamer entwickelt.

¹⁹ Vgl. Ernst & Young, Die Zukunft der Stadtwerke, Stadtwerkestudie 2009, in Kooperation mit BDEW, Juni 2009, 16 Geschäftsführer und Vorstände von österreichischen Energieversorgungsunternehmen wurden befragt.

WETTBEWERBSUNTERSTÜTZENDE MASSNAHMEN IM ÖSTERREICHISCHEN STROMMARKT 2008

Wettbewerbsrechtliche Maßnahmen

Gegenüber den Vorjahren gab es weniger Missbrauchsverfahren. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich Marktteilnehmer grundsätzlich rechtskonform verhalten. Verstöße sind als Ausnahme zu betrachten. 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.

Durch die Novellierung des EIWOG ist es zu einer Stärkung der Konsumentenrechte gekommen. Stromunternehmen haben Preise, Informationen und Rechnungen transparent und kundenfreundlich zu gestalten und gewisse Parameter – wie z. B. den Preis in Cent/kWh – auf der Rechnung aufzulisten.

Allgemeine Geschäftsbedingungen der Lieferanten sind seit 1.1.2007 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 gesetzesmäßige Zustand erreicht werden konnte.

Verstärkung der Endkundenaktivitäten

Steigende Energiepreise und eine allgemeine Teuerungswelle sowie Diskussionen über Maßnahmen zum Energiesparen bewirken, dass sich mehr Menschen bewusst mit dem Thema Energie auseinandersetzen. Um dieser Entwicklung Rechnung zu tragen und auf das stärkere öffentliche Interesse zu reagieren, wurden die Endkunden-Services der E-Control ausgeweitet. Die E-Control ist als unabhängige Serviceeinrichtung zwar seit Jahren bei vielen Kunden bekannt, aber die Entwicklung der letzten Jahre zeigt, dass das Informationsbedürfnis in der Bevölkerung spürbar steigt: Es wurden deutlich mehr Anrufe bei der Konsumenten-Hotline verzeichnet, die Homepage wird von immer mehr Usern benützt und die Zugriffe auf den Tarifkalkulator sind hoch wie nie zuvor.

Der Tarifkalkulator: objektiv und unbestechlich.

Der Tarifkalkulator der E-Control ist nach wie vor die einzige Möglichkeit für Kunden in Österreich, einen einfachen und objektiven Preisvergleich verschiedener Strom- und Gaslieferanten durchzuführen. Daher ist die stetige Weiterentwicklung und Anpassung des Tarifkalkulators an veränderte Gegebenheiten wichtig. Nach einer eingehenden Analyse des Tarifkalkulators wurden im letzten Jahr Änderungen durchgeführt, die die Benutzerfreundlichkeit steigern sollten. Der Kreis der Unternehmen, die im Tarifkalkulator mit ihren



Preisen abgebildet sind, wurde ebenfalls stark erweitert. So ist es für eine noch größere Zahl an Kunden möglich, einen einfachen und raschen Preisvergleich durchzuführen.

Nach wie vor fehlt es jedoch an einer Verpflichtung für die Energieunternehmen, die Preise in den Tarifikalkulator selbständig einzupflegen und die Preisblätter im Falle einer Preisänderung rechtzeitig an die E-Control zu übermitteln. Ein zuverlässiger Preisvergleich ist gerade bei Preisänderungen besonders wichtig, aber schwierig durchzuführen, wenn Preiserhöhungen beispielsweise erst kurzfristig im Tarifikalkulator angekündigt werden.

Strenge Rechnung, gute Freunde.

Daneben bietet die E-Control den Endkunden die Möglichkeit, über eine Hotline wichtige Fragen, z. B. zu ihrer Rechnung, mit Energieexperten zu klären. 2008 wurde das Monitoring dieser Anfragen verbessert, um die aktuellen Themen schneller greifbar zu machen, effizienter zu bearbeiten und seitens der E-Control mit adäquaten Maßnahmen reagieren zu können. Durch die laufende Erfassung der Nutzung von Homepage, Tarifikalkulator und Hotline wurde eine solide Datengrundlage für die Tätigkeit der Regulierungsbehörde geschaffen, die die optimale Steuerung von Medienarbeit und Kundeninformation ermöglicht.



Regulierung und Erfolge auf dem Erdgasmarkt

Regulierungsrahmen für den österreichischen Gasmarkt

REGULIERUNG DER GASNETZE

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

Für den Zugang zum Inlandstransport- und -verteilungsnetz gilt das „One-Stop-Shop-Prinzip“. Das heißt, der Endkunde hat nur einen Netzzugangsvertrag mit dem lokalen Netzbetreiber, der Transport durch die vorgelagerten Netze wird durch Verträge zwischen den jeweiligen Netzbetreibern sowie mittels Rucksackprinzip geregelt. 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.

Unterschiedliche Regulierungssysteme für Inlandstransporte und Transit

Für den Zugang zu den Transitleitungen nimmt OMV Gas GmbH eine Koordinierungsfunktion wahr (One-Stop-Shop-Prinzip). Mit der Novelle 2006 zum Gaswirtschaftsgesetz²⁰ sind Bestimmungen zur Tarifierung von grenzüberschreitenden Transporten per 1. 1. 2007 in Kraft getreten, und 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.

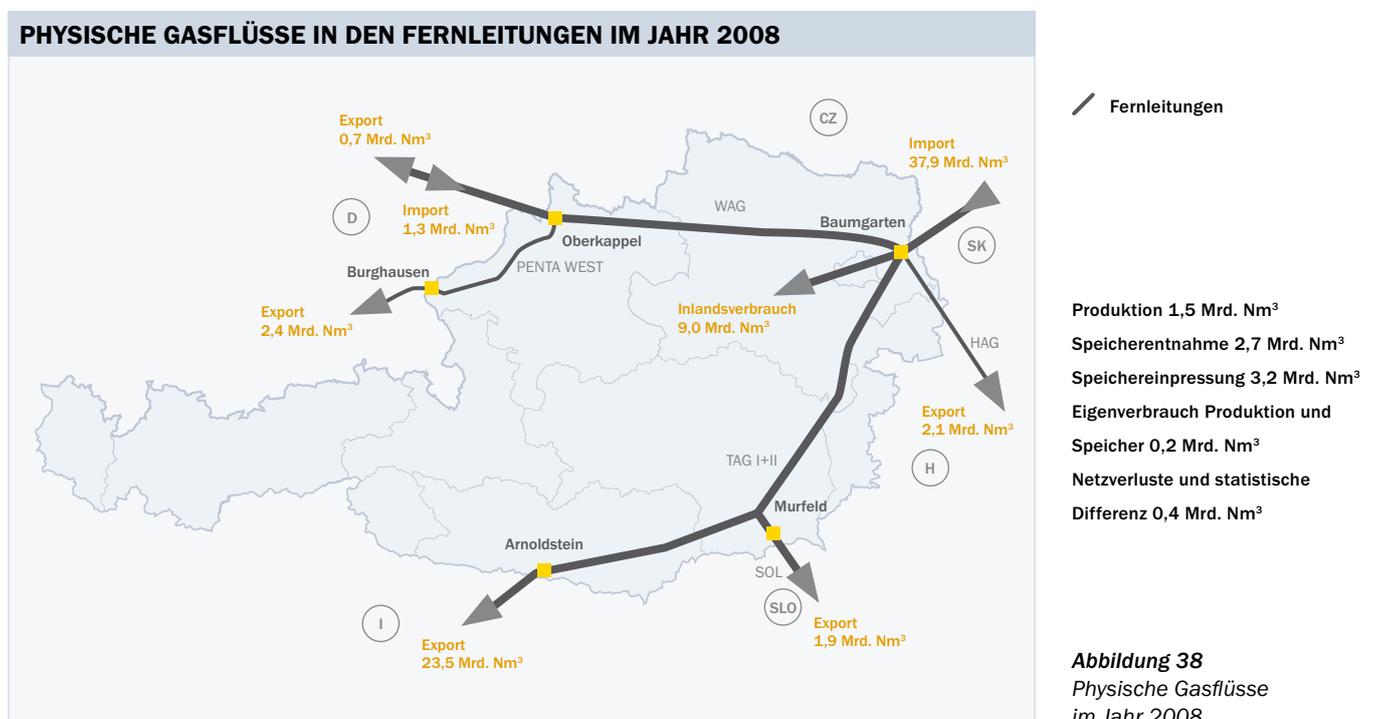
Regulierung der Transitfernleitungen

Das österreichische Gaswirtschaftsgesetz unterscheidet in seinen Bestimmungen zur Regulierung der Netze zwischen dem Netzzugang für inländische Kunden und dem Netzzugang bei grenzüberschreitenden Erdgastransporten. Aufgrund des hohen Anteils an Erdgas, das durch Österreich transitiert wird, kommt dieser gesetzlichen Unterscheidung auch in der Praxis große Bedeutung zu. Von der im Jahr 2008 importierten Menge an Gas wurde rd. 80% wieder exportiert. Insgesamt wurden 2008 rd. 39,2 Mrd. Nm³ importiert, wovon rd. 9 Mrd. Nm³ für den österreichischen Markt bestimmt waren. Der größte Anteil des transitier-ten Erdgases ging nach Italien. Im Jahr 2008 waren dies rd. 23,5 Mrd. Nm³ (Abbildung 38).

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 die der Süd-Ost-Gasleitung (SOL).

²⁰ Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006, BGBl I 106/2006

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.



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

Kapazitätsallokation und Engpassmanagement

Die Kapazitäten an den nationalen Grenzen zu angrenzenden Marktgebieten sind eine knappe Ressource. Ein nennenswerter Teil der Nachfrage nach garantierten Transportkapazitäten kann nicht befriedigt werden, weil keine garantierten Kapazitäten buchbar sind (siehe Abbildung 39). Dies wirkt sich einerseits als Markteintrittsbarriere aus und stellt andererseits eine Barriere für den kurzfristigen Gashandel zwischen dem Handelspunkt Baumgarten und dem virtuellen Handelspunkt der NetConnect Germany in Deutschland sowie dem virtuellen Handelspunkt in Italien (PSV) dar. Zugleich sind die Netze häufig technisch nicht ausgelastet. Ein erheblicher Teil der nicht befriedigten Transportnachfrage könnte demnach durch Nutzung der bestehenden Infrastruktur technisch realisiert werden.

Aufgrund der Trennung des Netzzugangsregimes für Transittransporte und Regelzonen-transporte kommen auch unterschiedliche Kapazitätsallokations- und Engpassmanagementmechanismen zur Anwendung. Während in der Regelzone das Rucksackprinzip gilt, wobei jedem Endkunden die erforderliche Kapazität bis zum Einspeisepunkt gehört, kommen im Transitregime vor allem unterbrechbare Verträge im Engpassmanagement zur Anwendung, welche nach dem Prinzip first-come-first-served vergeben werden. *Abbildung 39* zeigt die Kapazitätssituation an den Einspeisepunkten nach Österreich.



Abbildung 39
 Anteile der freien Einspeisekapazität²¹ (garantiert und unterbrechbar), getrennt für Transit und Regelzonen für das Gaswirtschaftsjahr 2009/10

Quelle: AGGM AG, TAG GmbH, BOG GmbH, TIWAG-Netz AG, Bayernets GmbH, VKW-Übertragungsnetz AG, GVS Netz GmbH

An den Grenzen wird's eng.

Die Engpasssituation an den Grenzen macht den kurzfristigen Handel von Gas nur für Händler möglich, die bereits Kapazität (etwa im Zuge von Langfristverträgen) gebucht haben und diese kurzfristig zur Optimierung ihres Portfolios nutzen können, um Preisunterschiede zwischen Handlungspunkten auszunutzen. Für alle Händler, die keine Kapazität buchen können, besteht

²¹Die Berechnung erfolgte gemäß den Angaben der Netzbetreiber und Regelzonenführer. Dabei wurde die garantiert und unterbrechbar buchbare Kapazität im Zeitraum vom 1. 10. 2009 bis zum 30. 9. 2010 durch die jeweilige Designkapazität der Transitleitung sowie der maximalen zuordbaren gesicherten Kapazität für die Regelzone Ost an den Einspeisepunkten Baumgarten und Oberkappel dividiert.



auch keine Möglichkeit, diese Preisunterschiede zu ihren Gunsten auszunützen. Dazu kommt noch, dass kurzfristige Kapazitätsprodukte – das sind Kapazitätsprodukte mit einer Laufzeit von einem Tag bzw. von weniger als einem Monat – nur mit einer Vorlaufzeit von fünf Tagen buchbar sind.

Um die Vorlaufzeit von fünf Tagen bei Day-Ahead-Kapazitätsverträgen zu minimieren, bietet BOG GmbH einen Rahmenvertrag für Day-Ahead-Services an, welcher die Bedingungen für das Recht eines Shippers regelt, eine bestimmte Menge an Erdgas im Pipelinesystem der WAG für den nächsten Tag (Day-Ahead) zu nominieren und somit kurzfristig für seine Transporte zu nutzen. BOG überprüft dabei am Vortag die nicht nominierte Kapazität und stellt diese für Transportkunden mit Day-Ahead-Rahmenverträgen zur Verfügung.

OMV Gas GmbH bietet Kapazitätsprodukte zwar für einzelne Gastage an, jedoch nur mit einer Vorlaufzeit von fünf Arbeitstagen und nicht über einen Rahmenvertrag. TAG GmbH bietet Kapazität nicht für einzelne Gastage an.

Während die Trans-Austria-Gasleitung (TAG) vor allem in den Wintermonaten physikalisch voll ausgelastet ist (*Abbildung 40*), ist die Hungaria-Austria-Gasleitung (HAG) nur zu ca. 50% ausgelastet, obwohl 100% der Kapazität gebucht sind (*Abbildung 41*).

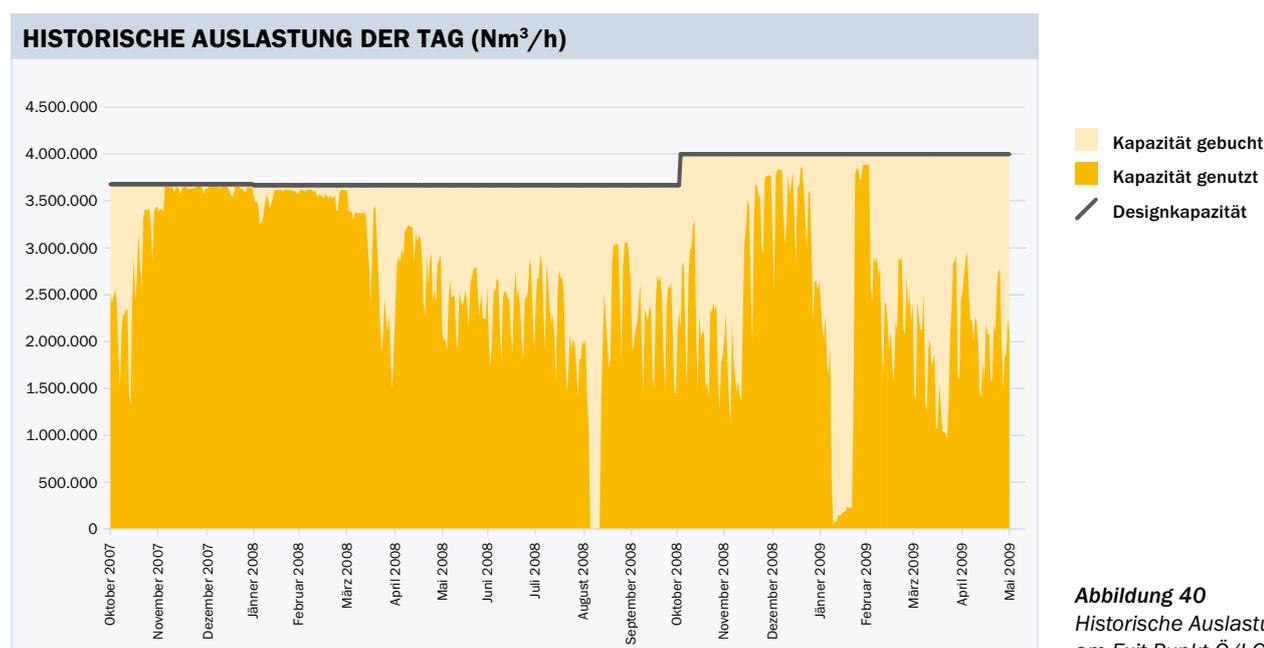
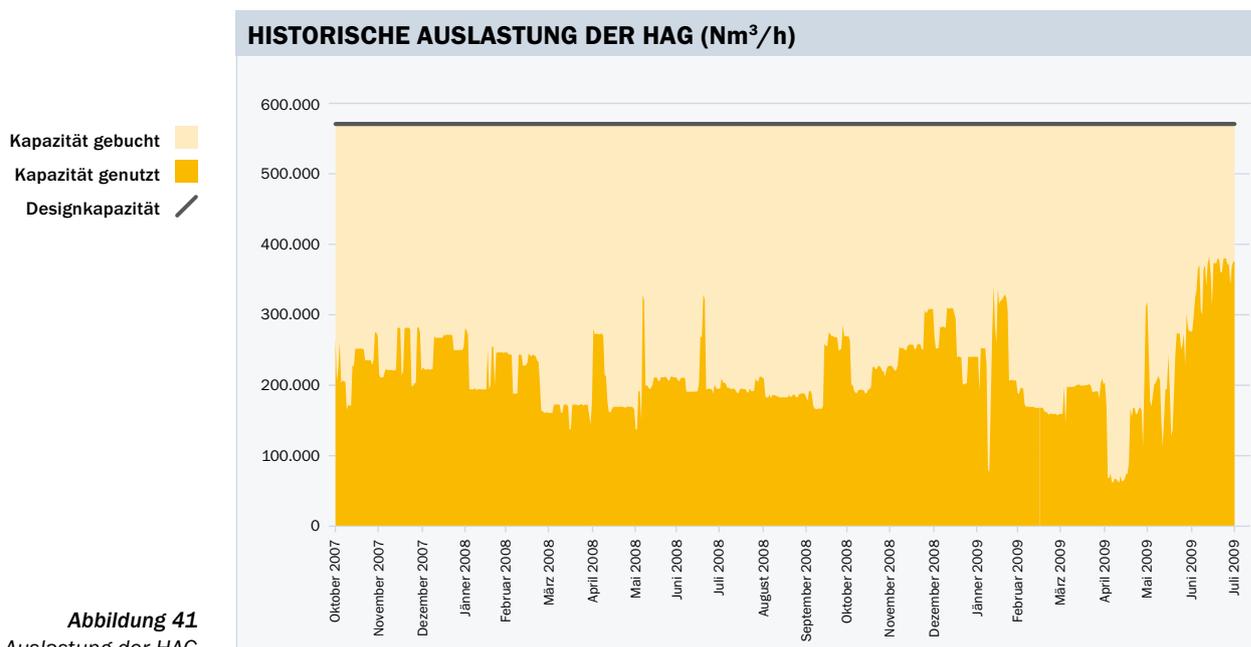


Abbildung 40
Historische Auslastung der TAG
am Exit-Punkt Ö/I Grenze

Quelle: TAG GmbH



Quelle: OMV Gas GmbH

Tarife

Mit der Novelle 2006 zum Gaswirtschaftsgesetz²² sind Bestimmungen zur Tarifierung von grenzüberschreitenden Transporten per 1. 1. 2007 in Kraft getreten. Mit 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 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 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.

²² Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006, BGBl I 106/2006



Interconnection Agreement am Punkt Baumgarten

Die am Punkt Baumgarten angrenzenden Netzbetreiber haben Anfang 2009 ein Interconnection Point Agreement (IPA) abgeschlossen. Ziel des Agreements ist es, zahlreiche technische Details am Übergabepunkt Baumgarten zu vereinheitlichen, die Kooperation der Fernleitungsnetzbetreiber zu stärken und somit eine wesentliche Erleichterung für Shipper beim grenzüberschreitenden Transport von Erdgas zu gewährleisten. Darüber hinaus zählt der Abschluss des Interconnection Agreements als Voraussetzung für eine erfolgreiche Etablierung der Erdgasbörse am Handelspunkt Baumgarten.

Sekundärhandel von Kapazitäten

Aufgrund der 2008 eingeleiteten Verfahren gegen einige Transportkunden, die ihre nicht genutzte kommittierte Transportkapazität nicht über die zentrale Handelsplattform Dritten angeboten haben, kam es zu einer vermehrten Nutzung der Plattform. Im Rahmen des Ende 2008 gestarteten Marktregelprozesses wird nun an einer Verbesserung der Verfahren für den Handel mit Transportkapazitäten diskutiert. Neben dem Bulletin Board könnte auch ein Auktionsverfahren für Sekundärmarktkapazität von OMV Gas GmbH als Betreiberin der zentralen Handelsplattform eingerichtet werden.

REGULIERUNG DER INLANDSNETZE – WEITERENTWICKLUNG DES NETZZUGANGSMODELLS

Inlandstransport und -verteilung: Netznutzungsentgelte

Zum 1. Jänner 2009 wurden die Netznutzungsentgelte durch eine Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2008 Novelle 2009) wegen Einführung des Investitions- und Betriebskostenfaktors leicht erhöht. Dieser Faktor ist – wie in der Stromregulierung – für die Anerkennung der Investitionen eingeführt worden. Für Ausbauinvestitionen werden im Rahmen der Kostenbasis Abschreibungen sowie Kapitalkosten berücksichtigt. Unter Ausbauinvestitionen werden einerseits Erweiterungen des Netzes sowie andererseits für die Versorgungssicherheit wesentliche Investitionen, wie jene in Donaudüker sowie in die Sanierung von PVC-Rohrleitungen und Graugussleitungen, verstanden.

Die Berücksichtigung der höheren Kapitalkosten erfolgt nur, falls die entsprechenden Nachweise durch die Unternehmen erbracht werden können.

Weiters werden für ausgewählte Projekte der Netzebene 1 (Ausbau Südschiene) während der Bauphase angemessene Fremdkapitalzinsen in Anlehnung an die Ermittlung der Finanzierungskosten für die jeweils bekannten Zahlungsflüsse des Jahres 2008 sowie die des Jahres 2009 kalkulatorisch berücksichtigt und fließen in die Tarifiermittlung ein. Durch die kalkulatorische Berücksichtigung der Werte wird jedenfalls das Risiko für die Netzbetreiber minimiert und die Vorfinanzierung durch das Unternehmen gewährleistet.

Seit der Liberalisierung wurden die Netztarife um rund 100 Mio. Euro gesenkt

Nicht zu vergessen ist, dass die Netztarife seit der völligen Liberalisierung der österreichischen Gasmärkte im Oktober 2002 um durchschnittlich mehr als 17 % bzw. rund 100 Mio. Euro gesenkt wurden.

Durch ein neues System der Kostenevaluierung, das sich an den effizientesten Netzbetreibern orientiert, kann man von weiteren Entlastungen in der Zukunft ausgehen. Gleichzeitig wird durch die Einführung des Investitions- und Betriebskostenfaktors die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleistet. Die ineffizientesten Unternehmen sollten innerhalb von zwei Regulierungsperioden und somit zehn Jahren bis 2017 an die effizientesten herangeführt werden. Eine Überprüfung findet nach fünf Jahren statt, wobei jährlich die Gas-Netztarife angepasst werden.

Entwicklung „Sonstige Transporte“

Die Sonstige-Transporte-Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2007, die das Netznutzungs-entgelt für grenzüberschreitende sonstige Transporte von Erdgas und für grenzüberschreitende Transporte von Erdgas von einem Einspeisepunkt in die Regelzone zu einem Ausspeisepunkt aus der Regelzone bestimmt, wurde seit dem Zeitpunkt des In-Kraft-Tretens (Oktober 2007) per 1. 1. 2009 nun bereits zum zweiten Mal novelliert (Tabelle 7).

| AKTUELLE TARIFE 1/2009 | | |
|-------------------------------|-------------------|--------------------|
| Transportstrecke | bis 150 km | über 150 km |
| Arbeitspreis in Cent/kWh | 0,0134 | 0,0537 |
| Leistungspreis Cent/kWh/h | 110,06 | 440,25 |

Tabelle 7
 Aktuelle Tarife per 1/2009 gem.
 SonT-GSNT-VO Novelle 2009

Quelle: E-Control

Für die Festlegung des entfernungsabhängigen Tarifes gilt nach wie vor, dass es zwischen der Regelzone und den Transitleitungen zu keiner Konkurrenzsituation kommt, da Regelzonenkapazitäten vorrangig der Endkundenversorgung dienen und daher nur im verfügbaren Ausmaß für grenzüberschreitende Transporte zur Verfügung stehen. Transporte in den Speicher sind – wie auch Transporte aus dem Speicher – in die Regelzone zur Versorgung von Endkunden kostenlos bzw. werden über die Inlandsbriefmarke abgedeckt.

Abbildung 42 zeigt an den Einspeisepunkten Baumgarten und Oberkappel die maximal zuordenbare gesicherte Kapazität für die Regelzone, bestehend aus der gesichert zugeord-



neten Kapazität für Endkunden und sonstige Transporte sowie aus der verfügbar gesicherten Kapazität. Der Transitanteil an der Gesamtkapazität beträgt in Baumgarten ca. 80% und in Oberkappel ca. 54%.

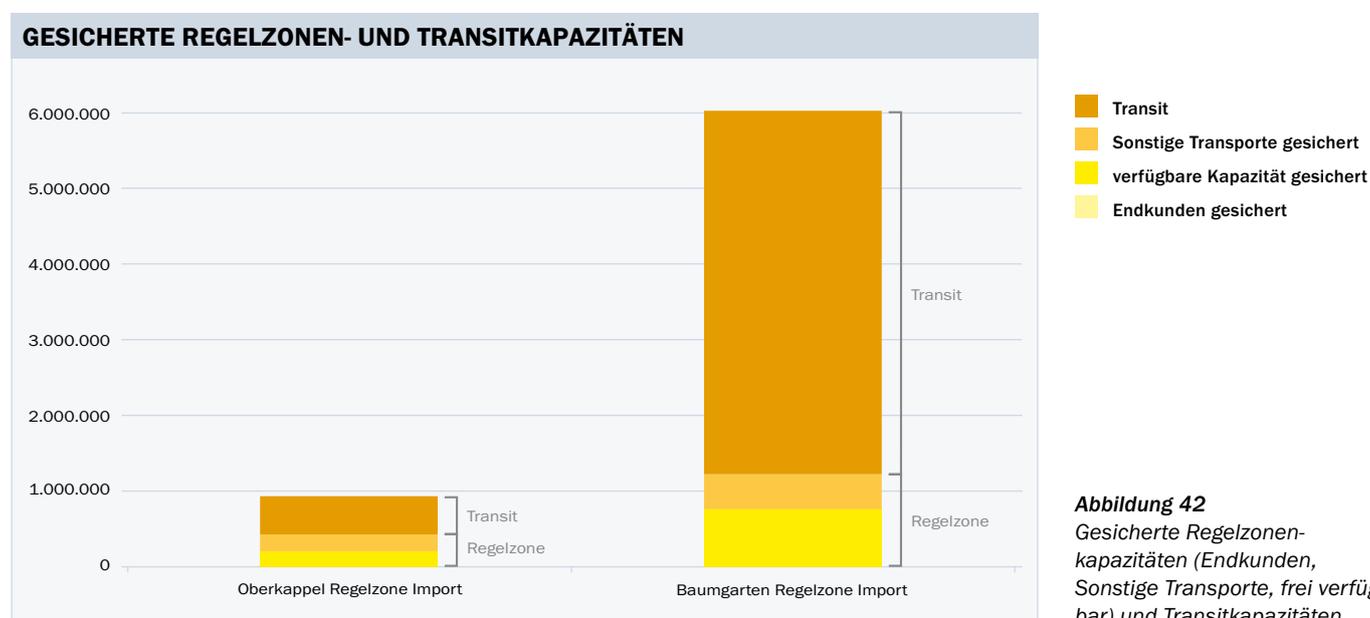


Abbildung 42
Gesicherte Regelzonenkapazitäten (Endkunden, Sonstige Transporte, frei verfügbar) und Transitkapazitäten

Quelle: E-Control, AGGM

Kapazitätserweiterungen

2006 wurde durch die GWG-Novelle eine formelle Regelung für Kapazitätserweiterungen eingeführt, die 2007 umgesetzt wurde. Für den Fall, dass keine ausreichenden Inlandstransportkapazitäten vorhanden sind, wurde mit der Verankerung des § 19a (2a) GWG²³ die Möglichkeit geschaffen, sog. Kapazitätserweiterungs-Anträge zu stellen. Damit wurden angemessene Anreize als Grundlage für erforderliche Investitionen in die Transportinfrastruktur geschaffen. Durch den im GWG definierten Netzausbauvertrag gehen Netzbetreiber und Netzbetreiber eine wechselseitige Verpflichtung zwecks besserer Planbarkeit von Investitionen und Transportleitungen ein.

²³„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:

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

Mit der Genehmigung entsprechender Projekte in der langfristigen Planung durch die Energie Control Kommission erhält der Netzbetreiber die Zusicherung, dass er die Investitionen über regulierte Tarife finanzieren kann. Der Netzbenutzer und der Endkunde haben die 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.

Abschluss der Netzausbauverträge sichert Netzausbau

Der Kapazitätsausbau im Fernleitungssystem der Regelzone Ost wird überwiegend durch neue Kraftwerksprojekte und zusätzlichen Bedarf für Speichergastransporte ausgelöst. AGGM prognostiziert in der langfristigen Planung eine Erhöhung der Transportleistung von mehr als 50 % in den nächsten 10 Jahren. Im zweiten Quartal 2008 wurden die erforderlichen Netzausbauverträge erfolgreich zwischen den betroffenen Netzbenutzern und Netzbetreibern abgeschlossen. Aus heutiger Sicht kann mit einer planmäßigen Fertigstellung und Inbetriebnahme der Südschiene 2011 gerechnet werden, wodurch eine rechtzeitige Versorgung des Kraftwerks Mellach gewährleistet werden kann und darüber hinaus ausreichend Kapazitäten für sämtliche Erdgaskunden zur Verfügung stehen. Die Fertigstellung und Inbetriebnahme der Westschiene ist gemäß Langfristplanung für Ende 2012 festgelegt.

EFFEKTIVE ENTFLECHTUNG IM GASBEREICH

Nach den Bestimmungen des Gaswirtschaftsgesetzes haben Netzbetreiber ein Gleichbehandlungsprogramm zu erstellen, aus dem hervorgeht, welche Maßnahmen zum Ausschluss diskriminierendes Verhaltens getroffen werden. Seit dem letzten Jahr müssen auch die Inhaber der Transportrechte ein Gleichbehandlungsprogramm erstellen und der Behörde jährlich einen Bericht diesbezüglich abgeben. In einem Gleichbehandlungsprogramm 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 ihr gegenüber 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 2007 erstellt. Die Veröffentlichung des Berichtes auf der Homepage der E-Control erfolgte im Dezember 2008. Die Ergebnisse des Berichts werden nachfolgend zusammengefasst.



> Funktionales Unbundling

Die erste und zweite Führungsebene findet sich in sehr unterschiedlichen Positionen in anderen oder verbundenen Unternehmen/Gesellschaften/Vereinen wieder. Dies sollte mit besonderer Vorsicht beobachtet werden. Fakt ist, die Führungsebene kann auf keinen Fall im konzernverbundenen Wettbewerbsbereich tätig werden, auch auf indirekte Beziehungen ist in diesem Fall zu achten.

> Organisatorisches Unbundling

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.

Energievertrieb und Netz oft noch in einer Hand

Alle Unternehmen haben in ihren Gleichbehandlungsprogrammen Schulungen hinsichtlich Maßnahmen zum Ausschluss diskriminierendes Verhaltens geplant. Diese werden hauptsächlich jährlich abgehalten und umfassen meistens jene Mitarbeiter, die diskriminierungsrelevante Tätigkeiten erbringen bzw. direkten Kundenkontakt haben. Nur bei einigen wenigen Unternehmen werden auch Mitarbeiter, die im Rahmen von Dienstleistungsverträgen Tätigkeiten erbringen, geschult.

Bei der Entlohnung sind kaum variable Gehaltsbestandteile, die vom Ertragsziel konzernverbundener Unternehmen abhängen, beinhaltet. Was jedoch als kritisch betrachtet werden kann, ist der Zustand, dass das obere und mittlere Management Anteile an konzernverbundenen Unternehmen halten darf. Dieser Umstand wäre aus Sicht der ECG jedenfalls zu unterlassen, um entsprechende Anreize für Handlungen zu vermeiden.

> Unbundling der Entscheidungsfindung

Einige Gasnetzbetreiber haben tatsächlich einen Weisungsausschluss bezüglich des laufenden Betriebs oder einzelne Entscheidungen über den Bau oder die Modernisierung von Leitungen in ihrer Satzung formuliert (vgl. dazu § 7 Abs 3 lit c GWG). Der Großteil proklamiert nur im Gleichbehandlungsbericht bzw. im Gleichbehandlungsprogramm, dass es keinerlei diesbezüglichen Weisungen gibt. Ob allerdings tatsächlich Weisungen dadurch unterbunden werden, kann von der Behörde größtenteils nicht festgestellt werden.

> Informatorisches Unbundling

Grundsätzlich ist zu erkennen, dass das Bewusstsein und das Engagement der Unternehmen in Richtung Informatorisches Unbundling gestiegen ist. Es gibt aber immer noch viele nicht eindeutig definierte und umgesetzte Aufgaben zu diesem Thema.

Es gab in einzelnen Unternehmungen zwar Bestrebungen, ein Zugriffsberechtigungskonzept für wirtschaftlich sensible/vorteilhafte Informationen zu erstellen, aber außer bei wenigen Unternehmen ist keine wirkliche Verbesserung zum Vorjahr zu erkennen. Die Behörde sieht in der konkreten Definition der Daten einen ersten wichtigen Schritt, auf dessen Grundlage Datenzugriffskonzepte überhaupt erst aufgebaut werden können.

Prämisse von Datenzugriffsberechtigungen sollte sein, dass jede Organisationseinheit nur Zugriff zu jenen wirtschaftlich sensiblen/vorteilhaften Daten haben darf, die sie für den effizienten Ablauf ihrer Geschäftsprozesse benötigen und die ihr aufgrund der rechtlichen Rahmenbedingungen zustehen.

Umgang mit wirtschaftlich sensiblen Daten bleibt Problempunkt

Anregungen und Ausblick

Im letzten Jahr wurden seitens der Behörde Verfahren hinsichtlich der Konzernstruktur einzelner Gasnetzbetreiber geführt. Die Behörde hat den Standpunkt vertreten, dass das Netz nicht in der Muttergesellschaft des Vertriebs sein kann, da sonst die Unabhängigkeit des Netzbetriebes nicht gegeben ist. Diese Verfahren wurden allesamt eingestellt, da die Unternehmen diese Strukturen auf freiwilliger Basis verändert haben.

Der Großteil der österreichischen Unternehmen hat die Entflechtung entsprechend den wenig konkreten und wenig ambitionierten gesetzlichen Vorgaben in der Mehrzahl nur formell umgesetzt. Auch der Umgang mit wirtschaftlich sensiblen/vorteilhaften Daten ist weiterhin ein ungelöster Punkt in der Umsetzung. Die ungenügende Ausstattung der Netzbetreiber mit physischen und finanziellen Ressourcen ist ein zusätzlicher Indikator für die nicht eigenständigen Netzgesellschaften.

Eine Maßnahme der ECG wird die „Aktion scharf“ bei der Überwachung der Entflechtung sein. Die ECG wird den vollen Interpretationsspielraum und alle rechtlichen Möglichkeiten des Gesetzes nutzen, um Gleichbehandlung, Datenschutz und die Unabhängigkeit des Netzbetreibers zu gewährleisten.



Entwicklung des Wettbewerbs im österreichischen Gasmarkt

Im Jahr 2008 hat sich die grundlegende Struktur der Erdgaswirtschaft in Österreich im Vergleich zu 2007 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 Gasverbrauchs), vorwiegend an russischem Erdgas, gefolgt von kleineren Mengen aus Deutschland und Norwegen.

AUFBRINGUNG UND VERWENDUNG VON ERDGAS IN ÖSTERREICH

Tabelle 8 zeigt in tabellarischer Form wesentliche Indikatoren für den Erdgasmarkt in Österreich für 2008. Auffallend ist der deutliche Rückgang der inländischen Produktion um 17,2 %. Die Abgabe an Endkunden hat um 5,7 % zugenommen.

| BILANZ DER GASWIRTSCHAFT FÜR 2008 | | | |
|--|----------------------------------|-------------------|----------------------------|
| | Mrd. m³ (2008) | GWh (2008) | Veränderung zu 2007 |
| Importe | 39,21 | 435.595 | 5,60 % |
| Produktion | 1,53 | 17.017 | -17,10 % |
| Speicherentnahme | 2,74 | 30.424 | 15,10 % |
| Export | 31,30 | 347.779 | 3,50 % |
| Speichereinpressung | 3,16 | 35.110 | 17,80 % |
| Eigenverbrauch, Verluste, Netzverluste; Stat. Differenz | 0,62 | 6.920 | 19,61 % |
| Abgabe an Endkunden | 8,39 | 93.228 | 5,68 % |
| Maximaler Tagesverbrauch | 39,1 | 434,4 | |
| Minimaler Tagesverbrauch | 8,8 | 97,9 | |

Tabelle 8
Bilanz der Gaswirtschaft
für 2008

Entwicklung von Erdgasangebot und -nachfrage in Österreich im Jahr 2008

Erdgasangebot und -nachfrage in Österreich im Jahr 2008 sind in *Abbildung 43* dargestellt. Insgesamt wurde 2008 um 5.000 GWh mehr Erdgas an Endkunden abgegeben als im Vorjahr. Dabei stiegen Importe um ca. 6 % und Exporte um ca. 4 %. Die Speicherbewegungen (höhere Ein- und Ausspeisungen) haben aufgrund der Inbetriebnahme des Speicher Haidachs deutlich zugenommen. Die Produktion ist deutlich zurückgegangen.

Die Verbrauchsseite (Verwendung) zeigt deutlich die Variation im Verbrauch zwischen Sommer und Winter und die saisonale Verwendung von Erdgaslagerstätten. 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 inländische Produktion von Erdgas blieb daher das ganze Jahr über relativ konstant. Die Daten in *Abbildung 43* unterstreichen daher deutlich die Bedeutung von Speichern als saisonales Flexibilitätsinstrument.

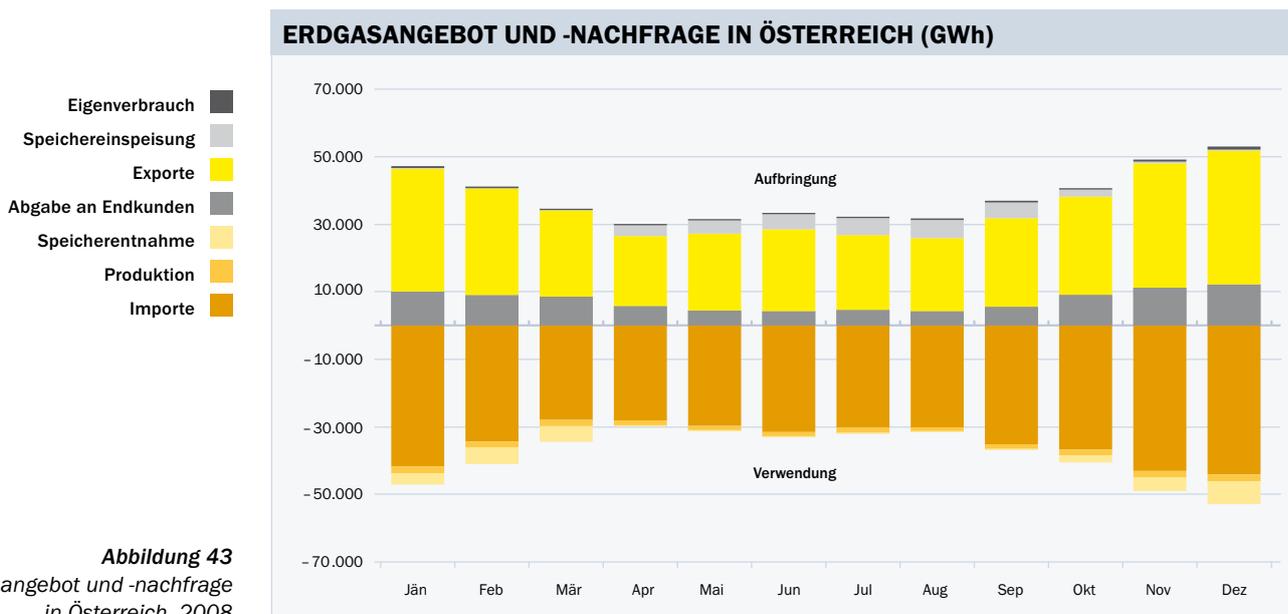


Abbildung 43
 Erdgasangebot und -nachfrage
 in Österreich, 2008

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. Im Jahr 2008 wurden in Österreich insgesamt rd. 1,5 Mrd. Nm³ Naturgas²⁴ gefördert²⁵, damit ist die Produktion deutlich um knapp 16 % zurückgegangen. Der Anteil der OMV hat sich auf ca. 79 % erhöht (Tabelle 9).

²⁴ Unter Naturgas wird sowohl Erdgas als auch Erdölgas verstanden.
²⁵ Vgl. Geologische Bundesanstalt, <http://www.geologie.ac.at/>



| NATURGASPRODUKTION IN ÖSTERREICH 2008 | | | |
|--|-------------------------|--------------|--------------|
| | in Mio. Nm ³ | in % | % gg. 2007 |
| OMV Austria Exploration & Production | 1.223 | 79,2 | -6,6 |
| Rohöl-Aufsuchungs AG | 321 | 20,8 | -29,5 |
| Gesamt | 1.544 | 100,0 | -15,9 |

Tabelle 9
Naturgasproduktion in Österreich
2008

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

Die (sicher und wahrscheinlich gewinnbaren) Reserven betragen am 1.1.2008 34,4 Mrd. m³. Dies ergibt eine Reichweite der Reserven für 23 Jahre (Verhältnis Reserven zu Jahresproduktion).

GROSSHANDELSMARKT

Die Erdgasbeschaffung auf den europäischen Großhandelsmärkten erfolgt zum einen auf einer bilateralen Basis von langfristigen Verträgen zwischen Produzenten und Großhändlern und zum anderen an Marktplätzen (Hubs) über den Abschluss von kurzfristigen Verträgen. Die Beschaffung an Handelsplätzen spielt im Beschaffungsportfolio der österreichischen Gaslieferanten bisher eine untergeordnete Rolle.

Gasbeschaffung über langfristige Verträge

Preisentwicklung

Die Importpreise in den langfristigen Verträgen sind mit einer Zeitverzögerung von 3 bis 6 Monaten an die Ölpreise (Produktenpreise) gekoppelt. Im Jahr 2008 kam es aufgrund der Ölpreisentwicklung zur starken Schwankungen der Beschaffungspreise, mit einer deutlichen Erhöhung bis September 2008 und einem starken Preisverfall seit diesem Zeitpunkt (*Abbildung 44*), auch bedingt durch die Wirtschaftskrise und dem Rückgang der Ölnachfrage. Trotz Glättung der Ölpreisentwicklung durch die 3-Monats-Durchschnittspreisbildung haben die Gasimportpreise daher eine Schwankung von bis 100% (September 2008 bis April 2009) vorzuweisen.

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, es wird jedoch angenommen, dass sie nicht unabhängig von der Preisentwicklung in den Importverträgen ist.

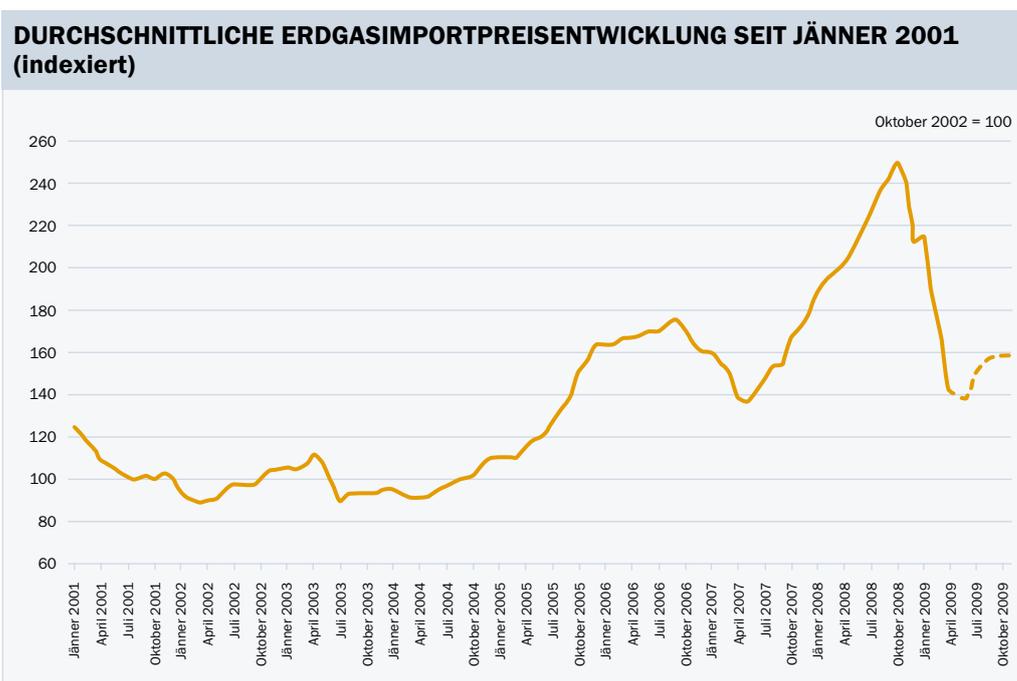


Abbildung 44
Durchschnittliche Erdgasimportpreisentwicklung seit Jänner 2001 (indexiert)

Quelle: Statistik Austria, strichliert: weitere Einschätzung der E-Control

Mengenentwicklung

Die Nettoimporte betragen 2008 knapp 8 Mrd. m³. Der Anteil der Importe am gesamten Gasaufkommen schwankt seit 2003 um die 80% und hat sich im Vergleich zum letzten Jahr erhöht. Die importierte Menge hat 2008 um ca. 5% zugenommen.

Anbieterstruktur

Die Anbieterstruktur hat sich im Jahr 2008 nicht verändert. Von den Importen hatte russisches Gas und damit der Bezug von Gazexport/GWH einen Anteil von 71%, norwegische und deutsche Anbieter hatten einen Anteil von 31% (Gasflüsse auf vertraglicher Basis). Der Anteil russischen Gases an den physikalischen Flüssen ist dagegen deutlich höher und liegt bei mehr als 90%.



Zusätzlich zu diesen Importen wurden die o. g. 1,5 Mrd. m³ Gas in Österreich von den beiden Produzenten OMV AG und RAG AG gefördert und in der Regelzone Ost z.T. über langfristige Verträge abgesetzt. Die Absatzmengen der Inlandsproduzenten sind 2008 deutlich zurückgegangen.

Angebotsseitig ist somit eine sehr hohe Marktkonzentration, ausgedrückt in einem hohen HHI festzustellen, der deutlich über der Schwelle von 0,18 liegt.

Auch die Liefereinkürzungen im Jänner 2009 haben gezeigt, dass die russischen Gasmen- gen nicht kurzfristig substituiert werden können. Zusätzliche Importe über Oberkappel (Grenzübergabepunkt zwischen Deutschland und Österreich) sind nur begrenzt und auf unterbrechbarer Basis möglich. Das aus den Speichern entnommene Gas, durch das ein wesentlicher Teil des Lieferausfalls abgedeckt werden konnte, ist ebenfalls russisches Gas, das in den Sommermonaten eingespeichert worden ist.

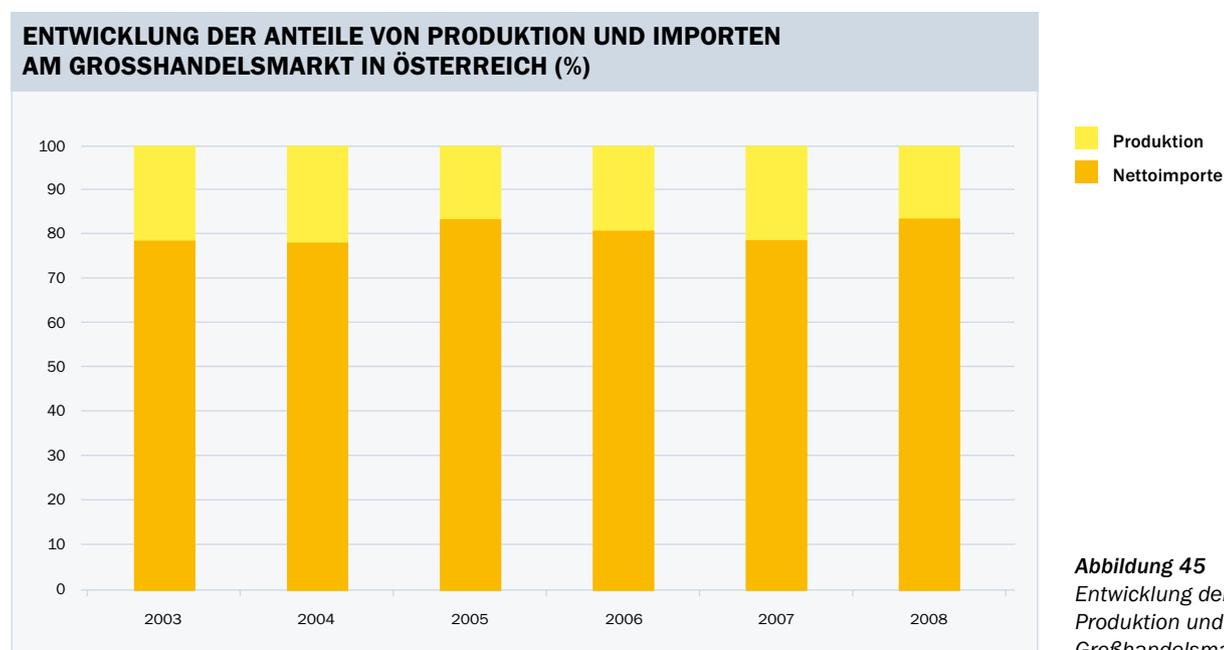


Abbildung 45
Entwicklung der Anteile von
Produktion und Importen am
Großhandelsmarkt in Österreich

Quelle: BP, Statistical Review of World Energy, E-Control

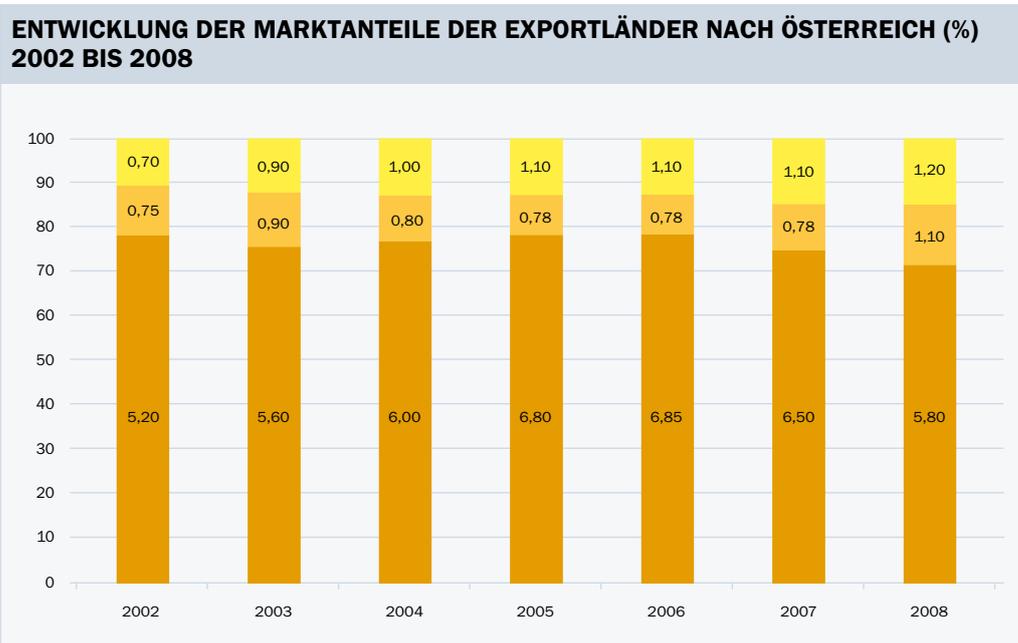


Abbildung 46
 Entwicklung der Marktanteile der Exportländer nach Österreich, 2002 bis 2008

Quelle: BP Statistical Review 2009, Erdgashandel auf der Basis der vertraglichen Flüsse, stimmt nicht unbedingt mit den physikalischen Flüssen überein.

Nachfragestruktur

Im Jahr 2006 haben Econgas und die GWH Gas- und Warenhandels GmbH langfristige Lieferverträge bis 2027 mit Gazexport abgeschlossen.²⁶ Die GWH Gas- und Warenhandels GmbH ist ein Zwischenhändler, deren Anteilseigner zu jeweils 50% Centrex Europe Energy & Gas AG und Gazprom export Ltd. sind.²⁷ GWH verkauft diese Gasmengen über langfristige Verträge an STGW, Salzburg AG (EIS) und Kelag weiter.

²⁶ Vgl. Pressemitteilung OMV vom 29.9.2006 auf www.omv.com
²⁷ Vgl. <http://www.centrex.at/de/organismedetail.asp?d=6>



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. Bisher ist OMV Gas noch Vertragspartner.

Im Rahmen der Neuordnung der Importsituation 2006 sind auch die langfristigen Bezugsverträge für die Inlandsproduktion der OMV verändert worden, da EconGas, STGW, Salzburg AG und Kelag langfristige Direktverträge mit OMV Exploration and Production abgeschlossen haben.

Gasbeschaffung an kurzfristigen Handelsplätzen

Handel am CEGH

Ein Hub ist ein Handelsplatz in einem Transportnetz oder an der Verbindung mehrerer Transportnetze, im österreichischen Transportnetz ist dies der Central European Gas Hub (CEGH). Der CEGH ist an den Schnittpunkten mehrerer Transportleitungen errichtet worden (WAG, TAG, MAB, HAG, OMV-Netz). Eigentümer der Betreibergesellschaft CEGH AG ist zu 100 % OMV Gas und Power GmbH.

Der Gas Hub in Baumgarten wird von der Central European Gas Hub (CEGH) GmbH betrieben. Handel (Title Transfer) ist an den Punkten Baumgarten, Oberkappel, Überackern, Weitendorf, Murfeld und Ungarische Grenze möglich. In Baumgarten treffen mehrere Transportsysteme zusammen: Eustream, TAG, WAG, HAB, MAB, Verbindung zum Speicher der OMV, Verbindung zu Regelzone Ost. Die für den Handel notwendigen Datenflüsse zwischen den Netzbetreibern einzurichten und abzuwickeln, ist eine komplexe Aufgabe, in der sich der CEGH von anderen Hubs unterscheidet, die zumeist von **einem** Netzbetreiber organisiert werden.

Zum einen erfüllt der CEGH damit typische Netzbetreiberdienstleistungen wie Matching und Allokation von Gasflüssen, auf der anderen Seite aber auch mit Title Transfer typische Hubbetreiberdienstleistungen. Die Dienstleistungen des Hubs unterliegen keiner speziellen Regulierungsaufsicht.

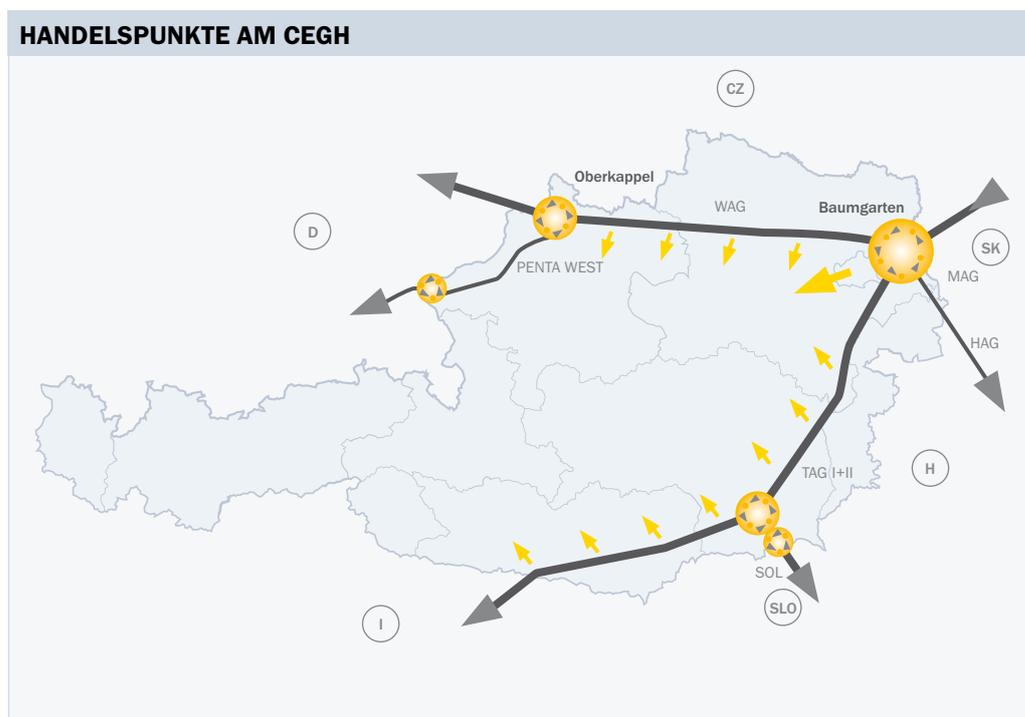


Abbildung 47
Handelspunkte (Title Transfer Points) am CEGH

Quelle: CEGH

Handelsmengen am CEGH

2008 wurden insgesamt 14,94 Mrd. m³ Gas am CEGH gehandelt; die physikalische Lieferung betrug 5,2 Mrd. m³.²⁸ Das sind knapp 14% der Gesamtmengen, die 2008 über Baumgarten und Oberkappel importiert wurden (2007: 15%). Dieser Anteilswert entspricht in etwa dem Vergleichswert anderer europäischer Hubs wie TTF oder Zeebrugge.



Im Jahr 2008 nahmen die gehandelten Mengen im Vergleich zum Vorjahr ab (Abbildung 48). 2009 sind sie wieder deutlich angestiegen, abgesehen von einem Einbruch im Jänner 2009, als an einigen Tagen am Hub nicht gehandelt werden konnte. Steigende Handelsmengen bis Anfang 2009 sind an den anderen kontinentaleuropäischen Hubs zu verzeichnen, mit einer Abnahme in den letzten Monaten (Abbildung 49).

Im Durchschnitt lag die Umschlagshäufigkeit (Churn Rate) 2008 bei 2,89 und ist damit im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Die Umschlagshäufigkeit (Churn Rate) liegt in der Größenordnung kontinentaleuropäischer Hubs. Die Anzahl der registrierten und aktiven Händler hat 2008 weiter zugenommen.

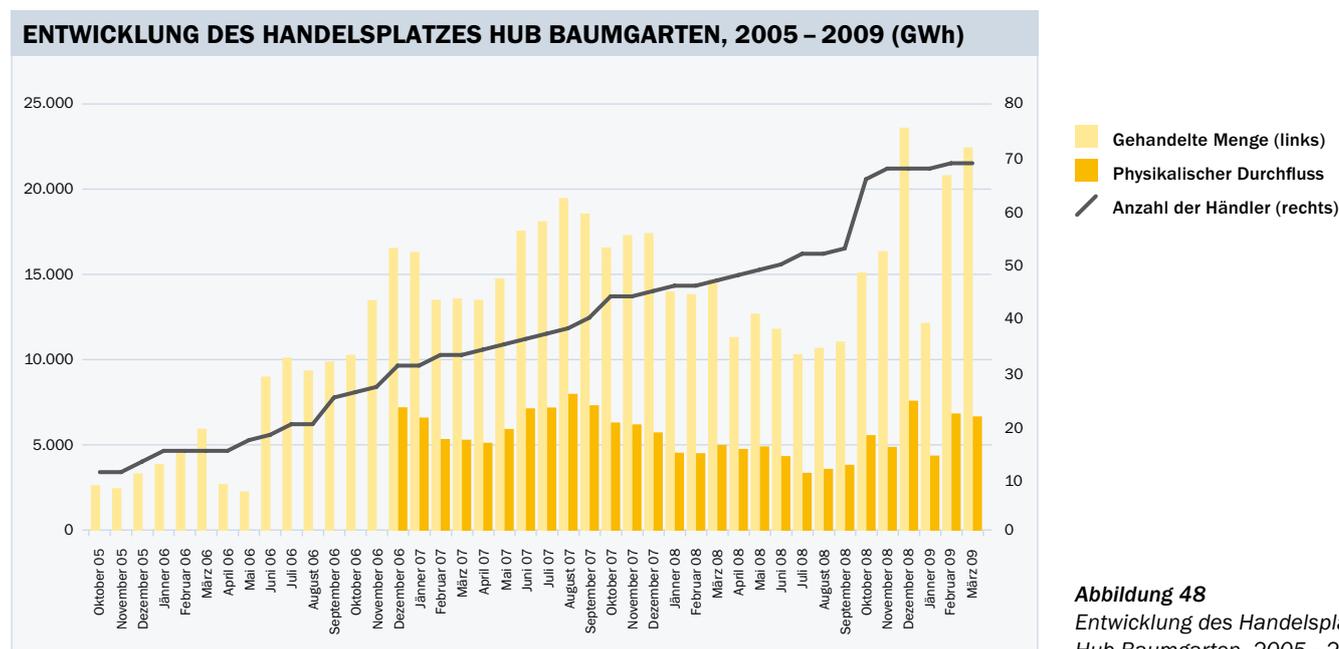


Abbildung 48
Entwicklung des Handelsplatzes Hub Baumgarten, 2005 - 2009

Quelle: CEGH

Hub Zeebrügge Menge TT —
 CEGH Menge TT —
 TTF Menge TT —
 EGT/NetConnect Menge TT —

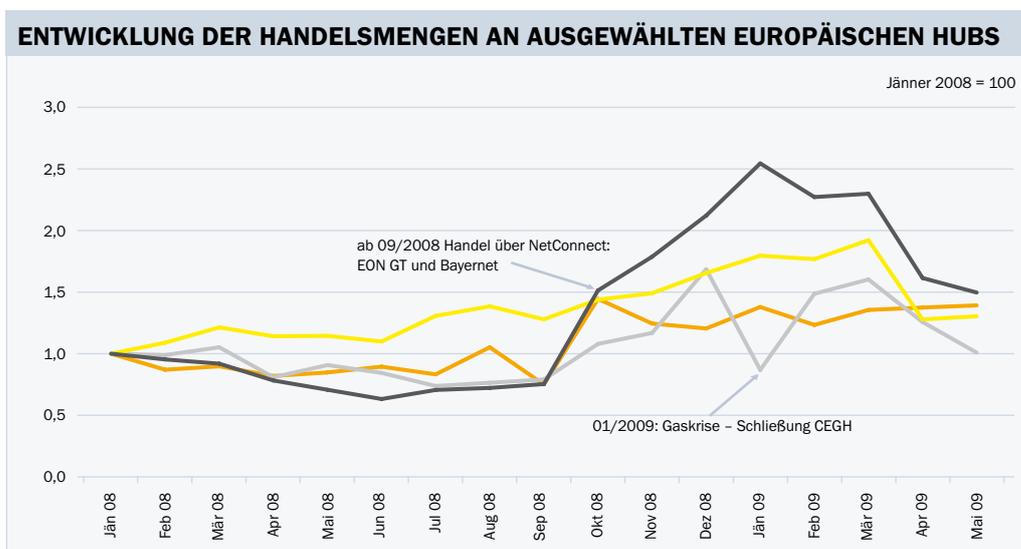


Abbildung 49
 Entwicklung der Handelsmengen
 an ausgewählten europäischen
 Hubs

Quelle: Homepages: www.cegh.at, www.gasunie.nl, www.netconnect.de, www.huberator.com

Marktstruktur

Die Entwicklung der Marktanteile deutet auf eine geringe Konzentration der Marktmacht bei einem oder mehreren Händlern hin. Seit 2008 erhebt E-Control diese Daten (Abbildung 50). Die Daten sind jedoch nicht nach Seller/Buyer-Seiten unterteilt und auch nicht nach Produkten untergliedert. Daher sind für genauere Analysen der Marktkonzentration detailliertere Daten notwendig.

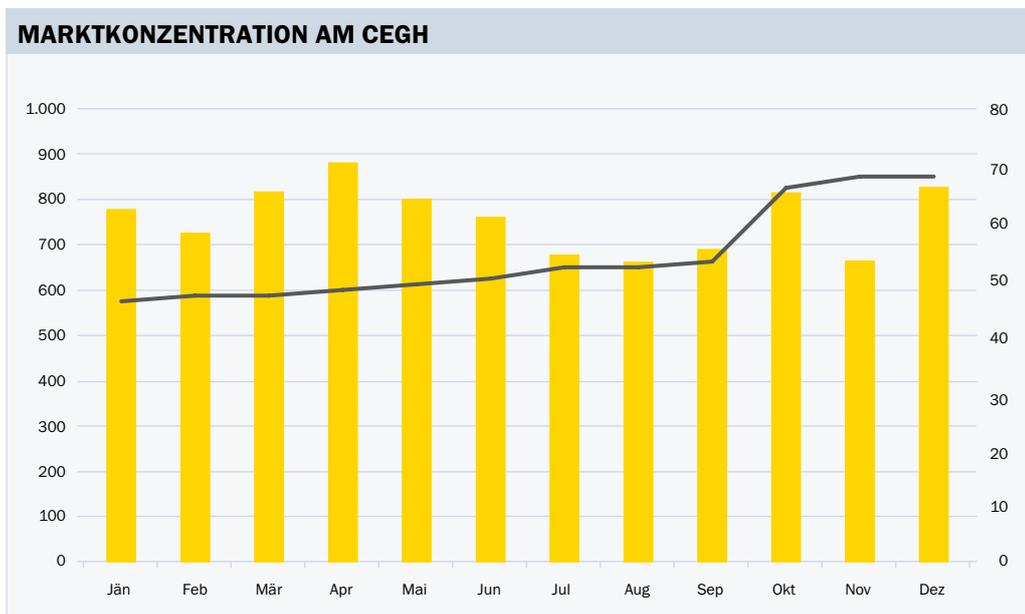


Abbildung 50
Marktkonzentration am CEGH

Quelle: Marktstatistik E-Control

Liquidität am CEGH

Trotz ähnlicher Mengenentwicklungen ist die Liquidität am CEGH nach wie vor geringer als an anderen europäischen Hubs, und zwar im Sinne, dass die Handelsprodukte nicht regelmäßig gehandelt werden.

**Deutliche Fortschritte
erreicht**

Ein weiterer wesentlicher Unterschied zum Handel an anderen Hubs ist die geringe Preistransparenz. Einschätzungen der Preise zeigen zeitweise ein deutlich höheres Preisniveau, das sich durch Unterschiede in den Importpreisen nicht erklären lässt.

Weiterentwicklung des CEGH

Ein wesentlicher Fortschritt für die Weiterentwicklung des CEGH als Dienstleister ist der Abschluss des Interconnection Point Agreements (IPA) zwischen den am Punkt Baumgarten angrenzenden Netzbetreibern. Ziel des Agreements ist es, zahlreiche technische Details am Übergabepunkt Baumgarten zu vereinheitlichen, die Kooperation der Fernleitungsnetzbetreiber zu stärken und somit eine wesentliche Erleichterung für Shipper beim grenzüberschreitenden Transport von Erdgas zu gewährleisten. Der Abschluss des Interconnection Agreements ist die Voraussetzung für eine erfolgreiche Etablierung der Erdgasbörse am Handelspunkt Baumgarten.

Durch die Einführung eines organisierten Spotmarktes (Börse) im Herbst 2009 soll die Transparenz am CEGH deutlich verbessert werden. Auch soll der Einstieg der Gazprom in die Hub- und Börsenbetreibergesellschaft nach Angaben der OMV die Liquidität erhöhen.²⁹ Für die Weiterentwicklung der Liquidität ist es wesentlich, dass gesichert ist, dass die Information über die Inanspruchnahme physischer Hub-Dienstleistungen durch die Gashändler auch weiterhin vertraulich behandelt wird.

Bisher sind die Dienstleistungen des CEGH in Abstimmung mit den Tradern kontinuierlich weiterentwickelt worden, in einem komplexen Umfeld mit unterschiedlichen Netzbetreibern. Als Nächstes ist die Einführung eines Back-up-Back-down-Services geplant, da die Lieferungen am Hub „firm“, also verlässlich, stattfinden müssen, wenn ein Spotmarkt zu Jahresende 2009 eingeführt werden soll. Es ist wesentlich, dass diese Ausrichtung auf die Händlerwünsche und -notwendigkeiten für einen effizienten Handel am CEGH auch weiterhin neutral und objektiv betrieben wird.

²⁹ Auszug aus der Pressemitteilung der OMV AG am 25. 1. 2008: „Die Partnerschaft mit Gazprom wird die Versorgungssicherheit über die Gashandelsdrehscheibe Baumgarten weiter erhöhen und zugleich die Liquidität für kurzfristige Handelsaktivitäten sicherstellen.“



Integration der Großhandelsmärkte – Regionale Initiative Gas Süd-Süd-Ost (SSO)

Die Gas Regionale Initiative wurde 2006 gegründet, um das Ziel des EU-Binnenmarktes über den Zwischenschritt des regionalen Erdgasmarktes zu erreichen³⁰. Es wurde entschieden, in der EU drei regionale Gasmärkte (Nordwest, Süd und Süd-Süd-Ost) zu etablieren. In der Initiative SSO sind folgende EU-Mitgliedstaaten zusammengefasst: Bulgarien, Griechenland, Italien, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakische Republik, Slowenien, Tschechien und Ungarn.

Im Oktober 2008 unterzeichneten die Fernleitungsnetzbetreiber der Region eine Absichtserklärung zu einer institutionalisierten und vertieften Kooperation. Die Fernleitungsnetzbetreiber einigten sich in den Bereichen Transparenz, Kapazitäten an Grenzübergabestellen, Harmonisierung von Standards und operationelle Maßnahmen, enger zusammenzuarbeiten. Dieser bedeutende Schritt wird die Arbeit in der Region Süd-Süd-Ost maßgebend beeinflussen.

Markteintrittsbarrieren in der Region SSO

Im Rahmen einer Studie, die von den Beratern PriceWaterhouseCoopers durchgeführt wurde („Market Trader Survey 2008“), wurden die Erdgashändler in der Region Süd-Süd-Ost zu Markteintrittsbarrieren und weiteren Hemmnissen im Handel mit Erdgas in der Region befragt. Als größtes Hindernis für den freien Handel mit Erdgas wurden die vertraglichen Engpässe (im Gegensatz zu physischen Engpässen) auf den wichtigsten Transitpipelines identifiziert. Weiters wurde von den Händlern eine engere Kooperation der Fernleitungsnetzbetreiber gefordert, zu deren Erreichung bereits im Herbst 2008 ein wichtiger Grundstein gelegt wurde. Als weiteres Hemmnis für einen funktionierenden Markt in der Region wurde das Nichtvorhandensein eines transparenten, marktorientierten Ausgleichsenergiemarktes bezeichnet. Die „Market Trader Survey 2008“ identifizierte außerdem folgende Punkte als Markteintrittsbarrieren in Süd-Süd-Ost-Europa:

- > Zugang zu Erdgasspeichern,
- > Mangel an Preistransparenz an Hubs,
- > Transaktionskosten bzw. Zugangsvoraussetzungen/Lizenzierung.

Die Ergebnisse der Studie dienten auch als Input für die Erarbeitung des Arbeitsprogramms der Regionalen Initiative für das Jahr 2009.

Market Trader Survey 2008

³⁰ Rechtliche Grundlage dieser Tätigkeit war (i) die Sicherung der Versorgungssicherheit gemäß EU-Versorgungssicherheitsrichtlinie 2004/67/EC und (ii) die Schaffung von grenzüberschreitendem Wettbewerb im Sinne der Richtlinie 2003/55/EC.

Speicherzugang ist wesentlich für Wettbewerb

SPEICHERMARKT

Seit der Liberalisierung im Jahr 2002 erhalten Dritte auch Zugang zu den Unterspeichern in Österreich. Rechtliche Grundlagen für die Regulierung des Speichermarktes sind die Richtlinien der EU, die durch das GWG in nationales Recht umgesetzt wurden. Daneben haben die Speicherbetreiber, die Mitglied in der GSE sind, auf freiwilliger Basis zugestimmt, die Guidelines for Good Practice for Storage System Operators (GGPSSO) umzusetzen, die die Bestpraktiken für den Speicherzugang auf EU-Ebene enthalten.

Der Speicherzugang muss nach GWG II, § 39 nicht-diskriminierend und transparent gewährt werden. Die Nutzung der Speicher durch Dritte, auch ausländische Unternehmen, hat seitdem zugenommen. Dennoch kann man von einem österreichischen Speichermarkt ausgehen, da aufgrund fehlender Transport- und Speicherkapazitäten die Nutzung ausländischer Speicher nur eingeschränkt möglich ist.

Speichermengen und -preise

Speichermengen

Daten über die Speicherbewegungen (Ein- und Ausspeicherung) sind auf monatlicher Basis erhältlich.³¹ Diese zeigen einen typischen saisonalen Verlauf mit Einspeicherung im Sommer und Entnahme im Winter (*Abbildung 51*). Ca. die Hälfte des Gesamtverbrauchs wird in den Wintermonaten durch die Speicherentnahme abgedeckt. Die tägliche Speichernutzung ist abhängig von der Temperaturentwicklung.

Speicherpreise

Die Speichertarife für die Nutzung der Speicher der OMV Gas GmbH, RAG AG und Wingas GmbH werden auf der Homepage der jeweiligen Unternehmen veröffentlicht. *Abbildung 52* zeigt beispielhaft eine Gegenüberstellung der Tarife für Standarddienstleistungen, den Bundled Services, für einen Jahresvertrag. Die veröffentlichten Tarife sind effektive Tarife, d. h., sie sind nicht mehr verhandelbar. Allerdings werden nur ein geringer Teil der Speicherkapazitäten über diese Tarife verrechnet, da der Großteil der Verträge ihren Ursprung in der Zeit vor dem verpflichtenden Speicherzugang hat. Vor allem für neue Marktteilnehmer sind daher die veröffentlichten Tarife relevant.

³¹ www.e-control.at



Im Vergleich zum Vorjahr ist bei OMV Gas und Wingas ein leichter Anstieg der Speichertarife festzustellen. RAG dagegen hat die Speicherpreise von 2008 auf 2009 um 6,33% angehoben. Der mit Abstand teuerste Anbieter ist Gazprom Export. Auch laufende Verträge werden von den Speicherbetreibern über eine Wertanpassungsklausel indiziert.

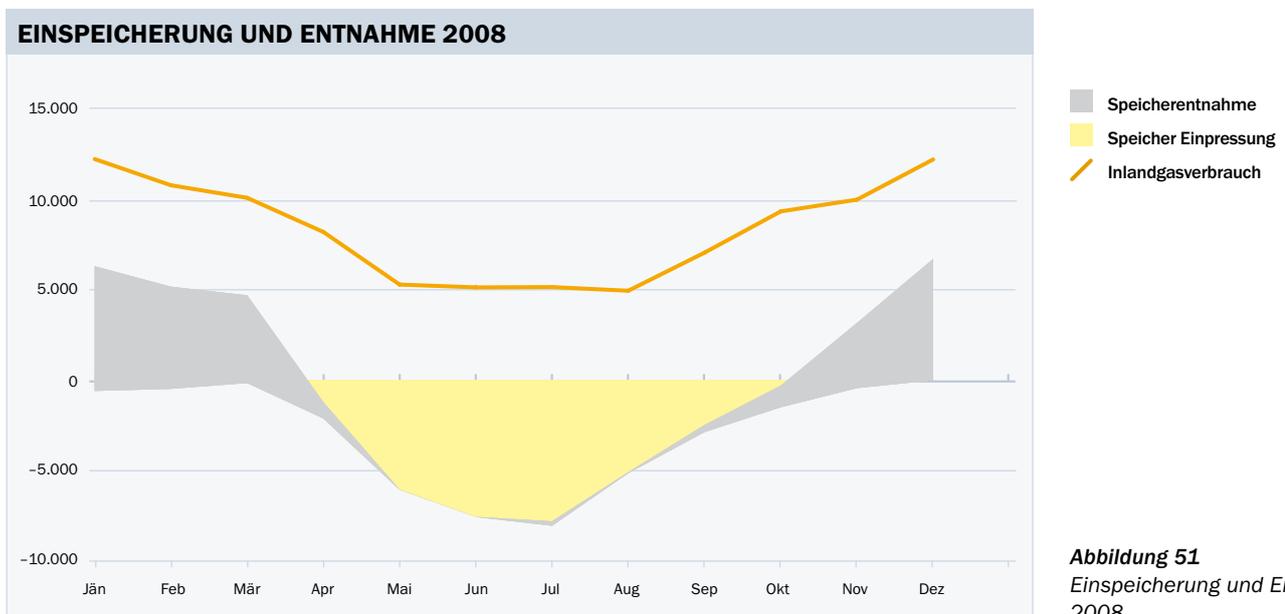


Abbildung 51
Einspeicherung und Entnahme
2008

Quelle: E-Control

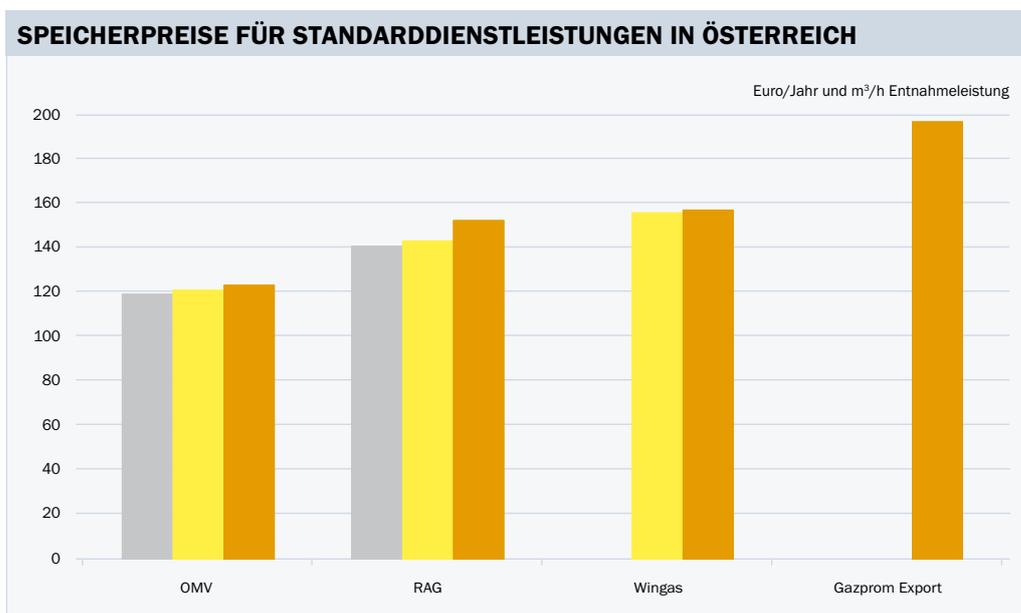


Abbildung 52
 Speicherpreise für Standard-
 dienstleistungen in Österreich,
 Jahresvertrag, 2007, 2008 und
 Stand Juni 2009³²

Quelle: www.omv.com, www.rohoel.at, www.wingas.de, www.gazexport.ru;
 RAG bietet nur 3-Jahres-Verträge an.

Angebotsstruktur

Die österreichischen Gasspeicher befinden sich ausschließlich in der Regelzone Ost in den Konzessionsgebieten der beiden Gas- und Ölproduzenten OMV AG und RAG AG (Tabelle 10). Insgesamt weisen die Speicher in Österreich ein Arbeitsgasvolumen von mehr als 4 Mrd. m³ auf, was knapp der Hälfte des Erdgasverbrauchs in Österreich 2008 entspricht.

Diese Gas- und Ölproduzenten sind als Speicherunternehmen (OMV AG über OMV Gas GmbH) tätig. Daneben sind auch Wingas GmbH und ZMB Speicherunternehmen im Sinne des GWG. Der Speicher Haidach ist im Juli 2007 in Betrieb gegangen³³ und ist nicht an das österreichische Transportnetz, sondern an das süddeutsche Transportnetz (vorgelagerter Netzbetreiber ist Wingas GmbH) angebunden.

OMV Gas hat die Entnahmeleistung von Schönkirchen Tief um 25 % und das Arbeitsgasvolumen um 7 % ausgebaut. (Tabelle 10)

³² Bundled Service OMV Gas: 2 Mio. Nm³ AGV, 1.000 Nm³/h Entnahmeleistung, 800 Nm³/h Einspeicherleistung, Brenngas bei OMV Gas und RAG enthalten.

³³ <https://www.haidach.zmb.at>



Die Marktkonzentration ist – bezogen auf die tatsächlich für die Regelzone Ost nutzbaren Speicher – mit einem Wert von mehr als 6.000 (bezogen auf Arbeitsgasvolumen) sehr hoch. Ist ein Speicherkunde auf kurzfristige, unterjährige Speicherverträge für entbundelte Produkte (z. B. Entnahmelistung) angewiesen, ist OMV Gas der einzige Anbieter.

| SPEICHERKAPAZITÄTEN IN ÖSTERREICH 2008 | | | | | | |
|---|---------------------------------------|---------------------------|--------------------------------------|---------------------------|--|---------------------------|
| Speicher | Einpressleistung in m ³ /h | Anteil an Gesamtkapazität | Entnahmelistung in m ³ /h | Anteil an Gesamtkapazität | Arbeitsgasvolumen in Mio. m ³ | Anteil an Gesamtkapazität |
| OMV – Schönkirchen | 650.000 | 36 % | 960.000 | 45 % | 1.680 | 38 % |
| OMV – Tallesbrunn | 125.000 | 7 % | 160.000 | 7 % | 400 | 9 % |
| OMV – Thann | 115.000 | 6 % | 130.000 | 6 % | 250 | 6 % |
| Summe OMV Speicher | 890.000 | 50 % | 1.250.000 | 58 % | 2.330 | 53 % |
| RAG – Puchkirchen | 400.000 | 22 % | 400.000 | 19 % | 850 | 19 % |
| Wingas – Haidach | 167.000 | 9 % | 167.000 | 8 % | 400 | 9 % |
| Gazprom – Haidach | 333.000 | 19 % | 333.000 | 15 % | 800 | 18 % |
| Speicher Haidach gesamt | 500.000 | 28 % | 500.000 | 23 % | 1.200 | 27 % |
| Summe | 1.790.000 | 100 % | 2.150.000 | 100 % | 4.380 | 100 % |

Tabelle 10
Speicherkapazitäten in Österreich 2008

Quelle: www.omv.com, www.rohoel.at, www.wingas.de, www.gazexport.ru

Speicherprodukte

Im Gaswirtschaftsgesetz sind keine Vorgaben für das Angebot von Speicherprodukten enthalten. In den Guidelines „Gas Storage Europe“, die ERGEG im Jahr 2005 veröffentlicht und zur Umsetzung empfohlen hat, sind als von Speicherbetreibern anzubietende Produkte

- > bundled und unbundled Services,
- > lang- und kurzfristige Produkte sowie
- > feste und unterbrechbare Speichernutzung

festgehalten worden. Diese Anforderungen werden von den österreichischen Speicherbetreibern nur teilweise eingehalten (Tabelle 11).

| ANGEBOTENE PRODUKTE ÖSTERREICHISCHER SPEICHERUNTERNEHMEN | | | | | | |
|--|--|--|---|--------------------------------|---------------|--|
| Speicher- unternehmen | Bundled Service | Unbundled Service | Langfristige Produkte | Kurzfristige Produkte | Feste Nutzung | Unterbrechbare Nutzung |
| OMV Gas | 2 Mio. AGV, 1.000 m ³ /h Entnahmeleistung, 800 m ³ /h Einspeicherleistung | AGV, Entnahme- oder Einspeicher- leistung, Tages- und Monatsbasis, Resttage | mehr als 10 Jahre möglich | Tages- und Monatsbasis | | Tarif für „interruptible“ entspricht Tarif für „firm“. Im Falle einer Einschränkung wird Gutschrift verrechnet |
| RAG | 1,68 Mio. AGV, 1.000 m ³ /h Entnahmeleistung, Mindestvertrags- laufzeit 3 Jahre | | mehr als 10 Jahre möglich | | | |
| Wingas | Winstor Pack: 22.000 kWh AGV, 10 kWh/h Ent- nahmeleistung und Einspeicherleistung, Mindestbuchung 2000 Stück | Winstor Add: Zusätzliche AGV, Entnahme- und Einspeicher- leistung, nur in Verbindung mit Winstore Pack | | nur unterbrechbar | | Winstore Part: kurzfristiges Produkt auf unterbrechbarer Basis mit einer Mindestlaufzeit von 1 Monat und hinter- legtem Nutzungs- zeitenkonzept |
| Gazexport | Working Gas Volume: 1.000 m ³ Injection Capacity: 0,43 m ³ /h Withdrawal Capacity: 0,43 m ³ /h | | Long Gazprom- pack: 20 years, Mid Gazprom- pack: 5 years | Short Gazprom- pack: 1 year | | |
| <div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> wird angeboten wird nicht angeboten </div> | | | | | | |

Tabelle 11 Quelle: Homepages der Speicherunternehmen
 Angebotene Produkte
 österreichischer
 Speicherunternehmen,
 Stand Juli 2009



Vergabeverfahren und Engpassmanagement

Die österreichischen Speicherbetreiber vergeben Speicherkapazitäten nach dem First-come-first-served-Prinzip. Bei OMV erfolgt dies auf der Basis eines Online Capacity Booking Systems, das auch für die Buchung von Transportkapazitäten genutzt wird. Der Zugang zu diesem Buchungssystem ist kostenlos. Bei den anderen Speicherbetreibern kann die verbindliche Anfrage über die Homepage gestellt werden.

Die Speicherbedingungen der RAG AG und OMV Gas GmbH enthalten jedoch keine Regelungen, die das Horten von Kapazitäten verhindern könnten. Die OMV Gas GmbH bietet unterbrechbare Speicherprodukte an, durch die ungenutzte Kapazität verfügbar gemacht werden kann. Die Geschäftsbedingungen der RAG enthalten keinerlei Verfahren zum Engpassmanagement. Wingas GmbH und Gazexport haben Use-it-or-lose-it-Regeln in ihren Geschäftsbedingungen enthalten, die sich auf die Nutzung der Speicherkapazitäten in einem Zeitraum von einem Jahr beziehen.

Nachfragestruktur

Nachfrager von Speicherkapazitäten sind österreichische Gasgroßhändler und -weiterverteiler, die Großkunden, Kraftwerke, aber auch lokale Weiterverteiler beliefern. Daneben nutzen auch ausländische Unternehmen die Speicher³⁴ für die Zwischenspeicherung im Gastransit und für die flexible Bereitstellung von Gas an den Handlungspunkten des CEGH. Die Anzahl der Speicherkunden und das Interesse ausländischer Speicherkunden haben seit der Liberalisierung 2002 zugenommen. Dennoch ist ein Großteil der Speicherkapazitäten nach wie vor von den etablierten Unternehmen reserviert – dies ist eine ähnliche Situation wie in anderen europäischen Ländern.

**Nachfragestruktur
vielfältiger**

Der größte Speicherkunde ist nach eigenen Angaben die EconGas GmbH mit ca. 1,7 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen.³⁵

Nutzung von Speicherkapazitäten

OMV Gas veröffentlicht in ihrem Online Capacity Booking System Daten über die Ausnutzung der Speicherkapazitäten der OMV Gas GmbH auf monatlicher Basis. *Abbildung 53* zeigt beispielhaft, dass in den Wintermonaten z.T. vertraglich gebundene Kapazitäten nicht genutzt wurden, z.B. im Winter 2007/2008. Trotz Erhöhung der Entnahmeleistung ist jedoch im Winter 2008/2009 – bedingt durch den Lieferausfall der russischen Gasmengen – die gebuchte Entnahmeleistung vollständig in Anspruch genommen worden.

³⁴ Vgl. auch Vgl. AGGM (2007), Langfristige Planung 2007 für die Regelzone Ost für den Zeitraum Gasjahr 2008 – 2012 mit Ausblick auf das Gasjahr 2030, 27. 7. 2007, S. 9

³⁵ Vgl. energate vom 6. 1. 2009, Erhebliche Lieferkürzungen im russisch-ukrainischen Gasstreit

Daten über die Speichernutzung der RAG, Wingas GmbH und Gazexport werden von diesen Speicherunternehmen nicht veröffentlicht.

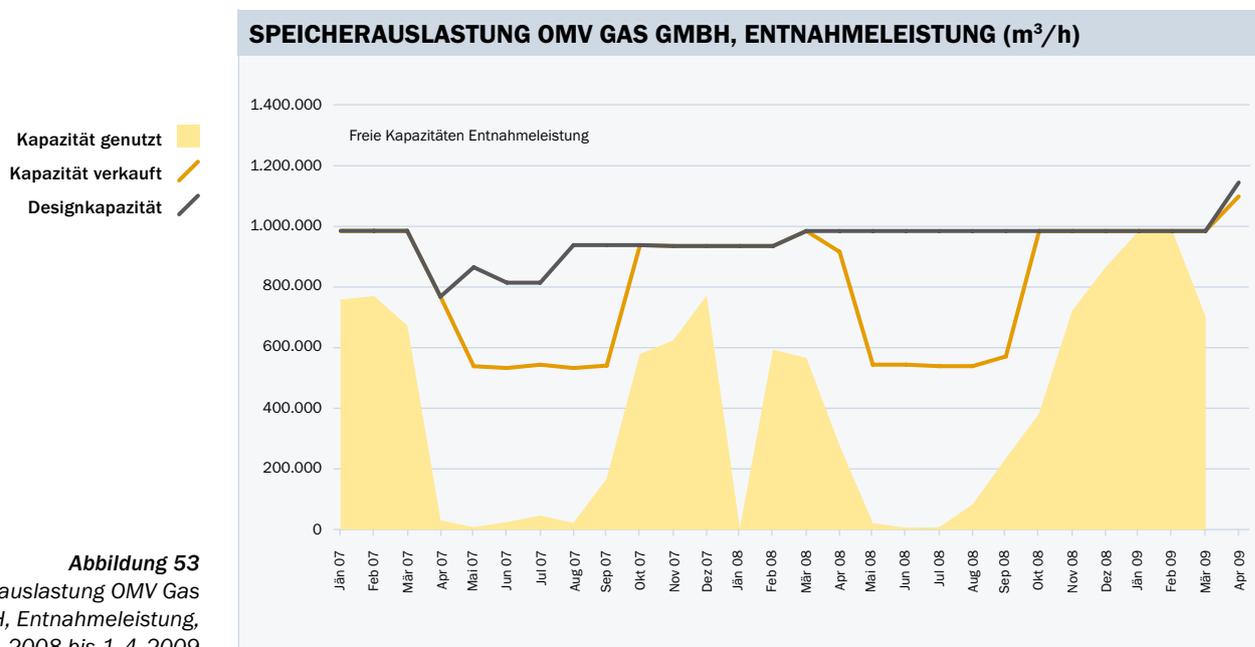


Abbildung 53
 Speicherauslastung OMV Gas GmbH, Entnahmeleistung, 1. 1. 2008 bis 1. 4. 2009

Quelle: www.omv.com, Online Capacity Booking System

Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten

Der Großteil der Speicherkapazitäten ist in langfristigen Verträgen gebunden.

Verfügbare Speicherkapazitäten bietet die RAG AG nach eigenen Angaben wieder in 2009/2010.³⁶ 2009 sollten rd. 20.000 m³/h Entnahmeleistung, in 2010 rd. 50.000 m³/h Entnahmeleistung für den Speicher Puchkirchen vertraglich noch ungebunden sein. Wie im Online Capacity Booking System der OMV Gas GmbH³⁷ erkennbar, sind in den Wintermonaten keine Entnahmeleistung mehr und in den Sommermonaten keine Einspeicherleistungen mehr erhältlich.

³⁶ Vgl. www.rohoel.at
³⁷ www.omv.com



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.

Speicherausbau in Österreich

Laut Langfristplanung der AGGM für 2008 bis 2012³⁸ haben sowohl RAG als auch OMV Gas langfristig massiven Ausbaubedarf an Speicherleistung, der sich im Kapazitätsmodell als Bedarf an Sonstigen Transporten widerspiegelt. Mit der Ausbaustufe 2 des Speichers Haidach, dem Ausbau des Speichers Puchkirchen/Haag, dem neuen Speicherprojekt „Seven Fields“ sowie dem Speicher Schönkirchen Tief wird ein weiterer Ausbau an Speicherkapazitäten realisiert. Bis Juni 2009 hat noch kein Speicherunternehmen ein Open Season Verfahren für den Ausbau angekündigt.

Der Ausbau der Speicherkapazitäten wird nur in Kooperation mit RAG AG oder OMV Gas GmbH möglich sein, die die erforderlichen Speicherlizenzen für die ehemaligen Gasfelder besitzen. RAG AG bietet explizit Speicherentwicklungen (langfristige technische und wirtschaftliche Entwicklung von Gasspeicheranlagen) an.³⁹ OMV Gas hat eine Zusammenarbeit mit Gazprom beim Speicherausbau Schönkirchen Tief im Mai 2007 angekündigt.⁴⁰ 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.⁴¹

³⁸ Vgl. AGGM (2007), Langfristige Planung 2007 für die Regelzone Ost für den Zeitraum Gasjahr 2008 – 2012 mit Ausblick auf das Gasjahr 2030, 27. 7. 2007, S.9

³⁹ www.rohoel.at

⁴⁰ Vgl. Pressemitteilung der OMV AG vom 23. Mai 2007: „OMV und Gazprom verstärken Kooperation im Gasbereich“, www.omv.com

⁴¹ Vgl. http://www.gje.eu.com/maps_data/database/database.php

AUSGLEICHSENERGIEMARKT

Rahmenbedingungen für den Ausgleichsenergiemarkt⁴²

Mit der Gasmarktliberalisierung wurde im Oktober 2002 ein System für stündliches Balancing (Ausgleichsenergiemarkt) eingeführt. 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.⁴³ Um Angebote für Ausgleichsenergie zu legen, müssen interessierte Unternehmen Bilanzgruppenmitglieder sein, 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 Bilanzgruppenverantwortlichen⁴⁴.

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.

Die Ausgleichsenergieanbieter erhalten dabei jeweils den von ihnen gebotenen Preis für die Entnahme oder Einspeisung von Erdgas in die Regelzone.

Der Clearingpreis hat hier das Sagen.

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

⁴² 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.

⁴³ Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB-BKO, www.e-control.at bzw. www.agcs.at

⁴⁴ Allgemeine Bedingungen des Bilanzgruppenverantwortlichen (AB-BGV), www.e-control.at

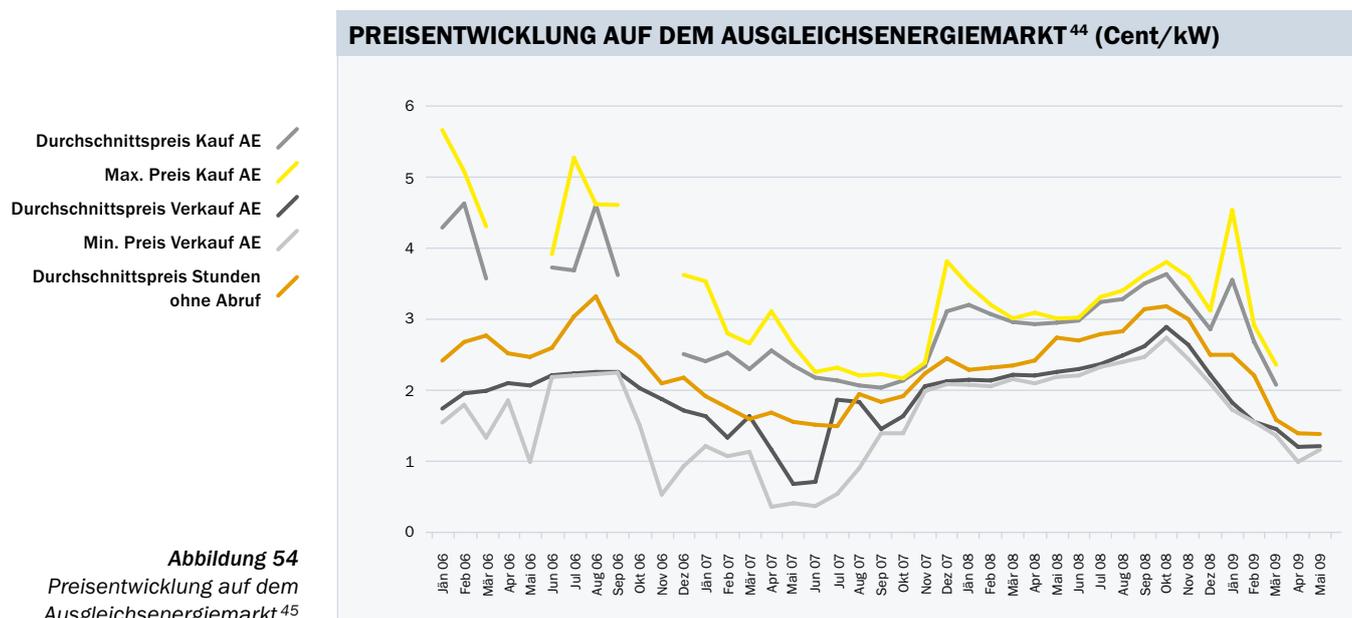


diese Stunde gekauften bzw. verkauften physikalischen Ausgleichsenergie. In Stunden ohne Abruf von physikalischer Ausgleichsenergie durch den Regelzonenführer wird der Clearingpreis als Mittelwert über die letzten sieben Stunden gebildet, in denen physikalische Ausgleichsenergie für die Regelzone gekauft 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 Linepack-Veränderungen abgebildet werden. Wenn die Regelzone in der betrachteten Stunde überliefert ist, die Netzverlustbilanzgruppen in Summe also Gas in ihre Netze aufnehmen, d. h. 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.

Ausgleichsenergiepreise und -mengen

Nach einem starken Anstieg der Ausgleichsenergiepreise in den letzten drei Monaten des Jahres 2007, ausgehend von einem eher geringen Preisniveau in 2007, war das Jahr 2008 zunächst von einem moderaten Anstieg der Preise für Ausgleichsenergie geprägt. Nach einer Preisspitze im Oktober 2008 sanken die Ausgleichsenergiepreise – wie auch der Erdgasimportpreis – im November und Dezember 2008 aber wieder und erreichten ein Preisniveau vergleichbar mit jenem zu Beginn des Jahres 2008 (*Abbildung 54*). Die durchschnittlichen Kaufpreise für Ausgleichsenergie für die Regelzone Ost stiegen von 2,41 ct/kWh im Jahr 2007 auf 3,22 ct/kWh im Jahr 2008. Die durchschnittlichen Verkaufspreise für Ausgleichsenergie aus der Regelzone Ost stiegen in den gleichen Zeiträumen von 1,51 ct/kWh auf 2,30 ct/kWh. Preissprünge in den Ausgleichsenergiepreisen spiegeln häufig externe Faktoren wider, wie z. B. Liefereinschränkungen, 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.

**Preissprünge bei
Ausgleichsenergie spiegeln
externe Faktoren wider**



Quelle: AGCS

Im Jahr 2008 wurden insgesamt 263.450 MWh physikalische Ausgleichsenergie von den Ausgleichsenergieanbietern für die Regelzone gekauft, d. h. ins Netz eingespeist, und 685.360 MWh physikalische Ausgleichsenergie aus der Regelzone an die Ausgleichsenergieanbieter verkauft, d. h. aus dem Netz ausgespeist. Dies entspricht in Summe einem Anteil von 1,08 % am gesamten Gasverbrauch der Regelzone Ost. Dabei wurde in 7,1 % der Stunden des Jahres 2008 Ausgleichsenergie gekauft und in 18,6 % Ausgleichsenergie aus dem Netz verkauft. Im Großteil der Stunden (74,2 %) nutzte der Regelzonenführer für die Gasflusssteuerung ausschließlich das Linepack des Fernleitungsnetzes, ohne physikalische Ausgleichsenergie abrufen zu müssen.

Abbildung 55 zeigt die monatlichen Abrufmengen von physikalischer Ausgleichsenergie in den Jahren 2007 und 2008. Der nach wie vor 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 2007 sind die Abrufmengen für den Kauf von Ausgleichsenergie um 18 % gesunken und für den Verkauf von Ausgleichsenergie um 15 % gestiegen.

⁴⁵ April, Mai, Okt. und Nov. 2006 sowie April 2009 kein Kauf von physikalischer Ausgleichsenergie, daher keine Kaufpreise

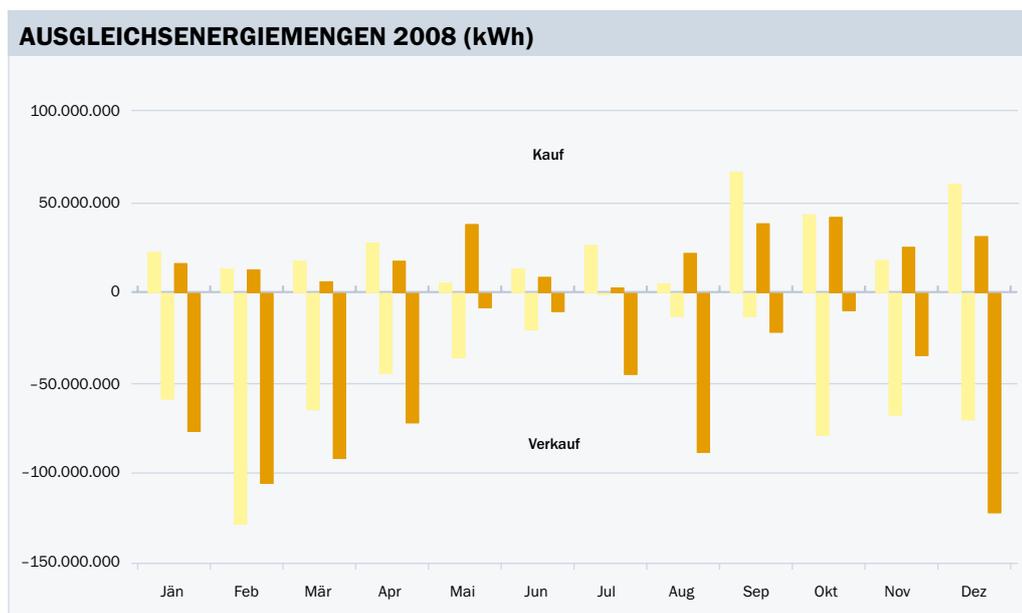


Abbildung 55
Ausgleichsenergiemengen 2008

Quelle: AGCS

Marktstruktur

Angebotsstruktur

Die oben beschriebenen Anforderungen an Ausgleichsenergieanbieter schränken den Kreis der Anbieter innerhalb der registrierten Bilanzgruppenmitglieder (österreichische Marktteilnehmer) deutlich ein. Während 36 Gasversorger (Bilanzgruppenmitglieder) im Bilanzgruppensystem der Regelzone Ost registriert sind⁴⁶, gibt es Ende 2008 nur 11 registrierte Ausgleichsenergieanbieter, von denen 10 aktiv Ausgleichsenergie anbieten. Dies bedeutet jedoch eine Erhöhung um zwei Ausgleichsenergieanbieter im Vergleich zu Ende 2007.

Aktive Anbieter am Ausgleichsenergiemarkt in der Regelzone Ost sind Ende 2008 CE Gas Marketing & Trading AG, EconGas, ENOI SPA, ENLOGS, KELAG, RAG, Salzburg AG, Steirische Gas Wärme, Terragas und Vitol. 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 erfolgreich als Ausgleichsenergieanbieter aktiv werden (z. B. RWE Supply and Trading seit 03/2009) und dabei auch nennenswerte Marktanteile erzielen.

⁴⁶ AGCS: Auflistung der registrierten Versorger, Stand 01.03.2009, www.agcs.at

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 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) im Jahr 2008 betrug 3,8% des Gesamtverbrauches an Gas in der Regelzone Ost und war damit etwas geringer als der Wert des Jahres 2007 von 4,1%. Die größte kommerzielle Bilanzgruppe, gemessen sowohl am Verbrauch wie auch am absoluten Volumen der bilanziellen Ausgleichsenergie, stellt dabei EconGas dar. Weitere aktive kommerzielle Bilanzgruppenverantwortliche im Jahr 2008 waren CE Gas Marketing & Trading AG, Centrex Europe Energy & Gas AG, EnergieAllianz Austria GmbH, Energie AG Oberösterreich Trading GmbH, Energy Logistics and Services GmbH, Energie Ried, KELAG, Linz Strom, Merrill Lynch Commodities Europa Ltd., RAG, Salzburg AG, Shell Austria GmbH, Stadtwerke Steyr, Steirische Gas Wärme und Terragas. Damit hat sich die Zahl der Bilanzgruppen im Vergleich zum Vorjahr weiter erhöht. Als Handelsbilanzgruppen, die also nicht unmittelbar Endkunden der Regelzone Ost versorgen, waren im Juli 2009 registriert: Central European Gashub GmbH, ENOI S.p.A., Lumius Gas und RWE Supply and Trading.



Marktkonzentration

Der Ausgleichsenergiemarkt ist aufgrund der oben beschriebenen Rahmenbedingungen auf die Regelzone Ost beschränkt. Die Marktanteile der Ausgleichsenergieanbieter sind für Kauf und Verkauf von Ausgleichsenergie unterschiedlich. Für den Kauf von Ausgleichsenergie durch die Ausgleichsenergieanbieter betrug der HH-Index in 2008 2.609 (2007 2.952), für den Verkauf von Ausgleichsenergie durch die Ausgleichsenergieanbieter 1.599 (2007 2.127). Der Marktanteil der drei größten Anbieter betrug beim Kauf von Ausgleichsenergie 74,5 % (2007 81,4 %), beim Verkauf von Ausgleichsenergie 57,0 % (2007 72,0 %). Anders als im Jahr 2007 sind die drei größten Anbieter für Kauf und Verkauf von Ausgleichsenergie im Jahr 2008 ident.

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 mit sich ziehen.

BELIEFERUNG LOKALER WEITERVERTEILER

Gasgroßhändler beliefern lokale Weiterverteiler (u. a. Stadtwerke) i. d. R. auf der Basis von Gesamtbedarfsdeckungsverträgen (Vollversorgung), die Speicherleistungen und Bilanzgruppenmanagement als Dienstleistung umfassen. Als Anbieter sind u. a. EconGas, Steirische Gas Wärme, Kelag und Salzburg AG tätig, wobei EconGas den deutlich größten Marktanteil hat. Auf der Nachfragerseite sind 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.⁴⁷ In der Branchenuntersuchung von 2005/2006 wurde festgestellt, dass in 2004 rd. 80 % der Gasmengen auf dem Markt für die Belieferung lokaler Weiterverteiler unbefristet gebunden waren. Damit sind ca. 2 Mrd. m³ Absatzvolumen für neue Anbieter ausgeschlossen.

Langfristige Verträge als Wettbewerbsproblem

⁴⁷ Zu einer detaillierten Darstellung der Problematik vgl. Bundeswettbewerbsbehörde (2006), Allgemeine Untersuchung der österreichischen Gaswirtschaft, Endbericht

ENDKUNDENMARKT

Der österreichische Endkundenmarkt umfasste 2008 1,35 Mio. Zählpunkte und einen Gesamtabsatz von 93.228 GWh. Von diesen Zählpunkten sind 1,28 Mio. Zählpunkte für Haushaltskunden, 68.000 für sonstige Kleinkunden und 4.000 für lastganggemessene Kunden. Der Gasabsatz an Endkunden ist um 5,7 % höher als im Vorjahr 2007. Die lastganggemessenen Kunden haben den höchsten Anteil am Verbrauch mit 72,3 % in 2008, Haushaltskunden und Sonstige Kleinkunden haben einen Anteil von 21,3 % bzw. 6,4 %.

Der Importpreis von Erdgas ist im Jahr 2008 deutlich angestiegen und lag Ende 2008 um 17 % über dem Preis Ende 2007. Diese massive Steigerung wurde zu Beginn der Heizperiode 2008/2009 an die Endkunden weitergegeben, nach Sinken des Preises jedoch nur teilweise wieder zurückgenommen. Die Preisentwicklung auf dem Endkundenmarkt war im Jahr 2008 somit geprägt von massiven Preiserhöhungen, sowohl im Industrie- als auch im Haushaltskundensegment.

Endkundenpreise

Der Erdgaspreis setzt sich aus den Komponenten Energiepreis, Systemnutzungsentgelt und Steuern und Abgaben zusammen. Das Systemnutzungsentgelt bestimmt sich gem. § 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).

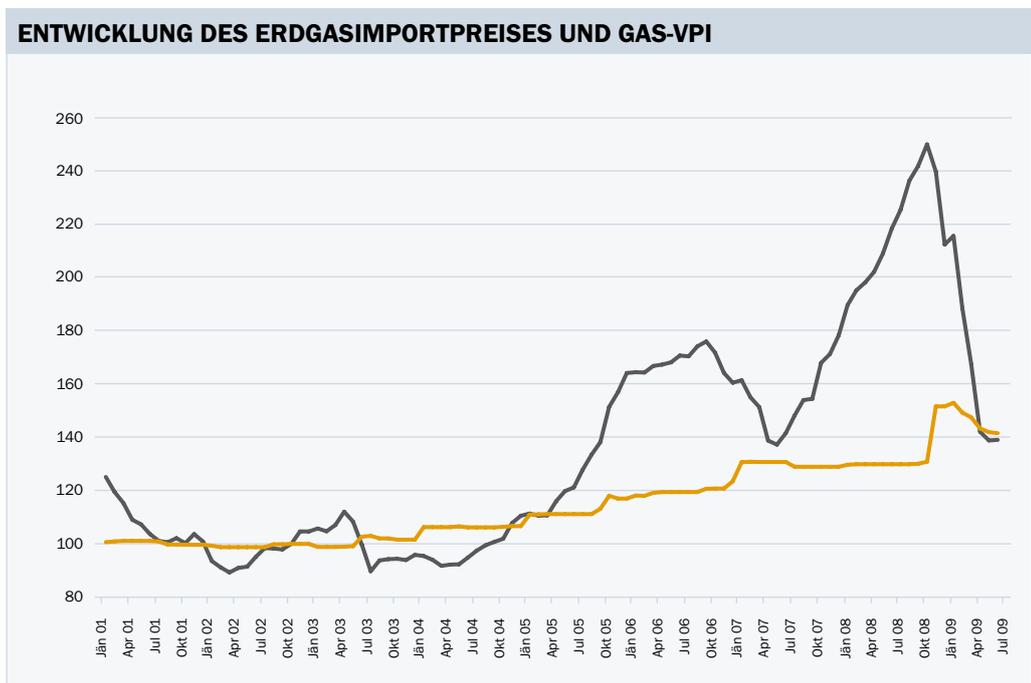
Preisentwicklung für Haushalts- und Gewerbekunden

Die Entwicklung des Gesamtgaspreises für Haushaltskunden wird in *Abbildung 56* dargestellt. Die Gaspreise für Haushaltskunden sind seit 2002 kontinuierlich angestiegen. Seit April 2004 ist ein deutlicher Anstieg der Importpreise zu verzeichnen, mit einer Phase sinkender Preise von Oktober 2006 bis Mai 2007. Seitdem sind die Importpreise sehr stark angestiegen. Den Höhepunkt erreichte der Importpreis jedoch im Oktober 2008.

Der Großteil der Unternehmen reagierte auf die seit Mai 2007 deutlich gestiegenen Beschaffungskosten erst zu dem Zeitpunkt wieder sinkender Beschaffungspreise mit drastischen Preiserhöhungen im Zeitraum Oktober 2008 bis Jänner 2009 – und damit zu Beginn der Heizperiode – mit bis zu 47 % auf den reinen Energiepreis. Im Mai 2009 erreichten die Importpreise wieder das Preisniveau von Mai 2007. Diese Senkungen der Beschaffungspreise führten dagegen zu moderateren Senkungen der Gaspreise, zum Teil erst nach Ende der Heizperiode.



ENTWICKLUNG DES ERDGASIMPORTPREISES UND GAS-VPI



Erdgasimportpreis
 VPI Gas

Abbildung 56
 Entwicklung des Erdgasimportpreises und Gas-VPI (Gesamtpreis, Index Oktober 2002 = 100)

Quelle: Statistik Austria, E-Control

Die durchschnittlichen Erlöse bei den lastganggemessenen Kleinkunden werden seit 2008 von E-Control im Rahmen der Marktstatistik erhoben (Tabelle 12). Nicht lastganggemessene Kunden werden auf der Basis von Standardlastprofilen in Verbrauchsgruppen eingeteilt.⁴⁸ Tabelle 12 zeigt die Preisentwicklung für die Verbrauchsgruppen Haushalte und Gewerbe (für Heizgas). Dabei ist ein Anstieg der durchschnittlichen Preise zum Jänner 2009 zwischen 10 und 11% zu beobachten.

⁴⁸ Zur Beschreibung des Verbrauchsverhaltens unterschiedlicher Kundengruppen wurden sechs LP ermittelt, die sich generell in LP für Heizgas- und für Prozessgas-Bedarf unterscheiden lassen: > **Heizgas-Profil** (HE Heizgas Einfamilienhäuser, HM Heizgas Mehrfamilienhäuser und HG Heizgas Gewerbe) hängen von der tatsächlichen Tagesmitteltemperatur ab. Bei den Heizgas-Profilen wird zwischen 3 Grundtypen unterschieden **1. HE LP** Einfamilienhaus („EFH“), **2. HM LP** Mehrfamilienhaus („MFH“), **3. HG LP** Gewerbe Heizgas. Da der Heizgasverbrauch temperaturabhängig ist, gibt es 21 unterschiedliche Temperaturzonen für die Anwendung der Lastprofile. > **Bei Prozessgas-Profilen** ist der Verbrauch im Wesentlichen durch den Wochentag bestimmt, bei den Prozessgas-Profilen wird zwischen 3 Grundtypen unterschieden **1. PK** Prozessgas Kochen, **2. PW** Prozessgas Warmwasser, **3. PG** Prozessgas Gewerbe

Tabelle 12
 Entwicklung der Haushaltspreise
 Gas von Juli 2008 bis
 Jänner 2009

| INDEX DER GASPRISE | | | |
|--------------------|---------------|---------------|---------------|
| | Lastprofil HE | Lastprofil HM | Lastprofil HG |
| 1. Halbjahr 2008 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |
| 2. Halbjahr 2008 | 106,56 | 111,08 | 110,53 |

Quelle: E-Control

Abbildung 57 stellt die Energiepreise der jeweiligen Local Player sowie die entsprechenden Netztarife und Steuern und Abgaben dar. Aufgrund der strukturellen und geografischen Gegebenheiten der einzelnen Netzgebiete sind die Netztarife in den Netzbereichen unterschiedlich.

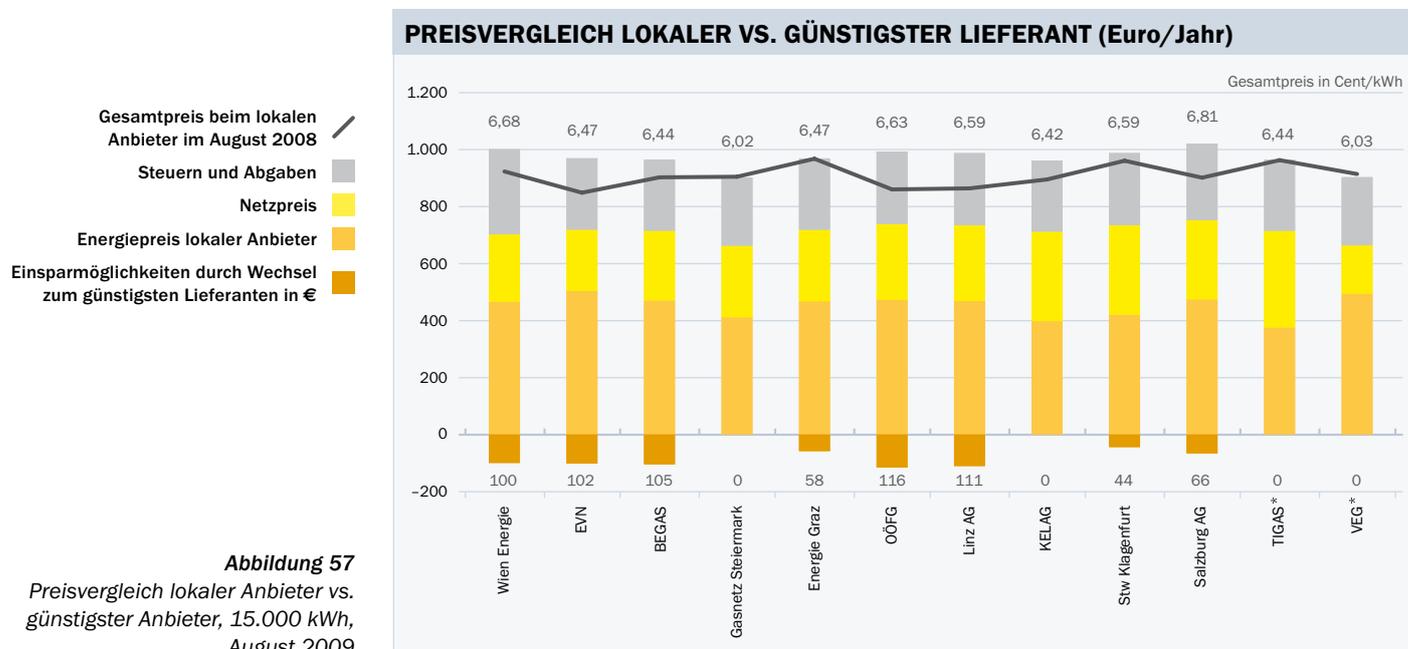


Abbildung 57
 Preisvergleich lokaler Anbieter vs.
 günstigster Anbieter, 15.000 kWh,
 August 2009

Für die Kalkulation werden die von den Kunden meistgenutzten Angebote der lokalen Energielieferanten abzgl. der allgemeinen Rabatte herangezogen. Beim günstigsten Energielieferanten wurde der Energiepreis abzgl. aller Rabatte herangezogen.

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

Quelle: E-Control



Die Energiepreise zwischen den einzelnen Local Playern weichen mitunter deutlich ab.

Das Einsparungspotenzial bei einem Wechsel vom Local Player zum günstigsten Lieferanten fällt unterschiedlich hoch aus. Es beträgt bis zu 100 Euro pro Jahr.

Entwicklung der Haushaltspreise im internationalen Vergleich

Im europäischen Vergleich liegen die Gesamtkosten inklusive aller Steuern und Abgaben im Mittelfeld (Abbildung 58). Vergleicht man die Gesamtpreise der Haushaltskunden, so liegt Österreich knapp über dem EU-27-Durchschnitt.

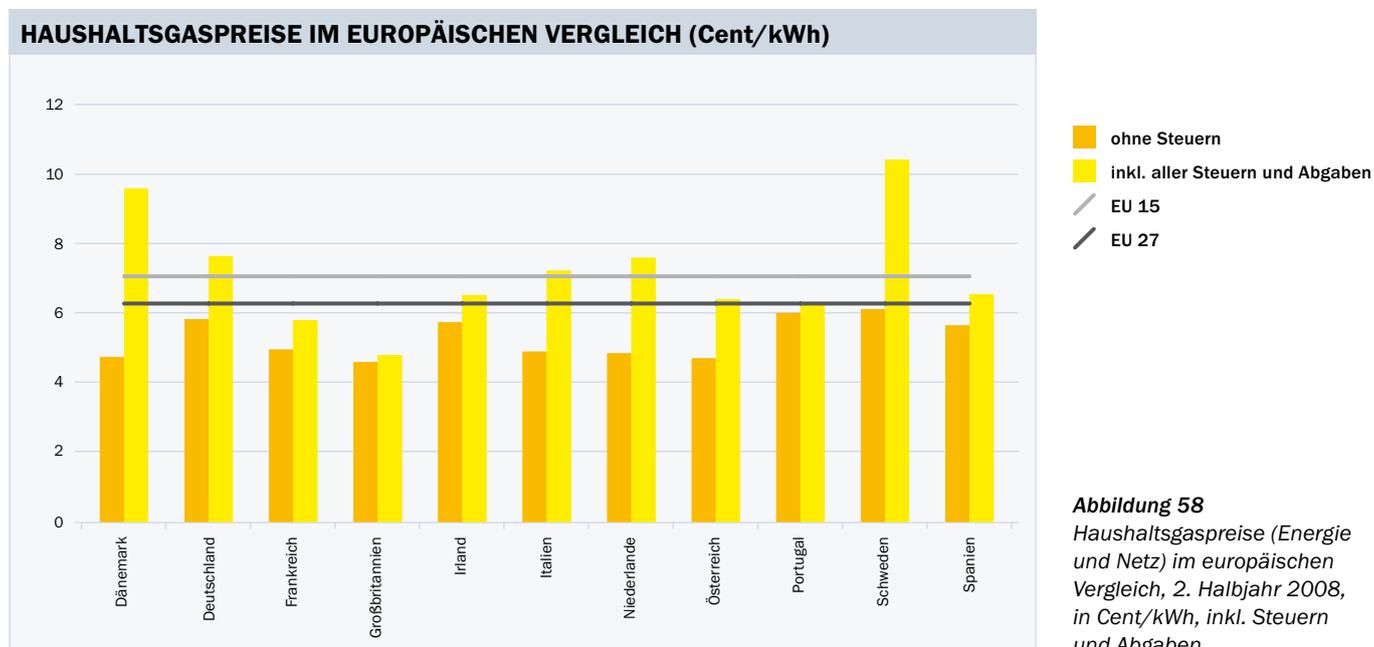


Abbildung 58
Haushaltsgaspreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich, 2. Halbjahr 2008, in Cent/kWh, inkl. Steuern und Abgaben

Quelle: Eurostat

Die Gaspreisentwicklung für Haushaltskunden in der EU zeigt eine ansteigende Tendenz der Haushaltspreise (Abbildung 59). In Großbritannien ist eine deutlichere Steigerung zu verzeichnen, allerdings ist das Preisniveau in Großbritannien deutlich unter dem EU-Durchschnitt.

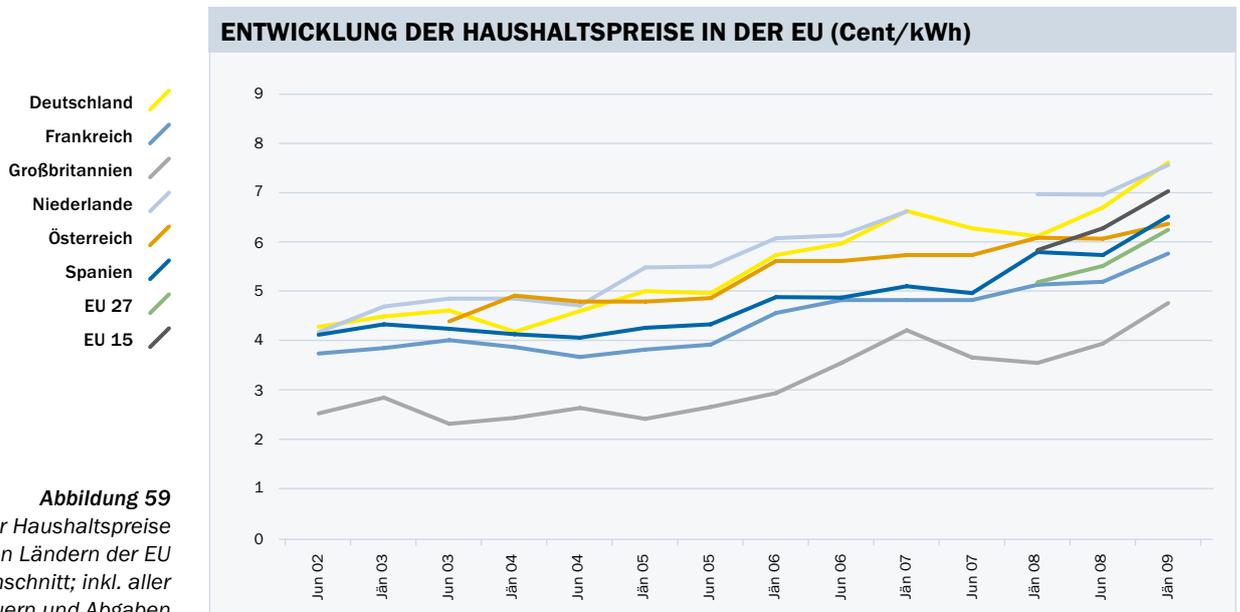


Abbildung 59
 Entwicklung der Haushaltspreise
 in ausgewählten Ländern der EU
 sowie im Durchschnitt; inkl. aller
 Steuern und Abgaben

Quelle: Eurostat, eigene Berechnungen

Für das erste Halbjahr 2009 zeigt der von E-Control erhobene Haushaltspreisindex der EU-15⁴⁹ (Abbildung 60) eine stark sinkende Tendenz der Haushaltsgaspreise in Europa. Die österreichischen Gaspreise für Haushaltskunden, die in diesen Index eingehen, sind dagegen seit Februar 2009 unverändert.

⁴⁹ Der europäische Haushalts-Energiepreisindex (HEPI) wird von der E-Control in Zusammenarbeit mit dem VaasaETT Global Energy Think-Tank erstellt. Für diesen gewichteten Haushaltspreisindex werden die Strom- und Gaspreise des jeweils vorherrschenden Versorgers und seines stärksten Konkurrenten in den Hauptstädten der EU-15-Staaten herangezogen. Es werden jeweils die von den Konsumenten am meisten genutzten Tarife in die Analyse mit einbezogen.



HOUSEHOLD ENERGY PRICE INDEX: HEPI Erdgaspreis ohne Steuern (Jänner 2009 = 100)



Abbildung 60
HEPI (Household Energy Price Index) – Mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU-15-Hauptstädte

Quelle: E-Control

Preisentwicklung für leistungsgemessene Kunden – Industriekunden

E-Control erhebt zweimal jährlich (für Jänner und Juli) die Energiepreise direkt bei den österreichischen Industriekunden. Die Ergebnisse werden anschließend auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) veröffentlicht. Im Rahmen der Industriepreiserhebung Gas werden die Industriekunden in 3 Kategorien unterteilt. Dazu gehören jene Betriebe mit einem sehr hohen Jahresverbrauch, beginnend bei 100 Mio. kWh und darüber (Kategorie A), jene mit einer Gesamtlast, die zwischen 10 Mio. und 100 Mio. p. a. kWh liegt, und schließlich die kleinste Gruppe, bei der der Jahresverbrauch 10 Mio. kWh nicht übersteigt.

Die Ergebnisse der Befragung (Tabelle 13) zeigen eine weiterhin steigende Entwicklung der Industriegaspreise.

Tabelle 13
 Industriegaspreise Jänner 2008
 und 2009

| INDUSTRIEGASPREISE JÄNNER 2008 UND 2009 (Cent/kWh) | | | |
|---|--------------------|--------------------|------------------|
| Verbrauchskategorie | Jänner 2008 | Jänner 2009 | 2008/2009 |
| > 100 GWh | 2,56 | 2,64 | 3,13 % |
| 10 – 100 GWh | 2,64 | 2,91 | 10,23 % |
| < 10 GWh | 2,89 | 3,1 | 7,27 % |
| Gesamt | 2,75 | 2,94 | 6,91 % |

Quelle: E-Control

Tabelle 14 stellt die Ergebnisse der Industriegaspreiserhebung im Detail dar. In **Kategorie A**, in der der Durchschnittspreis mit 3,08 ct/kWh im Juli 2008 am höchsten lag, korrelierte der Anstieg (+ 21 %) gegenüber dem damaligen Vergleichszeitpunkt im Jänner 2008 mit jenem des Gasimportpreises (+ 19 %). Dies unterstreicht in diesem Mengensegment (> 100.000.000 kWh) die Ölpreissensitivität (da der Erdgasimportpreis an die Entwicklung des Ölpreises gekoppelt ist) in der Preisgestaltung und lässt auf die überwiegende Anwendung von Preisgleitklauseln schließen (die Preisgestaltung war allerdings nicht Bestandteil der Erhebung Juli 2008). In **Kategorie B** hingegen erhöhte sich der Durchschnittspreis um 0,34 ct/kWh (+ 13 %) und in **Kategorie C** um 0,18 ct/kWh (+ 5 %). In Kategorie B gab bei der letzten Industriepreiserhebung je ein Drittel der Unternehmen Fixpreisvereinbarungen und Preisgleitklauseln an, das letzte Drittel jedoch verwies auf einen Mix aus Gleitklausel und Fixpreis. Somit schlägt die Entwicklung des Erdgasimportpreises deutlicher in Kategorie B als auf Kategorie C durch, in der ca. 50 % einen Fixpreis in ihrem Liefervertrag vereinbart haben.

Die Gaspreise für Industriekunden sind schließlich zu Beginn 2009 in den Kategorien der größten Industrieabnehmer (Kategorien A und B) leicht zurückgegangen. Die Werte in *Abbildung 61* zeigen den aus den einzelnen Industriepreiserhebungen resultierenden reinen Energiepreis (ohne Systemnutzungstarife, Steuern und Abgaben) von Jänner und Juli 2008 sowie von Jänner 2009.



| ÜBERSICHT ENERGIEPREIS UND DURCHSCHNITTLICHE VERTRAGSLAUFZEIT | | | | |
|--|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| | Auswertung | 1/2009 Cent/kWh | 7/2008 Cent/kWh | 1/2008 Cent/kWh |
| Kategorie A Jahresverbrauch > 100.000.000 kWh | Arithmetisches Mittel | 2,64 | 3,08 | 2,56 |
| | Standardabweichung | 0,32 | 0,36 | 0,27 |
| | Anzahl Unternehmen | 31 | 29 | 32 |
| | durchschnittl. Vertragslaufzeit | 27 Monate* | | 23 Monate* |
| Kategorie B Jahresverbrauch > 10.000.000 kWh < 100.000.000 kWh | Arithmetisches Mittel | 2,91 | 2,98 | 2,64 |
| | Standardabweichung | 0,52 | 0,50 | 0,32 |
| | Anzahl Unternehmen | 76 | 68 | 75 |
| | durchschnittl. Vertragslaufzeit | 22 Monate* | | 22 Monate* |
| Kategorie C Jahresverbrauch < 10.000.000 kWh | Arithmetisches Mittel | 3,10 | 3,07 | 2,89 |
| | Standardabweichung | 0,57 | 0,47 | 0,47 |
| | Anzahl Unternehmen | 77 | 74 | 91 |
| | durchschnittl. Vertragslaufzeit | 19 Monate* | | 21 Monate* |
| Gesamt | Arithmetisches Mittel | 2,94 | 3,04 | 2,75 |
| | Standardabweichung | 0,54 | 0,46 | 0,41 |
| | Median | 2,79 | 3,13 | 2,69 |
| | Erstes Quartil | 2,52 | 2,67 | 2,52 |
| | Drittes Quartil | 3,34 | 3,38 | 2,90 |
| | Anzahl Unternehmen | 184 | 171 | 198 |
| | durchschnittl. Vertragslaufzeit | 22 Monate* | | 22 Monate* |

* Laufzeit ausschließlich befristeter Verträge

Quelle: E-Control

Tabelle 14
Übersicht Energiepreis und
durchschnittliche Vertragslaufzeit

In *Tabelle 14* ist genauer zu sehen, dass Kategorie A im Juli 2008 einen arithmetischen Mittelwert von 3,08 ct/kWh, im Jänner 2009 einen Mittelwert von 2,64 ct/kWh aufwies und die Streuung oder durchschnittliche Abweichung vom Mittelwert bei 0,36 ct/kWh 07/08 und bei 0,32 ct/kWh 01/09 lag. Für die gesamte Beobachtung wurden der Median, das erste und das dritte Quartil berechnet. Der Median, der mittlere Wert der nach der Größe geordneten Beobachtungsreihe, betrug für die gesamte Stichprobe im Juli 2008 3,13 ct/kWh. Das erste und dritte Quartil geben an, dass 75 % der Kunden im Juli 2008 mehr als 2,67 ct/kWh und 25 % der Kunden sogar mehr als 3,38 ct/kWh zahlten. Im Jänner 2009 betrug der Median für die gesamte Stichprobe 2,79 ct/kWh. Das erste und dritte Quartil geben an, dass 75 % der Kunden mehr als 2,52 ct/kWh und 25 % der Kunden sogar mehr als 3,34 ct/kWh zahlen.

Ein internationaler Vergleich der Industriegaspreise ist in diesem Berichtsjahr nicht möglich, da keine Preise für Österreich an Eurostat gemeldet werden konnten.⁵⁰

Industriepreis Kategorie A ■
 Industriepreis Kategorie B ■
 Industriepreis Kategorie C ■
 Importpreis ■

Kategorie A:
 > 100 GWh
 Kategorie B:
 > 10 GWh
 < 100 GWh
 Kategorie C:
 < 10 GWh

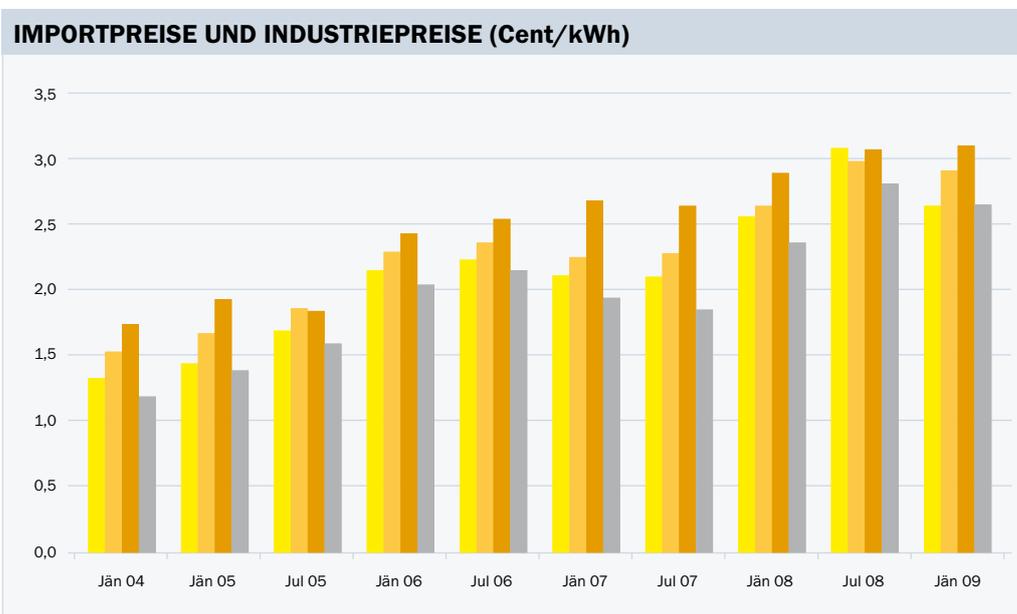


Abbildung 61
 Importpreis und Industriepreis zu ausgewählten Stichtagen

Quelle: E-Control, Statistik Austria

⁵⁰ Die innerösterreichische Umsetzung der entsprechenden Richtlinie ist noch nicht abgeschlossen.



Marktstruktur

Auch die Anbieterstruktur im österreichischen Gasmarkt ist durch den hohen Anteil der Gebietskörperschaften geprägt (Abbildung 62).

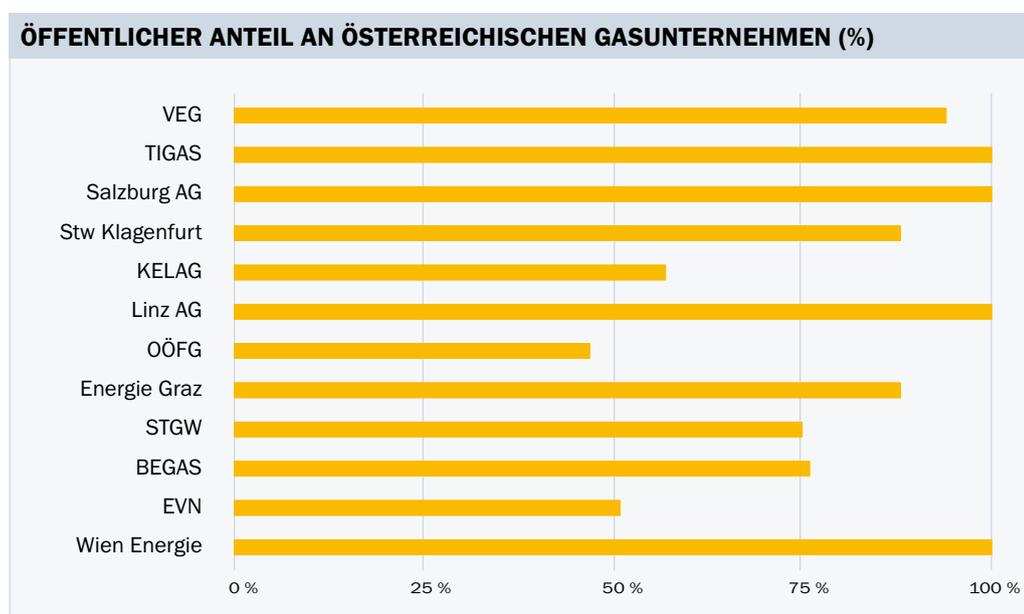


Abbildung 62
Öffentlicher Anteil an
österreichischen
Gasunternehmen

Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, Berechnungen der E-Control

Kleinkundenmarkt

Haushalts- und Kleinkunden haben in der Regel kurzfristige Verträge ohne Mindestabnahmeverpflichtungen, die keine explizite Preisgleitklausel mit Anbindung an die Ölproduktpreise 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 die Local Player: die EnergieAllianz-Unternehmen (Vertriebsfirmen Wienenergie, EVN, Begas, Switch), Erdgas Oberösterreich, Steirische Gas Wärme, Kelag, Linz Gas, Salzburg AG, Tiwag und VEG sowie Stadtwerke (z. B. Stadtwerke Steyr, Stadtwerke Kapfenberg etc.), die jedoch zum Teil nicht österreichweit anbieten. Diese Anbieter sind teilweise auch über Tochtergesellschaften im Stromendkundenmarkt tätig. Die lokalen Anbieter haben für den österreichweiten Vertrieb neue Marken gegründet: z. B. EnergieAllianz die Marke Switch, Salzburg AG und Tiwag MyElectric, STGW die Marke Unsere Wasserkraft.

Gewerbekunden und kleinen Industriekunden (lastganggemessen) mit einem Jahresverbrauch zwischen 100.000 m³ und 500.000 m³ beziehen zu individuell verhandelbaren Konditionen. Die Anbieterstruktur entspricht der des Haushaltskundenmarktes. Über Preis- oder Produktstrategien sind keine Informationen vorhanden.

Marktkonzentration am österreichischen Gasmarkt – Kleinkundenmarkt

Die Marktkonzentration ist im österreichischen **Kleinkundenmarkt** (nicht lastganggemessene Kunden) mit einem HHI von 3.907 sehr hoch und deutlich über dem kritischen Wert von 1.800.⁵¹ Der kumulierte Marktanteil der drei größten Lieferanten für das Jahr 2008 beläuft sich auf 74 %, jener der fünf größten Lieferanten auf 84 %. Die zehn größten Unternehmen beliefern 96 % der Nachfrager. Dies macht deutlich, wie stark konzentriert der österreichische Gasmarkt und wie groß nach wie vor die Marktmacht der ehemaligen Monopolisten ist, die nach wie vor die größten Marktanteile halten. Den größten Marktanteil in diesem Marktsegment hat Energie-Allianz über ihre Vertriebsgesellschaften Wienenergie, EVN und Begas mit über 60 %.⁵² Ausländische Anbieter haben keine Marktanteile im österreichischen Kleinkundenmarkt.

Die Betrachtung der Marktstruktur und die fehlenden Aktivitäten ausländischer Unternehmen in Österreich lässt nicht darauf schließen, dass von regionalen Märkten ausgegangen werden kann.

⁵¹ Quelle: Erhebungsbogen Marktstatistik, Berechnungen E-Control
⁵² Vgl. Angaben auf Homepage der Energieallianz; www.energieallianz.at



Großkunden ab 500.000 m³ Jahresverbrauch – Industriekunden

Ab einer jährlichen Abnahmemenge von 500.000 m³ ist auf dem Endkundenmarkt eine andere Anbieterstruktur gegeben. Als wesentliche Anbieter sind EconGas, Steirische Gas Wärme, Terragas, Wingas und Kelag in diesem Marktsegment aktiv. 2008 sind weitere Anbieter mit Shell Austria, GDF Suez und Enlogs dazugekommen. Diese Anbieter stellen regelzonenweite Angebote.

Marktkonzentration am österreichischen Gasmarkt – Großkundenmarkt

Die bisher im Markt tätigen Anbieter konzentrieren sich fast ausschließlich auf das Marktsegment der Industriekunden und somit auf Großkunden.

Über die Marktanteile für die Belieferung leistungsgemessener Kunden (z. T. Großkunden) sind jedoch keine Daten bekannt.

Marktverhalten

Aktivitäten der Anbieter – Produktgestaltung

> Kleinkundenmarkt

Die Produktgestaltung erfolgt zum größten Teil über eine Rabattierung der Preise, zumeist Abbucher- und Neukundenboni. Die von den Lieferanten angebotenen Tarife sind weitestgehend einheitlich, die Preisunterschiede durch die mitunter deutliche Rabattierung jedoch wesentlich. Immer mehr Unternehmen bieten Treuerabatte an, die gewährt werden, wenn ein Kunde sich freiwillig verpflichtet, länger als die vorgegebene Mindestvertragsdauer Kunde des Unternehmens zu bleiben. Weiters werden Rabatte für die Werbung von Kunden angeboten. Um Kunden wieder zurückzugewinnen, werden verstärkt Rückkehrer-Rabatte angeboten.

> Großkundenmarkt

Im Großkundenmarkt werden mehr Produktvariationen angeboten. So bietet der Marktführer Econgas Fixpreisverträge, Verträge mit Preisgleitklauseln, angelehnt an „Marktpreisentwicklungen“ (z.B. Ölpreise), an. Ebenfalls in seinem Portfolio: ein Preismodell mit variablem Preis, aber der Möglichkeit, diesen für einen bestimmten Zeitraum festzusetzen.⁵³ Über die angebotenen Produkte sind keine weiteren Informationen vorhanden.

⁵³ Vgl. <http://www.eongas.co.at/countries/austria/deu/business/01/index.htm>

Aktivitäten der Nachfrage – Wechselzahlen

2008 haben rd. 7.350 Endkunden ihren Energieversorger gewechselt, das sind insgesamt 0,5% der gesamten Endkunden im österreichischen Gasmarkt. Kumuliert haben seit der Marktöffnung 4,2% der Endkunden gewechselt. Die Wechselaktivität der Industriekunden (lastganggemessene Endkunden) ist deutlich höher als die der Haushaltskunden, die im Vergleich zum Anfang der Marktöffnung nachgelassen hat. Im Jahr 2008 haben 3,8% der lastganggemessenen Endkunden den Lieferanten gewechselt, aber nur 0,5% der Haushaltskunden. 1,5% der sonstigen Kleinkunden haben einen Lieferantenwechsel vorgenommen. In den Wechselzahlen sind noch nicht die Wechsler enthalten, die nach den deutlichen Preiserhöhungen im Oktober/November 2008 einen Wechsel vorgenommen haben.

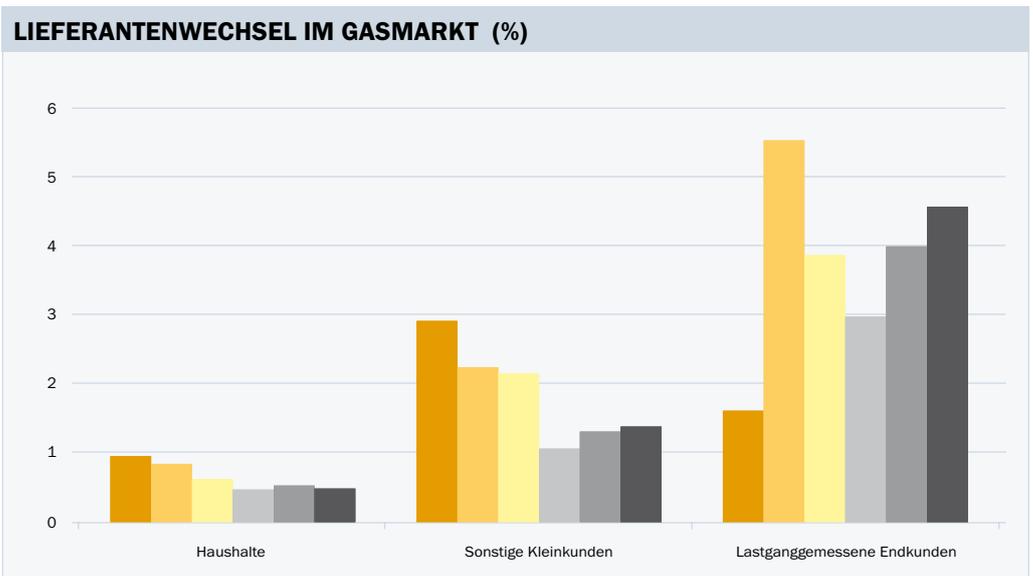


Abbildung 63
 Lieferantenwechsel im Gasmarkt
 – Anteile der gewechselten
 Zählpunkte, 2003 – 2008

Quelle: E-Control

Die deutlich angehobenen Gaspreise für Haushaltskunden zu Beginn der Heizperiode 2008/2009 haben das Interesse der Endkunden am Wechsel erhöht: Es gab deutlich mehr Anrufe auf der Hotline der E-Control GmbH, die sich auf die Berechnung der Einsparungsmöglichkeiten bezogen. Die Zahl der Wechsler nahm im ersten Quartal 2009 deutlich zu, allerdings ausgehend von einem sehr niedrigen Niveau (Abbildung 64).



Trotz der hohen Preissteigerungen der marktführenden Anbieter haben die Mitbewerber die Chance nicht genutzt, Kunden massiv zu akquirieren und ihnen alternative, interessante Angebote zu machen. Kelag, zeitweise günstigster österreichweiter Anbieter, hat z. B. das österreichweite Angebot von Juli bis Dezember 2008 eingestellt. Bei den wechselwilligen Kunden machte sich Unsicherheit breit, ob die Mitbewerber ebenfalls Preiserhöhungen durchführen würden – und wenn ja, zu welchem Zeitpunkt und in welchem Ausmaß? Der dadurch fehlende Wettbewerbsdruck ermöglicht es vor allem im Gasmarkt den etablierten Lieferanten, deutliche Preissteigerungen (bis zu 47 % Erhöhung der Gaspreise, Energieteil) durchzuführen, ohne massiv Kunden zu verlieren. Ein Grund für die Zurückhaltung der Wettbewerber könnte die Beschaffungssituation im Gasmarkt sein.

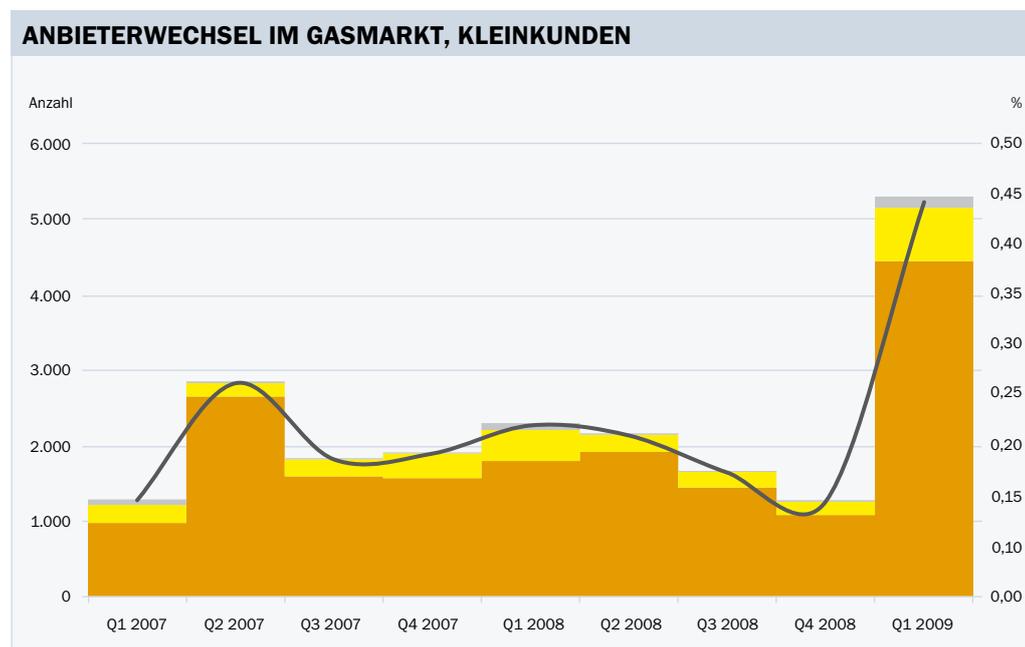


Abbildung 64
Anbieterwechsel im Gasmarkt,
Kleinkunden

Quelle: E-Control

ZUSAMMENFASSUNG ENTWICKLUNG IM GASMARKT

Die Gasgroßhandelspreise sind bis September 2008 angestiegen, dann aber deutlich gesunken.

Bei den Endkunden ist ein unterschiedliches Bild zu beobachten: Die deutlichen Preissteigerungen der Einstandskosten haben sich bereits 2007 und 2008 bei den Großkunden in der Preisentwicklung niedergeschlagen, aber auch die danach folgenden Preissenkungen.

Bei den Kleinkunden, insbesondere den Haushaltskunden, haben vor allem die Marktführer, die Vertriebsgesellschaften der EnergieAllianz, die den höchsten Marktanteil im Endkundenmarkt haben, ihre Preise überdurchschnittlich erhöht, EVN ihren Energiepreis um 47 %. Obwohl ein deutlicher Anstieg der Lieferantenwechsel zu verzeichnen ist, überrascht doch die geringe absolute Anzahl in Anbetracht der massiven Preiserhöhungen. Dies zeigt, dass nach wie vor einzelne Unternehmen über eine beträchtliche Marktmacht verfügen.

Ein wesentliches Problem im Gasmarkt ist die Beschaffungsseite: die starke Abhängigkeit von einem Gasgroßhändler und einer wesentlichen Versorgungsrouten sowie die geringe Liquidität an den Handelsplätzen (Hubs). Dies schränkt die Bezugsmöglichkeiten und damit Wettbewerbsmöglichkeiten der Lieferanten ein. Neue Transportwege wie Nabucco und die stärkere Vernetzung des europäischen Transportsystems ermöglichen den Zugang zu neuen Beschaffungsmärkten, der für eine Belebung des Wettbewerbs notwendig ist.

MASSNAHMEN ZUR VERBESSERUNG DES WETTBEWERBS IM ÖSTERREICHISCHEN GASMARKT 2008

Ausgelöst durch die Steigerungen der Energiekosten bis September 2008 hat die Wettbewerbskommission auch ein „Wettbewerbsbelebungspaket“ Gas angeregt – in Anlehnung an das Wettbewerbsbelebungsprogramm Strom. Daher wurde eine sog. „Wettbewerbsinitiative Gas (WIG)“ in Zusammenarbeit mit der BWB gestartet.

Zentrales Thema der WIG ist es, zusätzliche Gasangebotsquellen aus den internationalen Transitströmen durch Österreich für den österreichischen Endkundenmarkt zu erschließen. Internationalen Großhändlern, die in Baumgarten über erhebliche Gasmengen verfügen,



soll ein verbesserter Zugang zum österreichischen Gasmarkt durch den Abbau von Markteintrittsbarrieren ermöglicht werden. Die Gasverbraucher sollen durch die vorgeschlagenen Maßnahmen von einer größeren Anbietervielfalt über einen liquideren Großhandelsmarkt profitieren.

Wesentlich für die Intensivierung ist die weitere Entwicklung der Sekundärmärkte für Transport- und Speicherkapazitäten und eines liquiden Handelsplatzes, der auch eine Gasbörse umfasst. Durch die – nur den Buchstaben des Gesetzes nach, aber nicht mit Leben erfüllte – Umsetzung der Entflechtung der etablierten Anbieter kann nach wie vor nicht von gleichen Wettbewerbsbedingungen zwischen den Anbietern ausgegangen werden. Nach wie vor bleiben den etablierten Anbietern Spielräume zur Bevorzugung des verbundenen Unternehmens.



Public Service

Konzessionsbedingungen, allgemeine Bedingungen

Der Betrieb eines Verteilnetzes bedarf einer Konzession. Verteilnetzbetreiber, an deren Netz mehr als 100.000 Kunden angeschlossen sind, haben, sofern sie zu einem vertikal integrierten Unternehmen gehören, zumindest in ihrer Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen zu sein.

Für die Genehmigung sowie für jede Änderung der Allgemeinen Bedingungen für die Betreiber von Verteilernetzen ist die Energie-Control Kommission zuständig. Die Betreiber von Verteilernetzen haben, soweit dies zur Erreichung eines wettbewerbsorientierten Marktes erforderlich ist, auf Verlangen der Energie-Control Kommission Änderungen der Allgemeinen Bedingungen vorzunehmen. Die Genehmigung durch die Energie-Control Kommission ist unter Umständen unter Auflagen oder Bedingungen zu erteilen.

Lieferanten, die Endverbraucher beliefern, sind verpflichtet, sich einer Bilanzgruppe anzuschließen und Verträge über den Datenaustausch mit dem Verantwortlichen der Bilanzgruppe, deren Mitglieder sie beliefern, dem Netzbetreiber, an dessen Netz der Kunde angeschlossen ist, sowie mit dem zuständigen Bilanzgruppenkoordinator abzuschließen.

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.

Labeling

Die Kennzeichnung des Strommixes auf der Stromrechnung hat nach einer prozentmäßigen Aufschlüsselung auf Basis der an Endverbraucher gelieferten elektrischen Energie (kWh) zu erfolgen. Die Kennzeichnung ist dabei deutlich lesbar darzustellen.

Die Nachweise müssen von einem unabhängigen Prüfer bestätigt werden. Sie müssen Angaben zu den Primärenergieträgern, mit denen die elektrische Energie erzeugt worden ist, zu Ort und Zeitraum der Erzeugung sowie über Namen und Anschrift des Erzeugers enthalten.

Annex A

Wenn über den Preis für elektrische Energie oder Gas gemeinsam mit dem Systemnutzungsentgelt informiert wird, 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 zu bezahlen ist, ist auf Rechnungen und in Allgemeinen Geschäftsbedingungen bzw. Verträgen auszuweisen.

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

Die Allgemeinen Bedingungen für die Belieferung mit Gas oder Strom haben weiters folgende Mindestinhalte 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.

Im Sinne der Transparenz sind auf Rechnungen folgende Informationen anzugeben:

- > die Zählerstände, die für die Abrechnung herangezogen wurden,
- > die Art der Zählerstandsermittlung (Ablesung durch den Netzbetreiber, Selbstablesung oder rechnerische Ermittlung),
- > der Energieverbrauch im Abrechnungszeitraum je Tarifzeit,
- > die Zählpunktbezeichnung,
- > 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 vorgesehen, der die Versorgung von Haushaltskunden mit elektrischer Energie sicherstellen soll.

Bemerkenswert ist die Tatsache, dass jeder Stromlieferant, der Haushaltskunden beliefert, ein Versorger letzter Instanz ist und zu den geltenden Allgemeinen Geschäftsbedingungen und zu einem zu veröffentlichen 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.

Mittlerweile haben alle Bundesländer diese Bestimmung des EIWOG in Landesausführungsgesetzen 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 Abschaltung ist ebenfalls möglich, sofern der Kunde beispielsweise trotz mehrmaliger Zahlungsaufforderung nicht zahlt.

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.

Vulnerable customers

In Österreich gibt es keine regulierten Energiepreise. Allerdings gibt es einige nicht preisabhängige Unterstützungsmaßnahmen für verschiedene Konsumentengruppen, die in der alleinigen Verantwortung der österreichischen Bundes- und Landesregierung liegen.

Abschaltungen

In den ANB, die von der Energie-Control Kommission genehmigt werden, ist verankert, dass mindestens eine schriftliche Mahnung bzw. Ankündigung der Abschaltung zu erfolgen hat, bevor der Kunde, aus welchem Grund auch immer, von Netz bzw. Versorgung getrennt werden kann.

Eine weitere Maßnahme zum Schutz vor Abschaltungen ist die Möglichkeit von Ratenzahlungsvereinbarungen, die, soweit ersichtlich, alle Unternehmen Kunden anbieten, die in Zahlungsrückstand zu geraten drohen bzw. bereits geraten sind. Zusätzlich bietet eine Reihe von Unternehmen die Installation eines Prepaymentzählers.

Der Regulierungsbehörde liegen allerdings keine Daten zur Anzahl von Abschaltungen, aus welchen Gründen diese auch erfolgt sind, vor.

Versorgungssicherheit Strom

Engpassleistung in MW

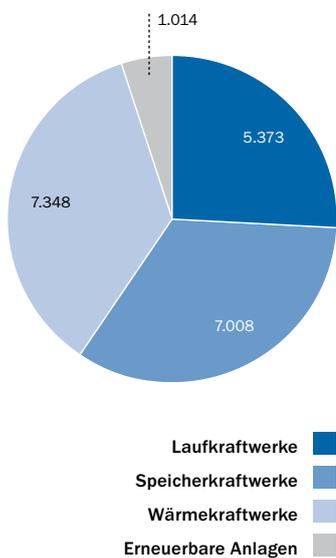


Abbildung 65a
Kraftwerkspark in Österreich
Stichtag: 31. Dezember 2008:
Engpassleistung in MW
(Summe 20.743 MW)

Quelle: E-Control

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 E-RBG 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 Energie-Control GmbH einen Bericht über das Ergebnis ihrer Monitoring-Tätigkeiten gemäß Art. 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 zu monitorieren und prognostizieren zu können. Diese nationalen und europäischen Berichte können so die Basis für weiterführende koordinierte Aktivitäten zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bilden.

Stromverbrauch und Stromerzeugung

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 (um den Umwandlungssektor, den nicht-energetischen Verbrauch, sowie um den Verbrauch des Sektors Energie bereinigte Kennzahl) in den 80er Jahren im Durchschnitt noch um 2,8% gewachsen ist, belief sich der Zuwachs der letzten Jahre (im Durchschnitt) auf etwa 2%. Somit betrug der energetische Endverbrauch im Jahr 2007 57,6 TWh (207.382 TJ) und der gesamte Inlandsstromverbrauch (ohne Pumpspeicherung) 67,8 TWh. Zurückzuführen ist diese Nachfrage-Entwicklung auf die weiterhin starke Bindung an das Bruttoinlandsprodukt.

Österreich verfügte Ende 2008 über eine gesamt installierte Kraftwerksleistung von 20,7 GW. Die Kraftwerke gliederten sich, wie auch in *Abbildung 65a* dargestellt, leistungsmäßig zu 60% in Wasserkraftwerke, 35% Wärmekraftwerke und zu 5% in sonstige „Erneuerbare“ Kraftwerke, das sind z. B. Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen. Von den 7.348 MW installierten Wärmekraftwerken sind rund 5.276 MW mit Kraft-Wärme-Kopplung ausgeführt – siehe *Tabelle 15*. Die Bruttostromerzeugung, siehe *Abbildung 65b*, belief sich auf 67.046 GWh, das ist um rund 3% mehr als im Jahr 2007.

Dem gesamten Inlandsstromverbrauch (ohne Pumpspeicherung) im Jahr 2008 von 68.635 GWh steht also die oben genannte Bruttostromerzeugung gegenüber. Die resultierende Differenz wurde durch Netto-Importe gedeckt. In Summe standen physikalische Importe von 19.796 GWh physikalischen Exporten von 14.993 GWh gegenüber, wobei die Importe gegenüber 2007 um 3% und die Exporte gegenüber 2007 um 5% zurückgingen.⁵⁴

Die Jahreshöchstlast (Lastspitze), d. h. das Leistungsmaximum an den 3. Mittwochen im Monat, lag im Jahr 2008 bei 9.955 MW. Die Entwicklung der Jahreshöchstlast ist in *Abbildung 66* dargestellt.

Jahreserzeugung in GWh

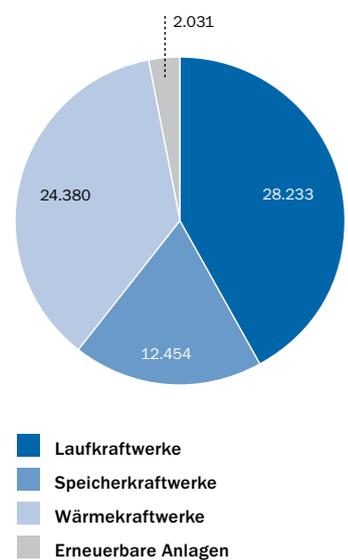
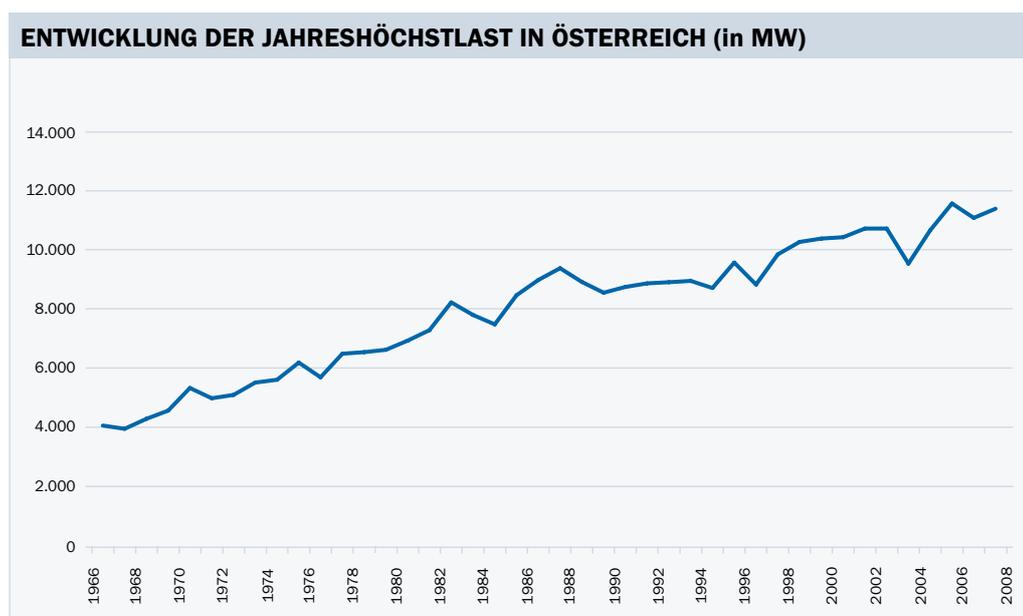


Abbildung 65b
Kraftwerkspark in Österreich
Stichtag: 31. Dezember 2008:
Jahreserzeugung in GWh
(Summe 67.046 GWh)

Quelle: E-Control

Abbildung 66
Entwicklung der Jahreshöchstlast
in Österreich (in MW)



Quelle: E-Control

⁵⁴ Der resultierende Saldo aus Erzeugung, Verbrauch, Importen und Exporten begründet sich u. a. in den resultierenden Wirkungsgraden der Erzeugung (z. B. Pumpspeicherkraftwerke) und in den Netzverlusten.

Tabelle 15
 Leistungen von Wärmekraftwerken mit/ohne Kraft-Wärme-Kopplung, Kalenderjahr 2008

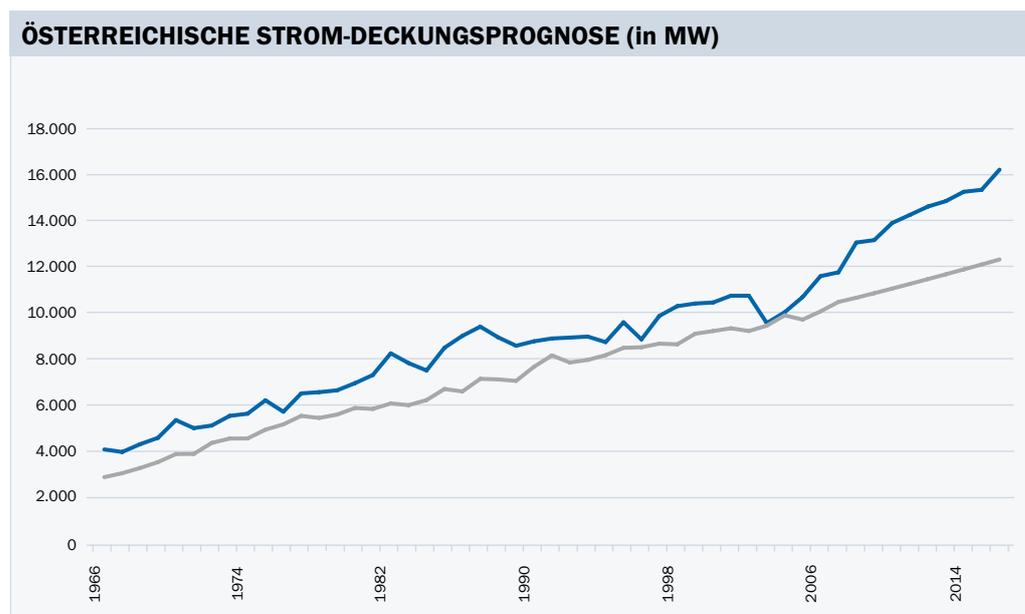
| LEISTUNGEN VON WÄRMEKRAFTWERKEN IM JAHR 2008 | | | |
|---|-------------------------|--------------------|--------------------|
| Thermische und elektrische Leistung | Wärmekraftwerke mit KWK | | ohne KWK |
| | Thermische Leistung MW | Engpassleistung MW | Engpassleistung MW |
| Insgesamt | 8.442 | 5.276 | 2.072 |

Quelle: E-Control

Bis zum Jahr 2017 kann in Österreich mit einem Stromverbrauchszuwachs von durchschnittlich jährlich 1,8% gerechnet werden. Basierend auf dieser Entwicklung kann somit auch ein durchschnittlich jährlicher Lastspitzenzuwachs von rund **206 MW** prognostiziert werden.

Um die Sicherheit der österreichischen Versorgung im Zeitraum bis 2017 beurteilen zu können, ist es notwendig, eine Gegenüberstellung der zukünftigen verfügbaren Kraftwerksleistungen und der zukünftigen Lastspitze durchzuführen.

Abbildung 67
 Österreichische Strom-Deckungsprognose (in MW)



Quelle: E-Control



Die Stromproduktion aus den Kraftwerken unterliegt einer Reihe von exogenen Einflüssen (z. B. 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, welche 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, wie in *Abbildung 67* ersichtlich, bei **11.759,9 MW**. Dieser steht eine gesamt installierte Kraftwerksleistung von 19.460 MW gegenüber.

Basierend auf den durchgeführten Erhebungen, die im Unterschied zum Monitoring-Report 2006 erstmals vollständig gemäß § 20i Abs 1 Energielenkungsgesetz erfolgten, sind zurzeit die in *Abbildung 68* aufgelisteten Kraftwerksprojekte mit einer installierten Engpassleistung von mehr als 25 MW bekannt. Die bis zum Jahr 2017 neu installierte Kraftwerksleistung beläuft sich somit auf rund 5.633 MW, wobei sich rund 2.693 MW auf Wasserkraftwerke und rund 2.940 MW auf thermische Kraftwerke beziehen. Kraftwerke bzw. Erzeugungsanlagen mit Leistungseinheiten unter 25 MW (mit Ausnahmen vom Gesamtportfolio von „Erneuerbare“ Kraftwerksanlagen) fließen nicht in die resultierenden Prognosen ein.

Insgesamt kann somit bis zum Jahr 2017 mit einem installierten Kraftwerkszubau (inklusive geplantem und prognostiziertem Zubau, insbesondere bei „Erneuerbaren“ Kraftwerksanlagen) von rund 7.508 MW gerechnet werden. Das daraus resultierende Investitionsvolumen in Kraftwerke liegt geschätzt bei über **4 Milliarden Euro**.

Neben diesen aus den oben angeführten Erhebungen bekannten Projekten werden auch weiterhin „Erneuerbare“ Kraftwerksanlagen (wie z. B. Windenergie und Biomasse) gebaut. Für den für die Prognose relevanten Zeitraum von 2007 bis 2017 erwartet Energie-Control zusätzliche Kapazitäten von rund 1.875 MW, wobei anzumerken ist, dass hier diese Leistung unabhängig von der Erzeugungstechnologie unter „Erneuerbare Anlagen“ gezählt und dargestellt wurden.

Kraftwerksstilllegungen bzw -schließungen.

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.⁵⁵ Wesentlich dafür ist die Entwicklung der Großhandelspreise.

Prognostizierte Kraftwerksleistung in Österreich für das Jahr 2017

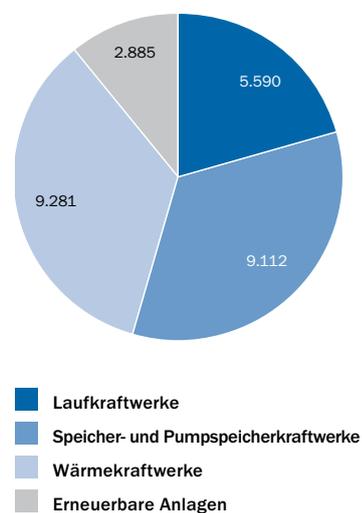


Abbildung 68
Kraftwerkspark in Österreich
Prognose 2017:
Engpassleistung in MW
(erfasste Kraftwerke –
Summe 26.968 MW)

Quelle: E-Control

⁵⁵ 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.

Aufgrund der prognostizierten Preisentwicklung in dem für Österreich relevanten kontinental-europäischen Raum erwartet die E-Control bis zum Jahr 2017 keine größeren Kraftwerks-schließungen bzw. -stilllegungen, die z.B. marktgetrieben erfolgen. Diese Erwartungen decken sich auch mit den im Rahmen der Energielenkungs-Datenverordnung erhaltenen Erhebungsergebnissen (ohne „Erneuerbare“ Kraftwerksanlagen) für den Betrachtungszeitraum bis 2017. Ein Unsicherheitsfaktor besteht nach wie vor 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, im Jahr 2017 5.633 MW (exkl. „Erneuerbaren Energiequellen“ von 1.875 MW) betragen wird und Österreich dann über eine installierte Kraftwerksleistung von 26.968 MW verfügt – vgl. *Abbildung 68*.⁵⁶

Zur Gesamtbeurteilung der Versorgungssicherheit in Österreich ist eine Betrachtung der Versorgungssituation alleine nicht ausreichend, zumal Österreich in das UCTE-Verbundnetz integriert ist. Es ist daher ebenso notwendig, auch die Versorgungssituation in den anderen UCTE-Ländern zu berücksichtigen. Basierend auf dem „UCTE System Adequacy Forecast 2008 – 2020“ ist davon auszugehen, dass bis zum Jahr 2013 die Stromversorgung auf dem Gebiet der UCTE gesichert ist, wobei die verfügbaren Kapazitäten die angenommene adäquate Sicherheitsmarge um 38,3 GW nach dem Szenario A und um 48,4 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 Netzbetriebssicherheit und die Gewährleistung der ununterbrochenen Versorgung mit elektrischer Energie der angeschlossenen Verbraucher und der untergelagerten 110-kV-Netze. Die 220-/380-kV-Netze stellen somit das wichtigste Rückgrat der 110-kV-Netze.

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 Anlassfall besonders wichtig.

⁵⁶ In Bezug auf die in der Prognose berücksichtigten Kraftwerksprojekte ist festzuhalten, dass alle erhobenen Projekte mit einer Realisierungswahrscheinlichkeit von 100 % bemessen wurden.



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.

116 Netzausbauprojekte

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 u.a. wegen der hohen Kapitalintensität der Netzinvestitionen 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 u.a. durch den Bau neuer Kraftwerke und durch Kraftwerksstilllegungen), dem steigenden grenzüberschreitenden Stromhandel sowie der Sicherstellung der Stromversorgung Österreichs, insbesondere auch durch den überdurchschnittlich 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 im Monitoring-Report 2006 veröffentlichten 116 Netzausbauprojekte, deren Erfassung im Jahr 2007 vom Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) koordiniert wurde, wurde durch die Erhebungen gemäß § 20i Abs 1 Energieleakungsgesetz nur vereinzelt angepasst. Durch den kontinuierlichen Netzausbau verfolgen die Österreichischen Netzbetreiber u.a. das Ziel, eine bedarfsgerechte Netzinfrastruktur in Österreich zu schaffen, welche den Anforderungen des liberalisierten Strommarktes standhält. Die Übersicht der einzelnen Projekte und deren Status entspricht den Daten im Monitoring Report 2006.

Die durchgeführten Erhebungen belegen bzw. bestätigen die bisherigen Ergebnisse, 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 2017), bei vollständiger Realisierung der genannten Infrastrukturprojekte (Kraftwerke und Netze), die Versorgungssicherheit in Österreich gewährleistet ist.

Versorgungssicherheit Gas

Gemäß § 20j Abs 1 Energielenkungsgesetz 1982 hat die E-Control zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Erdgasbereich durchzuführen. Dabei haben die in § 12a GWG zur Beurteilung von Kapazitätsengpässen in Fernleitungen benannten Regelzonenführer nach Kräften mitzuwirken. Dieses Monitoring betrifft insbesondere:

- > das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt,
- > die erwartete Nachfrageentwicklung und das verfügbare Angebot,
- > die in der Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten,
- > die Qualität und den Umfang der Netzwartung,
- > Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Lieferanten sowie
- > die Verfügbarkeit von Erdgasquellen und Netzen.

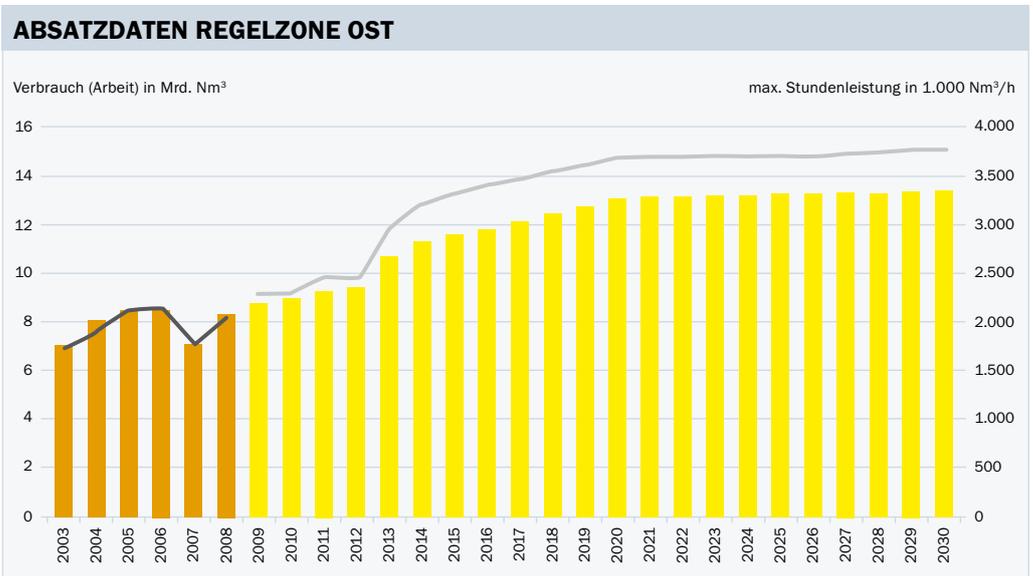


Abbildung 69
Prognose der maximalen Stundenleistung und Verbrauch in der Regelzone Ost

Quelle: AGGM

Die Ergebnisse des Monitorings können als Grundlage für die langfristige Planung sowie zur Erstellung eines Berichtes gemäß § 14a E-RBG verwendet werden. Die mittel- und langfristigen Nachfrageprognosen stehen sowohl den zuständigen Behörden als auch den auf dem Markt tätigen Unternehmen als Information zur Verfügung.

Langfristige Planung

Die Langfristige Planung basiert auf Daten, die laufend aus der Steuerung des Fernleitungsnetzes bezogen werden, sowie auf Informationen, die von den Fernleitungs- und Verteilerunternehmen sowie von den Versorgern zur Verfügung gestellt wurden. Weiters wurden die Speicherbetreiber sowie die inländischen Erdgasproduzenten über ihre Ausbaupläne befragt.

Die Absatzprognose der Langfristigen Planung ist durch geringere Steigerungsraten im Haushalts- und Gewerbebereich gekennzeichnet. Die Kraftwerksprojekte sind die höchsten Nachfrager nach zusätzlicher Transportleistung.

Die Analyse der Kapazitätssituation für die künftigen Jahre zeigt sowohl für das Spitzenlastszenario im Winter als auch das Sommerszenario mit Einspeicherbetrieb, dass die bestehenden Transportkapazitäten weder ausreichen, um die geplanten Projekte der Gaskunden umzusetzen, noch die erforderlichen Sonstigen Transporte durchführen zu können.

Für den Netzbereich Kärnten können weiterhin keine kapazitätserhöhenden Netzzugangsanträge zugesagt werden, da die Transportkapazität bis zur geplanten Fertigstellung der neuen Südleitung nur über Zukauf von TAG-Kapazität sichergestellt werden kann, dies jedoch aufgrund des Kapazitätsengpasses auf der TAG nicht zu angemessenen Kosten realisiert werden kann.

In der Langfristigen Planung der AGGM sind daher eine Reihe von Infrastrukturprojekten angeführt, deren Umsetzung den prognostizierten Absatz decken sollen. Die Langfristige Planung ist auf der Website der AGGM veröffentlicht (<http://www.aggm.at>).

Energielenkung

Die vorsorgliche Planung und Vorbereitung von Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgung mit Erdgas und die Koordinierung im Fall von krisenhaften Entwicklungen wurde mit der Novellierung des Energielenkungsgesetzes der E-Control GmbH übertragen.

Um eine Beurteilung der Wahrscheinlichkeit des Eintritts einer Engpasssituation durchführen zu können, sind im Erdgasbereich Trigger definiert. Die E-Control und die Regelzonenführer analysieren auf Basis der zur Verfügung stehenden Daten laufend die Versorgungssituation. Bei Auslösung eines Triggers werden konkrete Handlungen gesetzt, welche in einem Handbuch der Krisenvorsorge in der Erdgaswirtschaft beschrieben sind und mit den relevanten Marktteilnehmern abgestimmt wurden.

Sollte der prognostizierte Verbrauch höher als das totale Aufbringungsvermögen in einer Regelzone sein und die Drucksituation im Fernleitungssystem als kritisch eingeschätzt werden, kann der Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend per Verordnung Lenkungsmaßnahmen anordnen. Diese Maßnahmen können Anweisungen an Speicherunternehmen, Versorger, Händler und Produzenten zur Verfügungstellung von zusätzlichen Gasmengen bzw. Leistung, Anweisungen an Großabnehmer zur Einschränkung des Erdgasverbrauchs sowie generelle Sperraufrufe sein.

Folgen der Versorgungsunterbrechung in der Gasversorgung im Jänner 2009

Der zweiwöchige Lieferausfall russischer Gasimporte in Baumgarten hat gezeigt, dass Österreich eine Situation wie diese unter Ausschöpfung aller Marktmechanismen ohne Anordnung von Lenkungsmaßnahmen und ohne Einschränkung von Kunden in der Regelzone Ost managen konnte. Dies war deshalb möglich, weil alle Potentiale in der Gasaufbringung (Import, Inlandsproduktion und Speicher) mobilisiert werden konnten, um den Gasbedarf in Österreich unter Ausnutzung aller marktkonformen Maßnahmen vollständig abzusichern. Beigetragen haben dazu auch absatzseitige Maßnahmen der Versorger zur besseren Verteilung der Spitzenlast und moderatem Verbrauchsverhalten.



Auf Basis der Erfahrungen im Jänner 2009 war es erforderlich, die Vorschau und das Monitoring zu erweitern. ECG hat daher die Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung 2006 mit 1. Juli 2009 novelliert. Durch die Novelle 2009 soll insbesondere ermöglicht werden, eine Erweiterung der Meldepflichten nicht erst nach der Erlassung einer Erdgas-Lenkungsmaßnahmen-Verordnung anordnen zu können, sondern bereits dann, wenn eine erhebliche Importeinschränkung von Erdgas bekannt wird. Beträgt die Importeinschränkung mehr als 40 %, sind auf Anordnung der ECG erweiterte Meldepflichten, vor allem von den Fernleitungsunternehmen bzw. den Inhabern von Transportrechten, den Großabnehmern, den Betreibern von Gaskraftwerken und den Bilanzgruppenverantwortlichen, zu erfüllen.



Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

| | | | |
|---|----|---|----|
| <i>Abbildung 1:</i> Veränderung des Gesamt-Verbraucherpreisindex (VPI) im Vergleich zu Veränderungen des VPI Strom und VPI Gas (Vergleich zu Vorjahres-Monatswerten) (Index 2000 = 100) | 5 | <i>Abbildung 12:</i> Stromgroßhandelspreise und Preise von Primärenergieträgern 2008 | 28 |
| <i>Abbildung 2:</i> Technisch installierte grenzüberschreitende Kapazitäten im Übertragungsnetz (2008) | 14 | <i>Abbildung 13:</i> Höhe und Zusammensetzung der Ausgleichsenergiekosten in der Regelzone APG | 30 |
| <i>Abbildung 3:</i> Stromnetz in Österreich, mit allen in Betrieb befindlichen Kraftwerken der EVU ab einer Engpassleistung ab 5 MW, Stand 31. 12. 2002 | 18 | <i>Abbildung 14:</i> Entwicklung des Strom-VPI (Gesamtpreis, Index Oktober 2001 = 100) | 32 |
| <i>Abbildung 4:</i> Netznutzungstarife Strom | 19 | <i>Abbildung 15:</i> Verteilung der Haushaltspreise | 33 |
| <i>Abbildung 5:</i> Österreichische Stromproduktion 2008 (Stand 31. 12. 2008) | 22 | <i>Abbildung 16:</i> Verteilung der Preise für Gewerbekunden | 34 |
| <i>Abbildung 6:</i> Unterstützte Ökostrommengen von 2002 bis 2008 nach Technologien | 23 | <i>Abbildung 17:</i> Preisvergleich lokaler Anbieter vs. günstigster Anbieter, 3.500 kWh, August 2009 | 35 |
| <i>Abbildung 7:</i> Entwicklung der Stromimporte und -exporte seit 1990 | 23 | <i>Abbildung 18:</i> Rohmargen der Unternehmen mit 100% Forwardeinkauf (ohne Rabatte, 3.500 kWh) | 36 |
| <i>Abbildung 8:</i> Physikalische Im- und Exporte | 24 | <i>Abbildung 19:</i> Mehraufwendungen für Ökoenergie (Stand Juli 2009) | 37 |
| <i>Abbildung 9:</i> Stromaufbringung und -verwendung 2008 | 25 | <i>Abbildung 20:</i> Haushaltsstrompreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich (2500 – 5000 kWh), inkl. Steuern und Abgaben, 2. Halbjahr 2008 | 38 |
| <i>Abbildung 10:</i> Entwicklung der Großhandelspreise Strom im Jahr 2008 | 25 | <i>Abbildung 21:</i> Strompreisentwicklung Haushalte im EU-Vergleich, Jän 2006 = 100 | 38 |
| <i>Abbildung 11:</i> Gehandelte Strommengen und Marktanteile an den europäischen Strombörsen im Jahr 2008 | 27 | <i>Abbildung 22:</i> HEPI (Household Energy Price Index) – Mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU-15-Hauptstädte | 39 |
| | | <i>Abbildung 23:</i> Industriestrompreisentwicklung < 4.500 Volllaststunden | 41 |
| | | <i>Abbildung 24:</i> Industriestrompreisentwicklung > 4.500 Volllaststunden | 41 |

| | | | |
|--|----|---|----|
| <i>Abbildung 25:</i> Industriestrompreise in der EU, Juni 2007 und 2008; inkl. aller Steuern und Abgaben, 20 – 500 MWh Jahresverbrauch | 42 | <i>Abbildung 36:</i> Einsparungspotenzial für Haushaltskunden in Euro pro Jahr beim Wechsel zum günstigsten Anbieter im jeweiligen Netzgebiet (3500 kWh, Mai 2009), abzgl. Allgemeine Rabatte beim lokalen Anbieter, gesamte Rabatte bei günstigstem Anbieter | 53 |
| <i>Abbildung 26:</i> Entwicklung der Industriestrompreise in der EU, Juni 2007 und 2008; inkl. aller Steuern und Abgaben, 20 – 500 MWh Jahresverbrauch, Jännerr 2006 = 100 | 42 | <i>Abbildung 37:</i> Lieferantenwechsel im Strommarkt – Anteile der gewechselten Zählpunkte | 54 |
| <i>Abbildung 27:</i> Umsatzentwicklung nach Unternehmensbereich | 44 | <i>Abbildung 38:</i> Physische Gasflüsse im Jahr 2008 | 59 |
| <i>Abbildung 28:</i> Umsatzanteile nach Unternehmensbereich (%) | 45 | <i>Abbildung 39:</i> Anteile der freien Einspeisekapazität (garantiert und unterbrechbar), getrennt für Transit und Regelzonen für das Gaswirtschaftsjahr 2009/10 | 60 |
| <i>Abbildung 29:</i> Jahresüberschuss, EBIT und Gesamtumsatz | 45 | <i>Abbildung 40:</i> Historische Auslastung der TAG am Exit-Punkt Ö/I Grenze | 61 |
| <i>Abbildung 30:</i> Jährliche Veränderung des Umsatzes, des EBIT und des Jahresüberschusses (%) | 46 | <i>Abbildung 41:</i> Historische Auslastung der HAG | 62 |
| <i>Abbildung 31:</i> Veränderung des Umsatzes, des EBIT und des Jahresüberschusses; Basisjahr = 2001 (%) | 47 | <i>Abbildung 42:</i> Gesicherte Regelzonenkapazitäten (Endkunden, Sonstige Transporte, frei verfügbar) und Transitkapazitäten | 65 |
| <i>Abbildung 32:</i> Finanzerfolg 2001 – 2008 (TEUR) | 47 | <i>Abbildung 43:</i> Erdgasangebot und -nachfrage in Österreich, 2008 | 70 |
| <i>Abbildung 33:</i> Beteiligungsergebnis 2001 – 2008 (TEUR) | 48 | <i>Abbildung 44:</i> Durchschnittliche Erdgasimportpreisentwicklung seit Jänner 2001 (indexiert) | 72 |
| <i>Abbildung 34:</i> Öffentlicher Anteil an österreichischen Stromunternehmen | 49 | <i>Abbildung 45:</i> Entwicklung der Anteile von Produktion und Importen am Großhandelsmarkt in Österreich | 73 |
| <i>Abbildung 35:</i> Konzentration im österreichischen Strommarkt für Kleinkunden (nicht leistungsgemessene Kunden) – CR 3 und CR 5 | 51 | <i>Abbildung 46:</i> Entwicklung der Marktanteile der Exportländer nach Österreich, 2002 bis 2008 | 74 |

| | | | |
|--|-----|--|-----|
| <i>Abbildung 47:</i> Handelspunkte (Title Transfer Points) am CEGH | 76 | <i>Abbildung 60:</i> HEPI (Household Energy Price Index) – Mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU-15-Hauptstädte | 101 |
| <i>Abbildung 48:</i> Entwicklung des Handelsplatzes Hub Baumgarten, 2005 – 2009 | 77 | <i>Abbildung 61:</i> Importpreis und Industriepreis zu ausgewählten Stichtagen | 104 |
| <i>Abbildung 49:</i> Entwicklung der Handelsmengen an ausgewählten europäischen Hubs | 78 | <i>Abbildung 62:</i> Öffentlicher Anteil an österreichischen Gasunternehmen | 105 |
| <i>Abbildung 50:</i> Marktkonzentration am CEGH | 79 | <i>Abbildung 63:</i> Lieferantenwechsel im Gasmarkt – Anteile der gewechselten Zählpunkte, 2003 – 2008 | 108 |
| <i>Abbildung 51:</i> Einspeicherung und Entnahme 2008 | 83 | <i>Abbildung 64:</i> Anbieterwechsel im Gasmarkt, Kleinkunden | 109 |
| <i>Abbildung 52:</i> Speicherpreise für Standarddienstleistungen in Österreich, Jahresvertrag, 2007, 2008 und Stand Juni 2009 | 84 | <i>Abbildung 65 a:</i> Kraftwerkspark in Österreich Stichtag: 31. Dezember 2008: Engpassleistung in MW (Summe 20.743 MW) | 116 |
| <i>Abbildung 53:</i> Speicherauslastung OMV Gas GmbH, Entnahmeleistung, 1. 1. 2008 bis 1. 4. 2009 | 88 | <i>Abbildung 65 b:</i> Kraftwerkspark in Österreich Stichtag: 31. Dezember 2008: Jahreserzeugung in GWh (Summe 67.046 GWh) | 117 |
| <i>Abbildung 54:</i> Preisentwicklung auf dem Ausgleichsenergiemarkt | 92 | <i>Abbildung 66:</i> Entwicklung der Jahreshöchstlast in Österreich (in MW) | 117 |
| <i>Abbildung 55:</i> Ausgleichsenergiemengen 2008 | 93 | <i>Abbildung 67:</i> Österreichische Strom-Deckungsprognose (in MW) | 118 |
| <i>Abbildung 56:</i> Entwicklung des Erdgasimportpreises und Gas-VPI (Gesamtpreis, Index Oktober 2002 = 100) | 97 | <i>Abbildung 68:</i> Kraftwerkspark in Österreich Prognose 2017: Engpassleistung in MW (erfasste Kraftwerke – Summe 26.968 MW) | 119 |
| <i>Abbildung 57:</i> Preisvergleich lokaler Anbieter vs. günstigster Anbieter, 15.000 kWh, August 2009 | 98 | <i>Abbildung 69:</i> Prognose der maximalen Stundenleistung und Verbrauch in der Regelzone Ost | 122 |
| <i>Abbildung 58:</i> Haushaltsgaspreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich, 2. Halbjahr 2008, in Cent/kWh, inkl. Steuern und Abgaben | 99 | | |
| <i>Abbildung 59:</i> Entwicklung der Haushaltspreise in ausgewählten Ländern der EU sowie im Durchschnitt; inkl. aller Steuern und Abgaben | 100 | | |



Tabellenverzeichnis

| | |
|---|-----|
| <i>Table 1:</i> Bilanz der Stromwirtschaft für 2008 | 4 |
| <i>Table 2:</i> Bilanz der Gaswirtschaft für 2008 | 5 |
| <i>Table 3:</i> Netzkapazität, die für das Jahr 2009 auf Jahresbasis marktbasierend vergeben wurde | 17 |
| <i>Table 4:</i> Übersicht über die Systemlängen des österreichischen Übertragungsnetzes, Stand 31. 12. 2006 | 17 |
| <i>Table 5:</i> Strompreisentwicklung nach Verbrauchergruppen 2008, Jänner 2008 = 100 | 33 |
| <i>Table 6:</i> Ergebnis der Industriestrompreishebung – 1. Halbjahr 2009, in Cent/kWh | 40 |
| <i>Table 7:</i> Aktuelle Tarife per 1/2009 gem. SonT-GSNT-VO Novelle 2009 | 64 |
| <i>Table 8:</i> Bilanz der Gaswirtschaft für 2008 | 69 |
| <i>Table 9:</i> Naturgasproduktion in Österreich 2008 | 71 |
| <i>Table 10:</i> Speicherkapazitäten in Österreich 2008 | 85 |
| <i>Table 11:</i> Angebotene Produkte österreichischer Speicherunternehmen, Stand Juli 2009 | 86 |
| <i>Table 12:</i> Entwicklung der Haushaltspreise Gas von Juli 2008 bis Jänner 2009 | 98 |
| <i>Table 13:</i> Industriegaspreise Jänner 2008 und 2009 | 102 |
| <i>Table 14:</i> Übersicht Energiepreis und durchschnittliche Vertragslaufzeit | 103 |
| <i>Table 15:</i> Leistungen von Wärmekraftwerken mit/ohne Kraft-Wärme-Kopplung, Kalenderjahr 2008 | 118 |

Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger: Energie-Control GmbH, Rudolfsplatz 13a,
A-1010 Wien, Tel.: +43 1 24 7 24-0, Fax: +43 1 24 7 24-900, E-Mail: office@e-control.at

Für den Inhalt verantwortlich: DI Walter Boltz, Geschäftsführer Energie-Control GmbH

Konzeption & Design: FABIAN Design und Werbe GmbH

Text: E-Control GmbH

Bildbearbeitung & Litho: Blaupapier GmbH

Druck: Stiepan Druck GmbH

© Energie-Control GmbH 2009

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.
