



E-CONTROL

**National Report 2011
to the
European Commission
AUSTRIA**

Preliminary Version

July 2011



1	MAßGEBLICHE ENTWICKLUNGEN IN 2010	3
1.1	Strom- und Gasmarkt in Zahlen.....	3
1.2	Maßgebliche Marktentwicklungen 2010	6
2	REGULIERUNG UND ERFOLGE AUF DEM STROMMARKT.....	12
2.1	Regulierungsrahmen für den österreichischen Strommarkt	12
2.1.1	Stromübertragung – Grenzüberschreitende Kapazitäten und Engpassmanagement-Mechanismen.....	12
2.1.2	Übertragung und Verteilung.....	17
2.1.3	Ausgleichsenergiemarkt	19
2.1.4	Effektive Entflechtung im Strombereich.....	23
2.2	Entwicklung des Wettbewerbs auf dem österreichischen Strommarkt	27
2.2.1	Aufbringung und Verwendung von Elektrizität	27
2.2.2	Großhandelsmarkt.....	31
2.2.3	Wettbewerb im Endkundenmarkt	34
2.2.4	Entwicklung der Unternehmensergebnisse.....	54
2.2.5	Wettbewerbsunterstützende Maßnahmen	60
3	REGULIERUNG UND ERFOLGE AUF DEM GASMARKT	61
3.1	Regulierungsrahmen für den österreichischen Gasmarkt	61
3.1.1	Regulierung der Transit-Fernleitungen	61
3.1.2	Regulierung des Inlandstransport.....	62
3.1.3	Gasspeicherung	63
3.1.4	Ausgleichsenergie	69
3.1.5	Effektive Entflechtung im Gasbereich	75
3.2	Entwicklung des Wettbewerbs auf dem österreichischen Gasmarkt.....	80
3.2.1	Aufbringung und Verwendung	80
3.2.2	Großhandelsmarkt Gas	82
3.2.3	Wettbewerb im Endkundenmarkt	97
3.2.4	Wettbewerbsunterstützende Maßnahmen	110
4	VERSORGUNGSSICHERHEIT	111
4.1	Strom	111



4.2 Gas	124
5. PUBLIC SERVICE THEMEN – STROM UND GAS	132



1 Maßgebliche Entwicklungen in 2010

1.1 Strom- und Gasmarkt in Zahlen

Gas hatte 2009 einen Anteil von 22,4% am gesamten österreichischen Bruttoinlandsverbrauch von Energie und war damit der 2. wichtigste Energieträger.¹ Am Energetischen Endverbrauch betrug der Anteil von elektrischer Energie 19,7% (2. größter Anteil nach Erdöl) und von Gas 16,6% (3. größter Anteil).

Kennzahlen der Stromwirtschaft

Der gesamte Stromverbrauch betrug im Jahr 2010 68.477 GWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um +4,3% gestiegen. Tabelle 1 zeigt die Bilanz der Stromwirtschaft für 2010 und die Veränderung gegenüber 2009. Die Bruttostromerzeugung ist um 2,96% angestiegen, während die Handelstätigkeiten mit dem Ausland abgenommen haben. Der Inlandsstromverbrauch ist um 4,3% angestiegen.

Der Stromverbrauchsanstieg ist nahezu ausschließlich auf konjunkturelle Einflüsse zurückzuführen: allein aufgrund der klimatischen Einflüsse wäre lediglich eine Stagnation bzw. ein nur geringer Verbrauchszuwachs gegeben gewesen.

Tabelle 1: Bilanz der Stromwirtschaft für 2010

	GWh (2010)	Veränderung zu 2009
Bruttostromerzeugung	70.827	+2,9%
Physikalische Importe	19.745	+1,0%
Physikalische Exporte	17.531	-6,6%
Verbrauch für PSP	4.564	-
Inlandsstromverbrauch	68.477	+4,08%

Quelle: E-Control Austria

¹ Statistik Austria, www.statistik.at

Bruttoinlandsverbrauch = Inländische Erzeugung von Rohenergie + Importe – Exporte + Lagerbestand
Energetischer Endverbrauch = Bruttoinlandsverbrauch - Umwandlungseinsatz + Umwandlungsausstoß – Verbrauch des Sektors Energie – Nichtenergetischer Verbrauch



Kennzahlen der Gaswirtschaft

Der gesamte Gasverbrauch betrug im Jahr 2010 102.0162 GWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 11,4% gestiegen.

Tabelle 2 zeigt die Bilanz der Gaswirtschaft für 2010 und die Veränderung gegenüber 2009. Die Abgabe an Endkunden ist mit 11,4% deutlich angestiegen.

Im- und Exporte sind leicht zurückgegangen. Nach dem Lieferausfall von russischem Erdgas im Januar 2009 und der daraus folgenden starken Speicherbewegungen sind die Speicherbewegungen (vor allem Einspeicherung) in 2010 wieder auf dem Niveau der Vorjahre und daher deutlich geringer als 2009. Die inländische Produktion ist mit 3,4% leicht angestiegen.

Tabelle 2: Bilanz der Gaswirtschaft für 2010

	Mio m ³ (2010)	GWh (2010)	Veränderung zu 2009
Importe	37.247	416.794	-1,4%
Produktion	1.716	19.202	+3,4%
Speicherentnahme	3.425	38.322	+2,8%
Export	30.114	336.977	-0,4%
Speicher- einpressung	2.716	30.388	-27,7%
Eigenverbrauch, Verluste, Netz- verluste; Stat. Differenz	441	4.937	-
Abgabe an Endkunden	9.117	102.016	+11,4%
Maximaler Tages- verbrauch	48,5	542,4	+6,0%
Minimaler Tages- verbrauch	8,8	98,6	+13,5%

Quelle: E-Control Austria



Preisentwicklung 2010

Nach dem Rückgang der Inflationsrate in 2009 (im Vergleich zu den Vorjahresmonaten) stieg diese im Jahr 2010 wieder an und betrug im Durchschnitt 1,8%. Die Veränderungsrate bei den Strompreisen machte in 2010 +1,01% und bei den Gaspreisen -4,4% aus. Der Beitrag der Strom- und Gaspreise ist daher geringer als in den letzten Jahren.

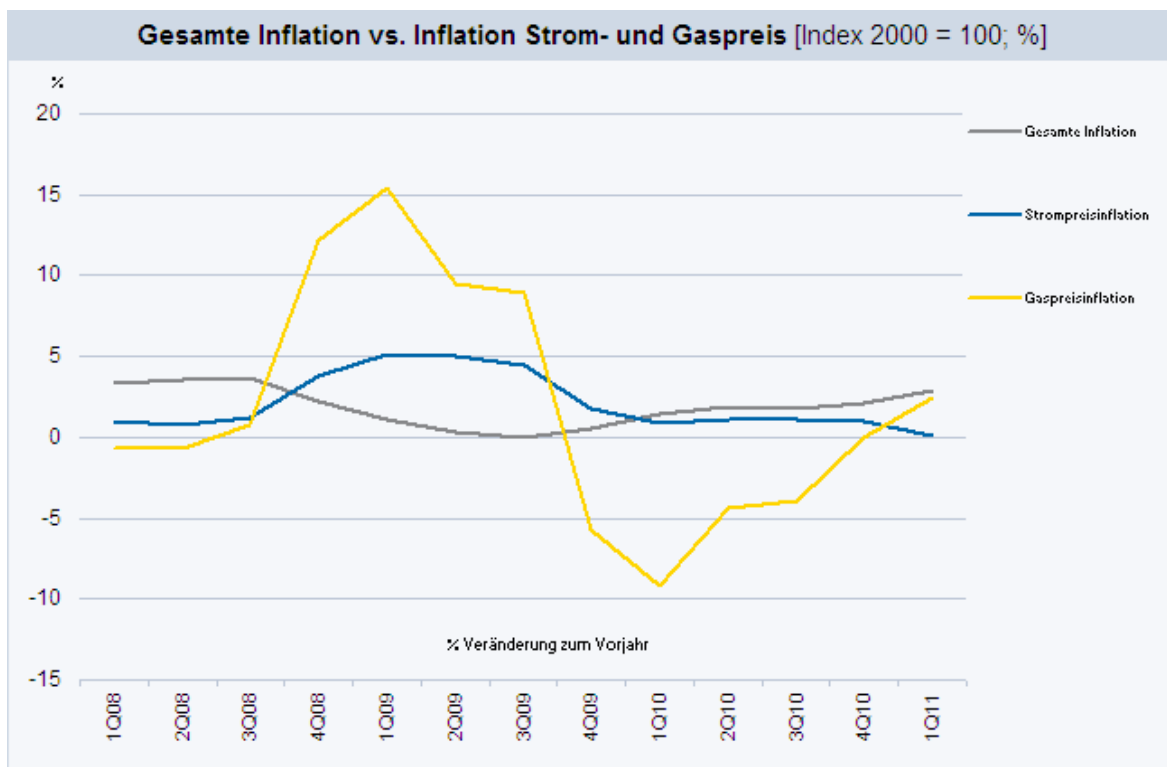


Abbildung 1: Veränderung des Gesamt-Verbraucherpreisindex (VPI) im Vergleich zu Veränderungen des VPI Strom und VPI Gas, Vergleich zu Vorjahres-Monatswerten, Index 2000 = 100

Quelle: Statistik Austria



1.2 Maßgebliche Marktentwicklungen 2010

Großhandelsmärkte

Die Entwicklung der Großhandelspreise am **Strommarkt** war im Jahr 2010 von relativer Stabilität gekennzeichnet, mit einem leichten Aufwärtstrend gegen Ende des Jahres. Die Strommärkte spiegeln dabei die gemäßigte Stimmung an anderen Commodity Märkten wider. Im Jahresschnitt lag der Basepreis bei 47,74 €/MWh, während der Futureskontrakt 2009 in der Handelsperiode 2007-2008 durchschnittlich bei 59,22 €/MWh lag. Der Spread zwischen Futureskontrakt und Spotmarkt lag im Jahr 2009 demnach bei 11,47 €/MWh. Es war somit günstiger, den Jahresbedarf an Stromlieferungen am Spotmarkt abzudecken. Im Vergleich zum Vorjahr wurde der Spread jedoch deutlich geringer, 2009 lag er noch bei knapp 20 €/MWh.

Besonders interessant war im Jahr 2010 die Entkopplung am Terminmarkt von den Strompreisen und den Primärenergieträgern. Während Gas- und Kohlepreise gegen Ende des Jahres kräftig zulegten, gab es bei den Stromterminkontrakten sogar einen Preisrückgang. Dies lag an der zum damaligen Zeitpunkt empfundenen guten Aussichten bezüglich der Kraftwerkskapazitäten, vor allem in den Bereichen Kernkraft, Windkraft und Solarenergie.

Der Stromgroßhandelsmarkt in Österreich bildet mit Deutschland generell eine Preiszone, sowohl im Over the Counter (OTC)- als auch im Börsehandel. Das Großhandelsgeschehen wird einerseits vom bilateralen Handel, wie auch vom Börsehandel an der EPEX Spot/EEX Derivatives und auch der österreichischen EXAA bestimmt. Beide Börsen bieten dabei am Strom-Spotmarkt Produkte für die deutsch-österreichische Preiszone an. Insofern sind alle Ereignisse im deutschen Großhandelsmarkt auch direkt für einheimische Händler und Versorger relevant (Fundamentaldaten, Vermarktung der deutschen EEG-Mengen, etc.) Darüber hinaus werden an der EEX Derivatives finanzielle Futureskontrakte angeboten.

Die österreichische Strombörse EXAA verzeichnete aufgrund der Steigerung der Handelsteilnehmer – überwiegend nicht-österreichische Teilnehmer - im Jahr 2009 einen Mengenzuwachs. Das Handelsvolumen für alle Produkte am Spotmarkt lag an der EXAA in der Größenordnung von 7,1% des österreichischen Stromverbrauchs. Dies bedeutet gegenüber dem Vorjahr eine Verdoppelung der entsprechenden Volumina, und eine Verbesserung der Liquidität. Die deutsche Strombörse EPEX Spot konnte im Vergleichszeitraum 2009 am Spotmarkt DE-AT keine merklichen Zugewinne liefern, wobei der Anteil des Börsehandels am Bruttoverbrauch bei rund 17% lag.



Neben den Börsen werden Großhandelsgeschäfte auch bilateral (Over the Counter) durchgeführt. Selbst die sehr liquide deutsche Strombörse EEX setzt im OTC-Clearing Mengen in der dreifachen Größenordnung des tatsächlichen Börsehandels um.

Um die Transparenz am Großhandelsmarkt zu erhöhen, hat die EPEX/EEX Ende 2009 eine Internetplattform mit marktrelevanten Informationen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern ins Leben gerufen (auf gesetzlicher Basis). Dabei wurde eine wichtige Forderung erfüllt, Erzeugungsdaten ex-ante bzw. zeitnahe zu veröffentlichen. Allerdings gelten die Veröffentlichungspflichten ausschließlich für deutsche Erzeuger mit Erzeugungseinheiten > 100MW.

Auf den **Beschaffungsmärkten für Gas** besteht nach wie vor eine Zweiteilung der Preisbildung: zum einen über langfristige Verträge auf bilateraler Verhandlungsbasis und Ölpreisbindung und zum anderen über OTC oder Börse. Die Preise in den langfristigen Verträgen sind 2010 gestiegen.

Die Beschaffungsmöglichkeiten über OTC und Börse haben sich in 2010 weiter verbessert.

Nach der Eröffnung des Spotmarktes im Dezember 2009 wurde im Dezember 2010 zudem der Terminmarkt an den Handelspunkten Baumgarten und Oberkappel (CEGH) in Österreich eröffnet. Dabei ist ein deutlicher Anstieg der Spotmengen im Winter 2010/11 zu beobachten, die Handelsumsätze am Terminmarkt dagegen sind gering. Im Vergleich zu den OTC Mengen liegen die Handelsumsätze an der Börse bei ??%.

An den anderen europäischen Hubs, vor allem NCG und TTF ist die Liquidität in 2010 deutlich angestiegen. Diese Entwicklungen haben gezeigt, dass die Liquidität an den Handelsplätzen erhöht wird, wenn alle Quellen für zusätzliche Gasmengen zusammengefasst werden: Transit- und Inlandsmengen sowie Ausgleichenergie. Die Trennung zwischen Transit und Inlandstransport, die noch im österreichischen Gasmarkt besteht, schränkt die Handelsmöglichkeiten deutlich ein.

Die wachsende Bedeutung der Spotmärkte hat sich auch in Veränderungen der langfristigen Verträge niedergeschlagen. Die teilweise Preisindexierung an Spotgas, die Eon und Gazexport als „traditionelle“ Gashandelspartner erstmalig in 2009 beschlossen haben, bedeutet einen Meilenstein in der Entwicklung eines wettbewerblichen Gasgroßhandelsmarktes in Kontinentaleuropa. Wie sich in 2010 gezeigt hat waren diese Entwicklungen in 2009 der Beginn einer Revisionswelle, in der Gasproduzenten zum Teil Zugeständnisse gemacht haben: Zusätzliche Mengen wurden an Gasspotpreise angebunden und zum Teil ToP Verpflichtungen verringert.



Endkundenmärkte

Der **Strom**absatz an Endkunden ist im Jahr 2010 um 4,3% gestiegen. Die Preise für Haushalte im Jahr 2010 haben sich verglichen mit dem Vorjahr um ca. 3%, die Preise für Gewerbekunden um ca. 2,5% erhöht. Die Preise für Industriekunden sind dagegen sind erneut zurückgegangen, liegen aber immer noch höher als im Jahr 2008. Von der in 2010 weiterhin sinkenden Tendenz der Großhandelspreise konnten somit nicht alle Endkundengruppen gleichermaßen profitieren.

2010 ist ein leichter Anstieg der Wechselraten zu verzeichnen. Die Wechselquote der leistungsgemessenen Endkunden ist deutlich angestiegen und wieder auf dem Niveau der Vorjahre (außer 2009). Die Marktkonzentration ist leicht gesunken.

Der **Gas**absatz an Endkunden ist mit 11,4% deutlich gestiegen. Von den Veränderungen auf den Beschaffungsmärkten haben die österreichischen Gaskunden in unterschiedlichem Ausmaß profitiert. Industriekunden haben eine deutlich höhere Preisreduzierung erhalten als Kleinkunden. Indikatoren wie Wechselquoten und der Markteintritt neuer Anbieter weisen zudem daraufhin, dass die Wettbewerbsintensität in diesem Marktsegment zugenommen hat. Nach der Heizsaison 2010/2011 haben jedoch einige Anbieter für Kleinkunden die Preise deutlich angehoben.

Zugang zu Gasspeichern

Auch in Österreich hat sich in 2010 gezeigt, dass die Nachfrage nach Speicherkapazitäten geringer geworden ist. Die Open Season für Schönkirchen Tief² sowie 7 Fields hat gezeigt, dass die Bereitschaft der Gaslieferanten und -händler, sich langfristig Speicherkapazitäten zu beschaffen nachgelassen hat – zum einen ist der österreichische Markt mit einer Speicherkapazität von 7 Mrd. m³ gut versorgt, zum anderen sind die Speicherkosten im Vergleich zum Sommer-/Winter-Spread zu hoch. Dazu kommt die gestiegene Liquidität an den europäischen Hubs, die eine zusätzliche Flexibilitätsquelle darstellen.

Mit der geplanten Anbindung der Speicher 7 Fields (2013) und einer möglichen Verbindung des Speicher Haidachs an die RZ Ost und der mit dem im neuen GWG vorgesehenen Änderung der Speichertransportkosten, durch die der Transport zu allen Speichern, die an die RZ angebunden, mit den gleichen Kosten verbunden ist, wird das Speicherangebot deutlich erweitert werden: Dies ist eine wesentliche Voraussetzung dafür, dass sich der Handel am CEGH sich weiterentwickeln kann.

² Vgl. OMV Geschäftsbericht 2010, S. 45



Marktintegration im Strombereich

Der österreichische Regel- und Ausgleichsenergiemarkt wird derzeit geographisch von drei Regelzonen auf zwei Regelzonen organisatorisch umgestellt. Vorarlberg (VKW Netz AG) bildet eine eigene Regelzone, welche innerhalb des ENTSO-E-Verbunds dem deutschen Regelblock angehört. Das restliche Bundesgebiet bildet als Regelzone "Ost" (oder auch APG Zone) einen eigenständigen Regelblock im ENTSO-E-Verbund. Dabei wurde 2010 zwischen der TIWAG Netz AG und der APG ein Kooperationsvertrag abgeschlossen. Die Aufgaben als Regelzonenführer wurden dadurch an die APG übertragen, und die Regelzonen mit Anfang des Jahres 2011 zusammengelegt. Damit ist nun eine weitere Integration des österreichischen Großhandels- und Ausgleichsenergiemarktes verbunden.

Netzregulierung

Als wesentlichste Weiterentwicklung der Regulierungssystematik im **Strom** kann der Investitions- und Betriebskostenfaktor hervorgehoben werden, welcher nunmehr ausgehend von der tatsächlichen Entwicklung der Kapitalkosten ermittelt wird und im Rahmen der Tariffestsetzung mit 1.1.2011 erstmals zur Anwendung kam.

Allgemein ist festzuhalten, dass die verstärkten Investitionserfordernisse der nächsten Jahre dazu führen werden, dass Kostenreduktionen im Ausmaß der letzten Jahre in Hinkunft sicherlich nur mehr sehr schwer zu realisieren sein werden. Auch erschwerende Rahmenbedingungen durch den Rückgang von Absatzmengen im Schnitt um rd. 3,5% in Österreich aufgrund der Auswirkungen der Finanz- und Wirtschaftskrise im Jahr 2009 waren im Rahmen der Tarifbestimmung für das Jahr 2011 zu berücksichtigen und bewirkten einen doch spürbaren Druck auf die Tarife.

Im **Gasbereich** sind im Jahr 2011 die Tarif- und Kostenprüfungen wieder durch hohe Investitionen in das Fernleitungsnetz und durch die geringeren Abgabemengen im Jahr 2009 (Basis für die Tarife 2011) gekennzeichnet. Das Projekt „Südschiene“ ist als wesentlicher Einflussfaktor für die Kostenermittlung zu sehen, da der Wert bereits einen Anteil von rund 30% der Kosten der Fernleitungen bzw. rund 6% der gesamten Netzkosten der Regelzone Ost ausmachen.

Aufgrund der wesentlichen Aspekte der Investitionstätigkeit und der Entwicklung der Tarifierungsmengen unter Berücksichtigung der Parameter der Anreizregulierung ergibt sich im Österreichschnitt eine Steigerung der Netztarife von rund 7% für das Jahr 2011. Darüber hinaus ist festzuhalten, dass der Netztarif eines durchschnittlichen Haushaltskunden (15.000 kWh) seit der völligen Liberalisierung der österreichischen Gasmärkte im Oktober 2002 um mehr als 4% gesenkt wurde.



Unbundling

Strom

Durch das Inkrafttreten des 3. Energieliberalisierungspaket RL 2009/72/EG am 3. März 2011 wurden wesentliche Änderungen für Verteilernetzbetreiber wirksam.

Trotz Beibehaltung der gesellschaftsrechtlichen (sowie organisatorischen und buchhalterischen) Entflechtung werden strukturelle Änderungen vorgenommen werden müssen, denn die Entflechtungsvorschriften verlangen nun klarstellend, dass Verteilernetzbetreiber über die erforderlichen personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen verfügen müssen, um die Aufgaben (Betrieb, Wartung und Ausbau des Netzes) effizient - im Sinne einer tatsächlichen Entscheidungsbefugnis unabhängig vom integrierten Erdgasunternehmen - wahrnehmen zu können.

Weiters müssen Verteilernetzbetreiber in ihren Kommunikationsaktivitäten und ihrer Markenpolitik (Corporate Identity) dafür sorgen, dass eine Verwechslung in Bezug auf die eigene Identität der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens ausgeschlossen ist. Hinsichtlich Unterscheidungskraft sind kennzeichenrechtliche und markenschutzrechtliche Grundsätze anzuwenden. Darüber hinaus muss der Gleichbehandlungsbeauftragte völlig unabhängig sein und Zugang zu allen Informationen, über die der Verteilernetzbetreiber und etwaige verbundenen Unternehmen verfügen, haben.

Die Umsetzung der Entflechtungs-Vorschriften des EIWOG 2010 in die Landesgesetze ist noch nicht erfolgt.

Für Übertragungsnetzbetreiber sieht das 3. Energieliberalisierungspaket RL 2009/72/EG strengere Entflechtungsvorschriften vor. Der Übertragungsnetzbetreiber muss in Zukunft zwischen der eigentumsrechtlichen Entflechtung (OU), einem Independent System Operator (ISO), einem Independent Transmission Operator (ITO), oder einer wirksameren Unabhängigkeit als Independent Transmission Operator (ITO+) wählen.

Gas

→ Fernleitungsnetzbetreiber

Im 3. Energieliberalisierungspaket gibt es den Begriff der Inhaber von Transportrechten nicht mehr, sondern vielmehr unterliegen diese Unternehmen dem Begriff des Fernleitungsnetzbetreibers. Der Fernleitungsnetzbetreiber muss in Zukunft zwischen der eigentumsrechtlichen Entflechtung (OU), einem Independent System Operator (ISO), einem Independent Transmission Operator (ITO) und einer wirksameren Unabhängigkeit als Independent Transmission Operator (ITO+) wählen.



Aus heutiger Sicht sind die Hauptkriterien für die Umsetzung des 3. Energieliberalisierungspaketes bei den Fernleitungsunternehmen die Assets, das Personal und die Eigentümerfrage.

→ Speicherunternehmen

Für Speicherunternehmen gilt gemäß 3. Paket die gesellschaftsrechtliche Entflechtung, d.h. Speichieranlagenbetreiber, die Teil eines vertikal integrierten Unternehmens sind, müssen hinsichtlich der Rechtsform, Organisation und der Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeiten sein, die nicht mit der Fernleitung, Verteilung und Speicherung zusammenhängen.

Positiv ist in diesem Zusammenhang zu erwähnen, dass einige Speicherunternehmen bereits vor in Kraft treten des 3. Pakets eine eigene Speichergesellschaft gegründet haben.

2 Regulierung und Erfolge auf dem Strommarkt

2.1 Regulierungsrahmen für den österreichischen Strommarkt

2.1.1 Stromübertragung – Grenzüberschreitende Kapazitäten und Engpassmanagement-Mechanismen

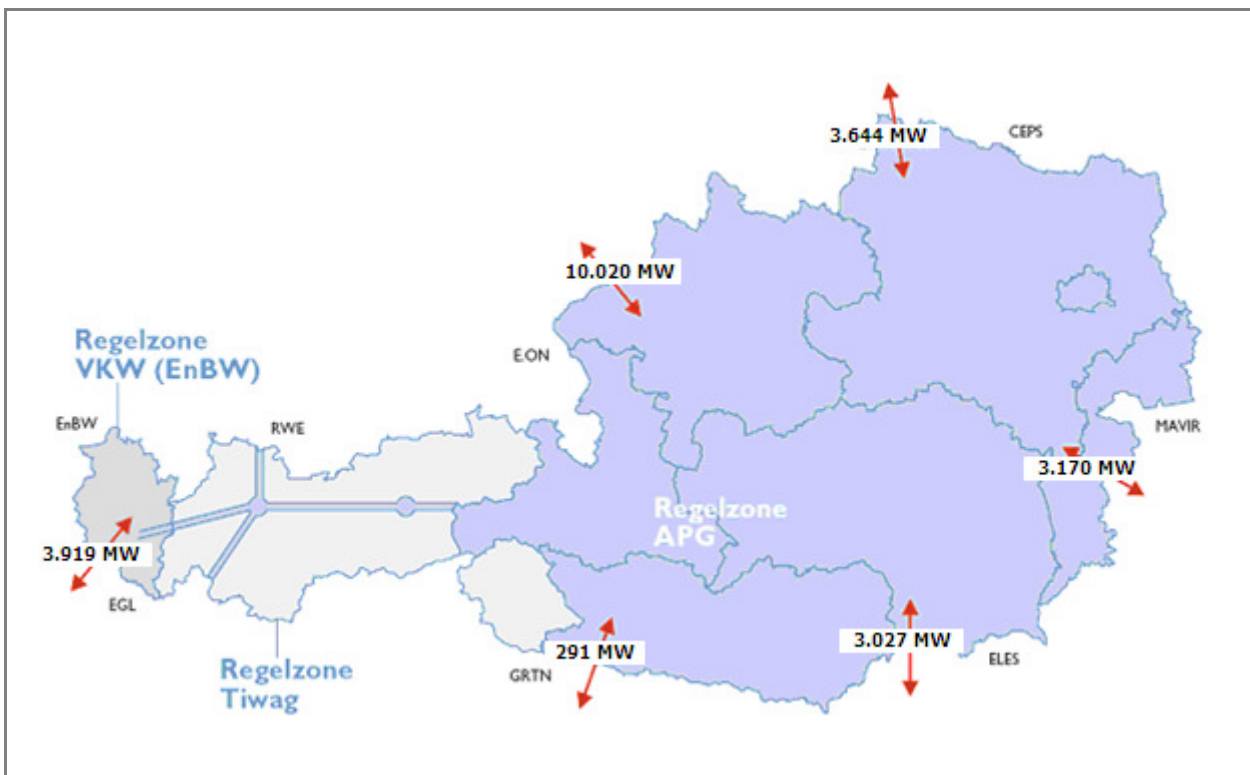


Abbildung 2: Technisch installierte grenzüberschreitende Kapazitäten im Übertragungsnetz (2010)³

Abbildung 2 zeigt die technischen Übertragungsnetzkapazitäten⁴ an den Grenzübergabestellen zwischen dem österreichischen Übertragungsnetz und den angrenzenden Netzen. Die wichtigste Veränderung ist die Erhöhung der grenzüberschreiten-

³ Abweichungen der Werte zum Report aus dem Vorjahr sind dadurch begründet, dass zur Berechnung aktualisierte Werte aus dem neuen Übertragungsplan herangezogen wurden, in dem bereits die neu installierten Systeme nach Tschechien bzw. nach Ungarn berücksichtigt sind.

⁴ (thermische Übertragungsgrenzen der grenzüberschreitenden Leitungen, dargestellt in [MW] für den Fall der reinen Wirklastübertragung)



den Kapazität zwischen den Regelzonen APG und MAVIR mit der Inbetriebnahme ebenfalls eines weiteren 380-kV-Systems im Frühjahr 2010.

Die Engpasssituationen zu den benachbarten Märkten haben sich für Österreich gegenüber den vorangegangenen Jahren grundsätzlich nicht wesentlich verändert. Die bestehenden Engpässe zu Tschechien, Ungarn, Slowenien, Italien und Schweiz werden nach wie vor mittels expliziter Auktionen bewirtschaftet. Für alle Grenzen werden regional bzw. bilateral koordinierte gemeinsame Vergaben durchgeführt.

Zuletzt getätigte Netzinvestitionen

Die in Österreich zuletzt getätigten Netzinvestitionen tragen konkret zur Verbesserung der Netzbetriebssicherheit aber auch zur stärkeren Marktintegration bei. So konnte Ende 2008 die grenzüberschreitende Verbindung zu Tschechien mit einem zweiten 380-kV-Leitungssystem verstärkt werden. Im Juni 2009 wurde das Investitionsprojekt 380-kV-Steiermarkleitung mit erfolgreicher Inbetriebnahme beendet. Dadurch wurde in Einklang mit Art. 1.7 der Engpassmanagementleitlinien eine intern bestehende Engpasssituation langfristig behoben. Im Frühjahr 2010 wurde die Höchstspannungsnetzverbindung zu Ungarn um ein zusätzliches 380 kV-System ergänzt.

Die getätigten Netzinvestitionen bringen konkret Erhöhungen der zu vergebenden grenzüberschreitenden Kapazitäten. Waren es zwischen Österreich und Slowenien z.B. in der Jahresauktion 2009 290 MW an vergebenen Kapazitäten (base und peak Produkte) so konnten dieser Wert 2010 bis auf 350 MW (nur base) gesteigert werden. Ähnlich positiv wirkt auch die Verstärkung der Verbindung zu Ungarn. Während im Jahr 2010 als Import von Ungarn nach Österreich 160 MW (wieder base und peak) an den Markt vergeben wurden, konnten für das Jahr 2011 durchgängig 300 MW versteigert werden.

Zur Finanzierung ist zu erwähnen, dass z.B. die Investitionen in die Steiermarkleitung nicht unbeträchtlich aus Erlösen aus den Auktionen der grenzüberschreitenden Kapazitäten erfolgten. Damit wird den Vorgaben von Art. 6 der Verordnung (EC) 1228/2003 betreffend die Verwendung der Auktionserlöse gefolgt. Dort ist vorgesehen, dass die Erlöse für die Gewährleistung der Verfügbarkeit bestehender Kapazitäten (z.B. durch Kraftwerksredispatch), die Schaffung neuer Kapazitäten (z.B. Ausbau von Leitungsinfrastruktur) oder zur Reduktion von Netztarifen verwendet werden dürfen.

Merchant Lines

Im Jahr 2009 wurde von einem Projektwerber ein Merchant Line Projekt gemäß Artikel 7 der Verordnung 1228/2003 bei der Energie Control Kommission beantragt.



Es handelt sich dabei um eine 132 kV Freileitung zwischen Österreich und Italien, die die Verbindungskapazität erhöht. Die Energie Control Kommission hat das Verfahren positiv abgeschlossen und Ausnahmen von den Vorgaben für die Verwendung von Auktionserlösen (Art. 6.6 VO 1228/2003) gewährt. Die Ausnahmebedingungen wurden im Zuge des Verfahrens mit der in Italien zuständigen Behörde, dem Ministerio dello Sviluppo Economico abgestimmt und von der Europäischen Kommission einer endgültigen Überprüfung unterzogen. Im Rahmen dieser Prüfung erfolgen noch Änderungen der Ausnahmebedingungen.

EREGG Electricity Regional Initiatives (ERI)

Die von ERGEG im Februar 2006 gestarteten Electricity Regional Initiative (ERI) wurden als europäischer Umsetzungsprozess zur Marktintegration in den letzten Jahren intensiv weiter geführt. Das im Juli 2009 verabschiedete 3. Energiebinnenmarktgesetzpaket sieht erstmals eine rechtliche Verpflichtung für Regulierungsbehörden vor, auf regionaler und überregionaler Ebene zusammenarbeiten. Entsprechende Bestimmungen finden sich auch in der nationalen Umsetzung (EIWOG 2010) wider. Weiters kann die Europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden (ACER) Empfehlungen zur Verbesserung der Kooperation zwischen Regulierungsbehörden abgeben. Dadurch ist insbesondere aus Sicht von Ländern mit zentraler geographischer Lage eine verbesserte überregionale Koordination von Schritten zur Erreichung der Marktintegrationsziele zu erwarten.

Österreich beteiligt sich dabei aktiv in den Regionen Central Eastern Europe (CEE) – , in der die österreichische Regulierungsbehörde auch die Koordination übernimmt (CEE, umfasst Polen, Deutschland, Tschechische Republik, Slowakei, Ungarn, Slowenien und Österreich) – und in Central Southern Europe (CSE – umfasst Frankreich, Deutschland, Österreich, Slowenien, Italien und Griechenland).

Durch die weit reichende Marktintegration mit Deutschland hat Österreich eine Reihe von natürlichen Anknüpfungspunkten zur Region Central Western Europe (bestehend aus Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande). Seit 2007 war Österreich deshalb durch das Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, die österreichischen Regelzonenführer, die österreichische Strombörse und die Energie Control Austria auch als Beobachter in der sog. „Pentalateralen Initiative“, einer Initiative der zuständigen Ministerien vertreten. Seit Anfang 2011 ist Österreich nun offiziell Vollmitglied dieser Initiative, dadurch wird die bestehende Integrationssituation auch durch stärkere formale Kooperationsstrukturen untermauert. Mit bedingt durch die geografische Lage bestehen solche Anknüpfungspunkte aber auch zur achten Region in Südosteuropa, in der man zwar nicht Vollmitglied



ist, aber durch den vertraglichen Teilnehmer-Status eine beratende Funktion einnimmt.

In CEE wurde nach der Etablierung eines gemeinsamen Auktionsbüros (Central Allocation Office – CAO) als Tochterunternehmen aller Übertragungsnetzbetreiber der Region im Sommer 2008 die Entwicklung eines koordinierten grenzüberschreitenden Engpassmanagementmechanismus in Form einer lastflussbasierten Kapazitätsvergabe an allen Grenzübergabestellen weitergeführt. Dabei wird ein gemeinsames Netzmodell verwendet, welches Flüsse aller Übertragungsnetze in der Region entsprechend abbildet und berücksichtigt. Die neue Vergabemethode wird durch Effizienzsteigerungen insgesamt Wohlfahrtsgewinne für die Kunden in der gesamten CEE Region bringen und die physikalischen Netzgegebenheiten in der Region besser abbilden und dadurch die Netzsicherheit erhöhen.

CAO nimmt in diesem Prozess seit 2009 eine zentrale Rolle ein, da es die Implementierung der neuen Vergabemethode durch die Definition sämtlicher Geschäftsprozesse des lastflussbasierten Systems federführend deutlich niedriger waren, als bei der bisher angewandten NTC Berechnung. Der Umsetzungsprozess wurde daraufhin verschoben.

Die laufenden Analysen beschäftigen sich vorrangig mit Ansatzpunkten, mit denen die Situation der niedrigen Kapazitäten verursacht durch einzelne kritischen Netzelementen in der CEE Region gelöst werden kann und mit der Festlegung eines sicheren Netzbetriebsniveaus. Nach gegenwärtiger Einschätzung der nunmehr vorliegenden Ergebnisse der Analyse kann im Herbst 2011 ein möglicher Starttermin definiert werden.

Durch die Verschiebungen in der Umsetzung des lastflussbasierten Ansatzes mussten für die Jahres-, Monats- und Tagesvergaben Übergangslösungen gefunden werden. Die Übertragungsnetzbetreiber der CEE Region schlugen deshalb einen koordinierten, auf NTC Werte basierenden Ansatz für die gesamte Region vor, bei dem die Kapazitätsberechnung von den einzelnen TSOs der Region durchgeführt wird. Das Auktionshaus nimmt dabei eine Koordinierungsfunktion ein. Die so ermittelten Kapazitäten werden seit Ende 2010 für die gesamte Region CEE von CAO im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber unter Verwendung völlig einheitlicher, koordinierter Auktionsregeln versteigert.

Ein weiterer Schritt zur Verbesserung der Marktintegration wurde durch die Einführung eines neuen harmonisierten Fahrplanmanagements für die gesamte CEE Region gesetzt. Dieses ist seit Ende 2010 von den Übertragungsnetzbetreibern der Region operativ umgesetzt und vereinheitlicht die Abläufe für den Austausch der Fahrplandokumente sowie Formate und Nominierungszeitpunkte auf regionaler



Ebene. Damit müssen Marktteilnehmer lediglich statt mehrerer teilweise TSO-spezifischer Anforderungen ein einheitliches Format bzw. einen Prozess umsetzen. Damit werden Transaktionskosten reduziert.

Die Regelzonenführer der Region CSE haben im Mai 2010 ein Memorandum of Understanding unterzeichnet, in dem sie sich auf die gemeinsame Abwicklung der Auktionen über das Auktionsbüro CASC (Capacity Allocating Service Company) der Region CWE verständigt haben. Seit April 2011 werden nunmehr die Auktionen für die Nordgrenze Italiens – und damit auch die Grenze zu Österreich – über CASC durchgeführt. In einem zweiten Schritt sollen ab Jänner 2012 die langfristigen Auktionen für Central South und Central West nach weitgehend harmonisierten Regeln erfolgen.

In der CWE Region ist seit November 2010 als erster Schritt in Richtung des lastflussbasierten Market Couplings die Umsetzung eines Market Couplings (Price Coupling) basierend auf koordinierten ATC (Available Transmission Capacity) Kapazitäten nach leichten Verzögerungen umgesetzt. Das lastflussbasierte Market Coupling sollte dann erst zu einem späteren Zeitpunkt realisierbar sein, da auch in dieser Region vorher noch Probleme mit dem Ansatz gelöst werden müssen.

Durch den Start der Tätigkeit von ACER werden wesentliche Koordinierungsaufgaben von der Agentur wahrgenommen. Nach Aufforderung der Europäischen Kommission hat ACER gemeinsam mit den nationalen Regulierungsbehörden bis Sommer 2011 überregional koordinierte Umsetzungspläne entworfen. Diese werden der Europäischen Kommission übermittelt bzw. mit Stakeholderorganisationen diskutiert. Mit Herbst 2011 sollen die Umsetzungspläne abgeschlossen sein und anschließend von Übertragungsnetzbetreibern und teilweise Strombörsen implementiert werden.



2.1.2 Übertragung und Verteilung

Übersicht über das Stromnetz

2009 betrug die gesamte Leitungslänge der Hochspannungsleitungen des österreichischen öffentlichen Stromnetzes 17.546 km (Systemlängen), davon 96,2% Freileitungen und 3,8% Kabelleitungen (**Tabelle 3**). Den größten Anteil an den Höchstspannungsleitungen hält die Verbund-Austrian Power Grid AG (APG) mit 84% der 220 und 380 kV-Leitungen. In 2010 gab es 3 Regelzonenführer (neben APG auch TIWAG Netz AG und VKW Netz AG) und ca. 130 Verteilnetzbetreiber. Ab 1.1.2011 ist die Regelzonenführeranzahl auf 2 reduziert worden⁵.

Tabelle 3: Übersicht über die Systemlängen des österreichischen Übertragungsnetzes, Stand 31. Dezember 2009

Trassenlängen (1)					
Spannungsebenen	Freileitungen		Kabelleitungen		Summe
	km	Anteil	km	Anteil	km
380 kV	1.333	0,6%	54	0,0%	1.388
220 kV	1.847	0,8%	3	0,0%	1.850
110 kV	6.064	2,6%	473	0,2%	6.536
von 1kV bis 110 kV	30.506	13,1%	33.955	14,6%	64.461
1 kV und darunter	40.046	17,2%	118.344	50,9%	158.389
Insgesamt	79.795	34,3%	152.829	65,7%	232.624
Systemlängen (1)					
Spannungsebenen	Freileitungen		Kabelleitungen		Summe
	km	Anteil	km	Anteil	km
380 kV	2.668	1,1%	54	0,0%	2.722
220 kV	3.716	1,5%	5	0,0%	3.720
110 kV	10.490	4,2%	613	0,2%	11.103
von 1kV bis 110 kV	31.141	12,5%	35.338	14,2%	66.479
1 kV und darunter	40.937	16,5%	123.235	49,7%	164.173
Insgesamt	88.953	35,8%	159.246	64,2%	248.198

(1) Einschließlich Hoch- und Höchstspannungsleitungen von öffentlichen Erzeugern.

Quelle: E-Control

Regulierung des Stromnetzes

Für die Stromverteilernetzbetreiber gilt seit dem 1. Jänner 2006 ein anreizbasiertes Regulierungssystem. Die Dauer der ersten Regulierungsperiode erstreckte sich über

⁵ 2010 wurde zwischen der TIWAG Netz AG und der APG ein Kooperationsvertrag abgeschlossen. Die Aufgaben als Regelzonenführer wurden dadurch an die APG übertragen, und die Regelzonen mit 1.1.2011 zusammengelegt.



vier Jahre, mit 1. Jänner 2010 begann die zweite Regulierungsperiode, die wiederum vier Jahre andauern wird. 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% p.a.,
- effizienzabhängige bzw. individuelle Abschläge auf Basis eines Gesamtkostenbenchmarks,
- Investitions- und Betriebskostenfaktor und
- Veränderung des Netzbetreiberpreisindex.

Die Behörde und Österreichs E-Wirtschaft haben im Jahr 2005 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 – 31.12.2009) wurden die Rahmenbedingungen in vielen Gesprächen mit der Branche ergänzt und aktualisiert. Um die Kostenbasis von der ersten Regulierungsperiode in die zweite Regulierungsperiode zu überführen, 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. Bereits für die Tarifierung mit 1. Jänner 2010 wurden 25% der nunmehr festzustellenden Effizienzsteigerungen auf Basis der Kosten des Geschäftsjahres 2008 den Netzkunden zugute kommen.

Als wesentlichste Weiterentwicklung der Regulierungssystematik kann der Investitions- und Betriebskostenfaktor hervorgehoben werden, welcher nunmehr ausgehend von der tatsächlichen Entwicklung der Kapitalkosten ermittelt wird und im Rahmen der Tariffestsetzung mit 1.1.2011 erstmals zur Anwendung kam. 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 bisherigen Mengen-Kosten-Faktors, welcher im Rahmen der ersten Anreizregulierungsperiode eliminiert werden und ein höchstmögliches Maß an Investitionssicherheit für die Netzbetreiber erreicht werden. Einerseits werden somit den Netzbetreibern die notwendigen und angemessenen Investitionen abgegolten und andererseits werden dem Konsumenten nur die tatsächlich getätigten und notwendigen Investitionen angela-

stet. Für die Stromübertragungsnetzbetreiber gilt weiterhin eine Kosten-Plus-Regulierung mit jährlichen Tarif und Kostenprüfungen. Seit Beginn der Regulierung im Jahr 2001 konnten die Netzkosten insgesamt um mehr als 600 Mio. Euro gesenkt und die Netztarife abhängig von der jeweiligen Spannungsebene um bis zu fast 30% gesenkt werden. Allgemein ist festzuhalten, dass die verstärkten Investitionserfordernisse der nächsten Jahre dazu führen werden, dass Kostenreduktionen im Ausmaß der letzten Jahre in Hinkunft sicherlich nur mehr sehr schwer zu realisieren sein werden. Auch erschwerende Rahmenbedingungen durch den Rückgang von Absatzmengen im Schnitt um rd. 3,5% in Österreich aufgrund der Auswirkungen der Finanz- und Wirtschaftskrise im Jahr 2009 waren im Rahmen der Tarifbestimmung für das Jahr 2001 zu berücksichtigen und bewirkten einen doch spürbaren Druck auf die Tarifhöhe.

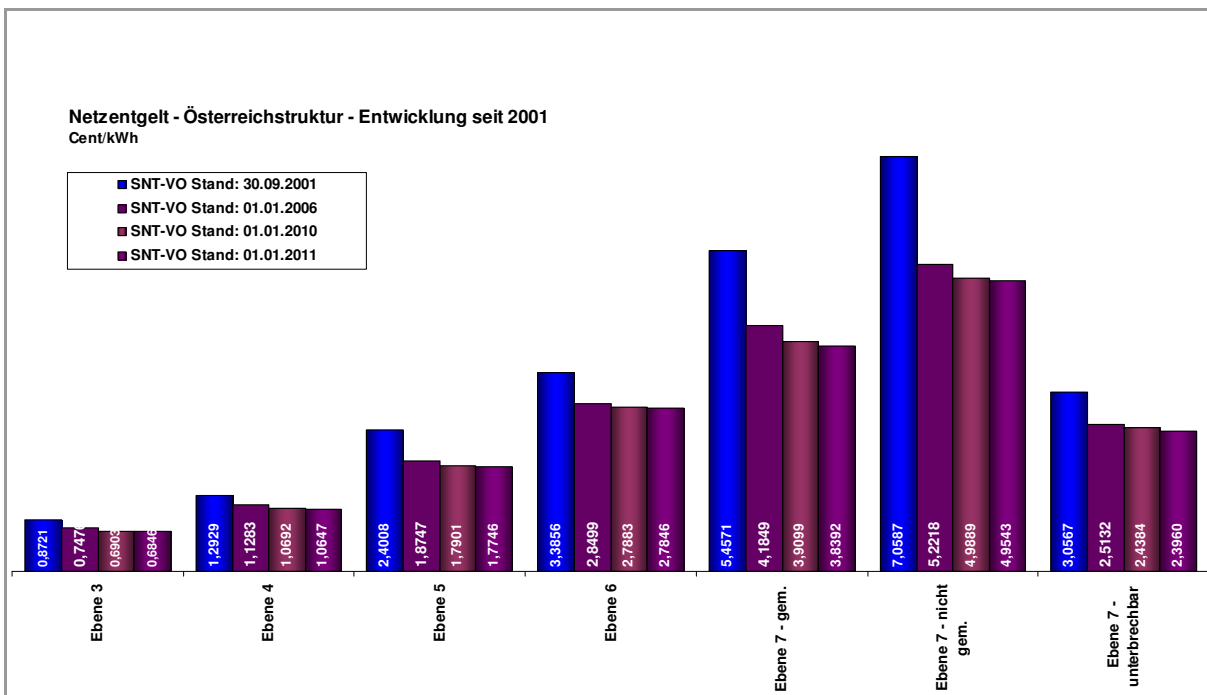


Abbildung 3: Entwicklung der Netznutzungstarife Strom für Gesamt-Österreich in Cent/kWh

Quelle: E-Control

2.1.3 Ausgleichsenergiemarkt

Der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch erfolgt in Österreich im Zuge der Ein- oder Ausspeisung von Regel- und 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 ENTSO-E-Verbund, falls die Anpassung innerhalb der Regelzone nicht ausreichend/möglich ist.

Die Regelenergie wie auch die Ausgleichsenergie dienen physikalisch gesehen demselben Zweck, nämlich der Herstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch. Die Abweichung der Prognose in einer Bilanzgruppe verursacht Ausgleichsenergie. Die saldierte Ausgleichsenergie über alle Bilanzgruppen ergibt den Regelenergiebedarf, für welchen der Regelzonenführer zu sorgen hat.

Der österreichische Regel- und Ausgleichsenergiemarkt wird derzeit geographisch von drei Regelzonen auf zwei Regelzonen organisatorisch umgestellt. Vorarlberg (VKW Netz AG) bildet eine eigene Regelzone, welche innerhalb des ENTSO-E-Verbunds dem deutschen Regelblock angehört. Das restliche Bundesgebiet bildet als Regelzone "Ost" (oder auch APG Zone) einen eigenständigen Regelblock im ENTSO-E-Verbund. Dabei wurde 2010 zwischen der TIWAG Netz AG und der APG ein Kooperationsvertrag abgeschlossen. Die Aufgaben als Regelzonenführer wurden dadurch an die APG übertragen, und die Regelzonen mit Anfang des Jahres 2011 zusammengelegt.

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 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.

Im ElWOG 2010 wurde zudem in §69 festgelegt, dass regelmäßige Ausschreibungen zur Beschaffung der Primärregelung und Sekundärregelung stattfinden müssen. Die Ausschreibungen zur Primärregelung werden seit 2010 von der APG durchge-



führt, für Sekundärregelung wird ein Start für Ausschreibungen spätestens in 2012 erwartet.

Derzeit wird die Sekundärregelenergie noch auf Grund von bilateralen Verträgen mit einzelnen Kraftwerksbetreibern erbracht wird. Dabei wird im Nachhinein die Rücklieferung von Sekundärregelenergie an die Erzeuger ebenfalls über die EXAA beschafft. Lediglich der Minutenreservemarkt untersteht mit der Merit Order List einem rein marktbasierendem Ausschreibungssystem. Die Angebote werden dann entsprechend dieser MOL vom Regelzonenführer im Bedarfsfall abgerufen. Allerdings werden auch bei der Tertiärregelenergie die Ausschreibungen mit einer wöchentlichen Market Maker Auktion ergänzt, um die ausreichende Liquidität dieses Marktes sicher zu stellen. Der ungewollte Austausch im ENTSO-E-Verbund wird über ein Kompensationsprogramm über die EXAA abgewickelt.

Aufgrund der technischen Anforderungen (wie z.B. Anbindung an den Regler, Schnelligkeit,...) an den Kraftwerkspark eines Erzeugers, welcher am Regelenergiemarkt, vor allem bei Primär- und Sekundärregelung, in Österreich anbieten möchte, ist die (potentielle) Anzahl der Marktteilnehmer für die einzelnen Produkte überschaubar. Bei der Leistungsausschreibung für Minutenreserve, dem „Market Maker“ nahmen im Jahr 2010 in der Regel 6 oder 7 Unternehmen teil.

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
- ENTSO-E-Austausch (ungewollter Energieaustausch mit benachbarten Regelzonen)
- Market Maker

Abbildung 4 zeigt am Beispiel der Regelzone APG die Zusammensetzung der Ausgleichsenergiekosten, d.h. Kosten minus Erlöse, 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 Ausgleichsenergiekostenkomponenten, die direkt an Endkunden weiter verrechnet werden.



Die Gesamtkosten des Marktes (RZ-Ost, ohne Primärregelleistung) betrugen 2010 22,3 Mio Euro gegenüber 21,26 Mio Euro im Jahr 2009. Das weiterhin die niedrigeren Marktpreisniveau hat sich auch hier niedriger geschlagen und sowohl die Kosten aber auch die Erlöse niedrig gehalten.

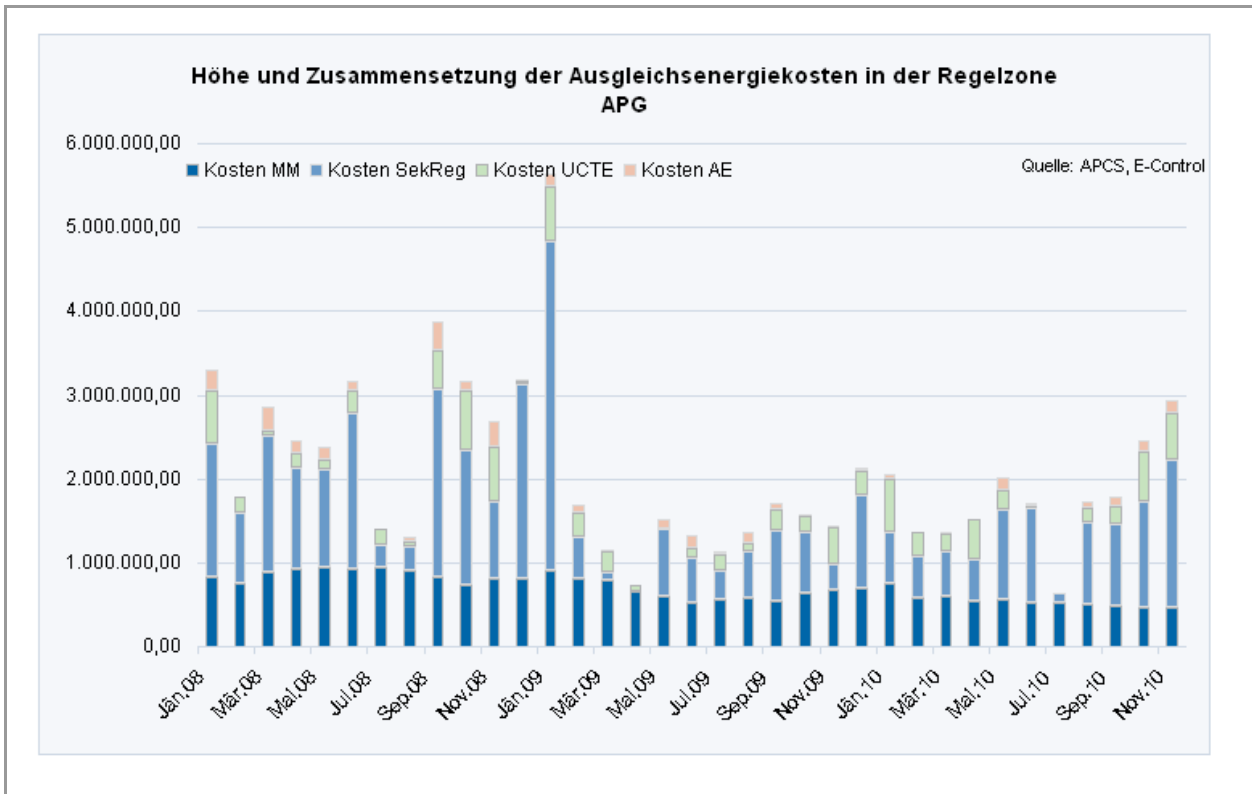


Abbildung 4: Höhe und Zusammensetzung der Ausgleichsenergiekosten in der Regelzone APG

Quelle: APCS



2.1.4 Effektive Entflechtung im Strombereich

Rechtliche Grundlagen

Die Kompetenz zur Überwachung der Einhaltung des Gleichbehandlungsprogramms im Elektrizitätsbereich kommt der Landesregierung zu (§ 42 Abs 3 Z 4 EIWOG 2010); Berichtspflichten der betroffenen Unternehmen bestehen gegenüber den Landesbehörden und gegenüber der Energie-Control Austria (in Folge kurz E-Control). Die Landesbehörden haben der E-Control jährlich einen zusammenfassenden Bericht über die im Rahmen der Gleichbehandlungsprogramme der Netzbetreiber getroffenen Maßnahmen zu übermitteln. Diese Überwachung der Einhaltung des Gleichbehandlungsprogramms durch die Landesregierung beschränkt sich weitgehend darauf, den fristgerechten Eingang der Gleichbehandlungsprogramme der Unternehmen sicherzustellen 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 weitgehend verzichtet.

Für die Überwachung der Entflechtung und Herstellung des rechtmäßigen Zustandes ist jedoch die E-Control zuständig (§ 24 Abs 1 Z 2 und Z 3 E-ControlG, Art 37 Abs 1 lit b und f RL 2009/72/EG). Den Landesregierungen sind aber Beobachtungsaufgaben zugewiesen (vgl Art 37 Abs 2 RL 2009/72/EG). Beobachtet eine Landesbehörde allerdings einen Verstoß gegen die Entflechtungsvorschriften, hat sie dies unverzüglich der E-Control mitzuteilen (§ 42 Abs 8 EIWOG 2010). Die Regulierungsbehörde hat dann den rechtmäßigen Zustand (mittels Bescheid) herzustellen.

Auslegungsgrundsätze zu den energierechtlichen Entflechtungsbestimmungen

Die Auslegungsgrundsätze geben die Rechtsansicht der E-Control zur Auslegung und Umsetzung der Entflechtungsbestimmungen auf Basis des Vermerks der GD Energie und Verkehr der EU Kommission zu den Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG wieder und sollen den Unternehmen als Orientierungshilfe dienen. Die Entflechtungsregeln sehen die rechtliche, buchhalterische und organisatorische (funktionale, informatorische) Entflechtung vor. Die Auslegungsgrundsätze werden seitens der Regulierungsbehörde nach Veröffentlichung der Landesgesetze angepasst und auf die aktuellen Herausforderungen des 3. Richtlinienpaketes anzupassen sein.

Rechtliche Entflechtung

Bei Unternehmen mit mehr als 100.000 Kunden muss der Netzbetrieb in einer separaten Gesellschaft erfolgen. Um die Unabhängigkeit zu gewährleisten, muss ein



bis dato vertikal integriertes Unternehmen mindestens eine eigenständige (Netz-)Gesellschaft gründen, oder den Netzbetrieb getrennt von den Bereichen der Erzeugung/Gewinnung und des Vertriebs in den Bereich einer bereits existierenden Gesellschaft aufnehmen.

Buchhalterische Entflechtung

Um Diskriminierungen, Quersubventionen und Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden, wird eine Kontentrennung in der internen Rechnungslegung gefordert. Dadurch soll eine transparente Darstellung sämtlicher Netzkosten ermöglicht werden, die als sachgerechte und nachvollziehbare Grundlage für die Berechnung der Netzentgelte fungiert.

Organisatorische Entflechtung

Die Maßnahmen der organisatorischen Entflechtung sind erforderlich, um den Netzbetrieb unabhängig von den übrigen strom- und gasspezifischen Tätigkeitsbereichen eines integrierten Unternehmens zu führen. Ziel ist eine strikte Trennung zwischen den Netzaktivitäten einerseits und den sonstigen Aktivitäten andererseits. Dabei muss im Zuge einer funktionalen Entflechtung darauf geachtet werden, dass das Management der Netzgesellschaft nicht in die Tätigkeiten des Wettbewerbsbereiches des integrierten Unternehmens involviert wird.

Gleichermaßen gilt für den Wettbewerbsbereich, keinen Einfluss auf das Tagesgeschäft der Netzgesellschaft zu haben, sowie keine Informationen zu erlangen, die gegenüber Dritten einen Wettbewerbsvorteil mit sich ziehen. Demnach sind u.a. folgende Grundsätze für die Netzgesellschaft erforderlich: eigene Corporate Identity, finanzielle und personelle Ausstattung sowie eine unabhängige Entscheidungsfindung, Gehälter und variable Gehaltsbestandteile dürfen sich ausschließlich auf das Ergebnis der Netzgesellschaft beziehen, usw.

Im Gegenzug ist die Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Netzbetriebes durch vertrauliche Behandlung technischer, rechtlicher oder wirtschaftlich sensibler Informationen Ziel der informatorischen Entflechtung. Strukturen und Zugriffsrechte, Einhaltung der Entflechtungsvorschriften im Kundenkontakt wie z.B. Call Center, Neuanschlüsse/Ummeldungen, Rechnungen, Informations- und Werbematerial sowie die Durchführung der Kundenabrechnung durch den Netzbetreiber sind einige Aspekte, die im Rahmen der informatorischen Entflechtung zu berücksichtigen sind.

Ressourcenausstattung und wirtschaftliche Leistungserbringung

Netzbetreiber müssen über ausreichende Humanressourcen und physische Ressourcen verfügen, um ihre Arbeit unabhängig von anderen Teilen des integrierten Un-



ternehmens durchführen zu können. Ferner müssen ausreichende finanzielle Mittel für die Wartung und den Ausbau des Netzes zur Verfügung stehen. Im Zuge des 3. Energieliberalisierungspaketes kam es zu einer erneuten Klarstellung dieser Position nach Inkrafttreten der RL 2009/73/EG (bzw. RL 2009/72/EG im Elektrizitätsbereich) und deren Umsetzung durch das EIWOG.

In Österreich haben jedoch die wenigsten gesellschaftsrechtlich entflochtenen 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. Da sowohl die Personalressourcen als auch das Nutzungsrecht an den Netzen und Betriebsanlagen durch Dienstleistungsverträge bzw. Pachtverträge zugekauft wird, beschränkt sich die wirtschaftliche Leistungserbringung mit Eigenpersonal auf das Management und einige strategische Aufgabenbereiche.

Zwei Netzbetreiber wenden in Österreich ein Betriebsführungsmodell an. Die E-Control steht diesem Betriebsführungsmodell, besonders hinsichtlich organisatorischer und buchhalterischer Entflechtung, äußerst skeptisch gegenüber. Die Unabhängigkeit des Netzbetreibers ist jedenfalls zu bezweifeln. Auch die buchhalterische Entflechtung erscheint problematisch. Dem Netzbetreiber mangelt es an jeglichen Ressourcen und zwar in materieller, personeller, finanzieller und technischer Hinsicht: Ein Missstand, der mit dem 3. Energieliberalisierungspaket nun beseitigt wird.

Jedoch steigt die Tendenz zu großen Netzgesellschaften, wie die jüngste Vergangenheit zeigt. Zwei Netzbetreiber haben ihre Netzgesellschaften mit sämtlichen materiellen, technischen, personellen und finanziellen Mitteln ausgestattet.

Anregungen und Ausblick

Durch das Inkrafttreten des 3. Energieliberalisierungspaketes RL 2009/72/EG am 3. März 2011 wurden wesentliche Änderungen für Verteilernetzbetreiber wirksam.

Trotz Beibehaltung der gesellschaftsrechtlichen (sowie organisatorischen und buchhalterischen) Entflechtung werden strukturelle Änderungen vorgenommen werden müssen, denn die Entflechtungsvorschriften verlangen nun klarstellend, dass Verteilernetzbetreiber über die erforderlichen personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen verfügen müssen, um die Aufgaben (Betrieb, Wartung und Ausbau des Netzes) effizient - im Sinne einer tatsächlichen Entscheidungsbefugnis unabhängig vom integrierten Erdgasunternehmen - wahrnehmen zu können.

Weiters müssen Verteilernetzbetreiber in ihren Kommunikationsaktivitäten und ihrer Markenpolitik (Corporate Identity) dafür sorgen, dass eine Verwechslung in Bezug auf die eigene Identität der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unter-



nehmens ausgeschlossen ist. Hinsichtlich Unterscheidungskraft sind kennzeichenrechtliche und markenschutzrechtliche Grundsätze anzuwenden. Darüber hinaus muss der Gleichbehandlungsbeauftragte völlig unabhängig sein und Zugang zu allen Informationen, über die der Verteilernetzbetreiber und etwaige verbundenen Unternehmen verfügen, haben.

Die Umsetzung der Entflechtungs-Vorschriften des EIWOG 2010 in die Landesgesetze ist noch nicht erfolgt.

Für Übertragungsnetzbetreiber sieht das 3. Energieliberalisierungspaket RL 2009/72/EG strengere Entflechtungsvorschriften vor. Der Übertragungsnetzbetreiber muss in Zukunft zwischen der eigentumsrechtlichen Entflechtung (OU), einem Independent System Operator (ISO), einem Independent Transmission Operator (ITO), oder einer wirksameren Unabhängigkeit als Independent Transmission Operator (ITO+) wählen.

2.2 Entwicklung des Wettbewerbs auf dem österreichischen Strommarkt

2.2.1 Aufbringung und Verwendung von Elektrizität

Stromerzeugung

In Abbildung 5 ist der Erzeugungsmix für das Jahr 2010 ausgewiesen. Insgesamt wurden 70.827 GWh produziert. Rd. 56 % 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. 7 %.

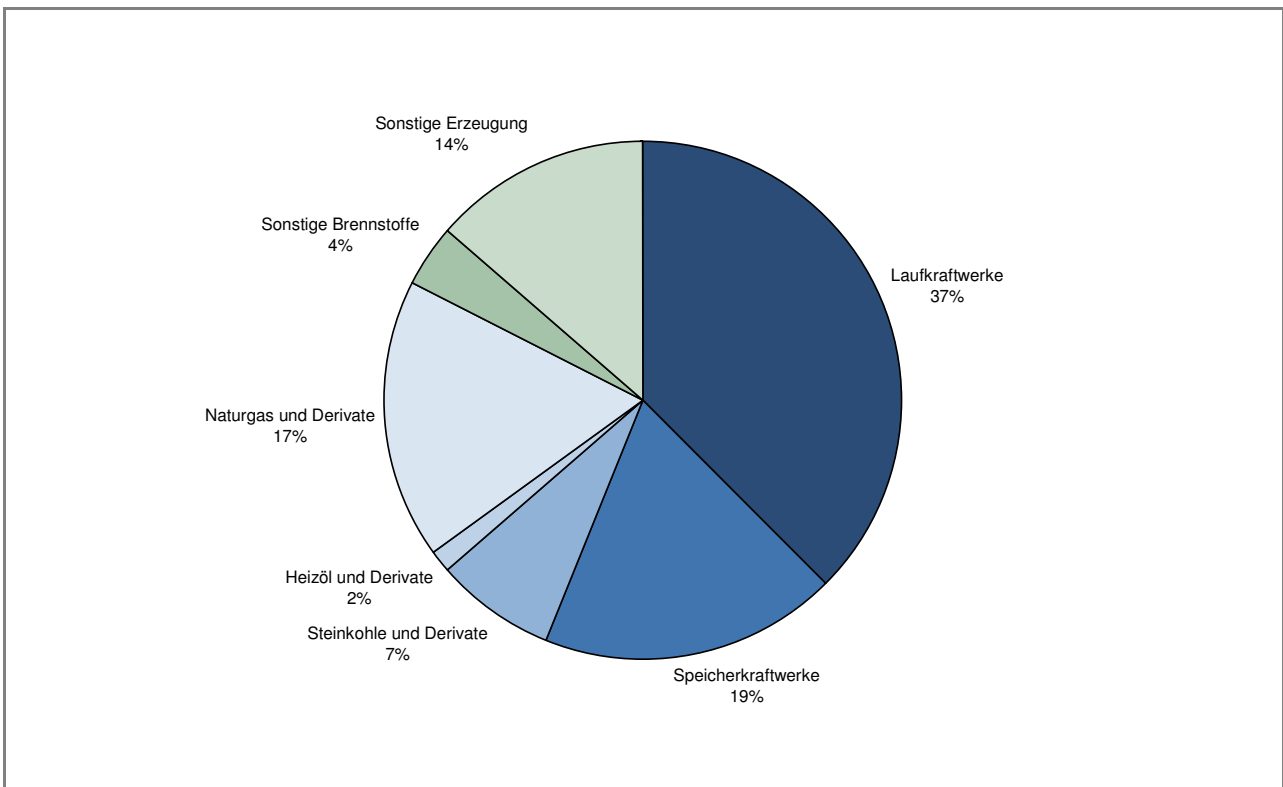


Abbildung 5: Erzeugung elektrischer Energie in Österreich nach Energieträgern in 2009

Quelle: E-Control

Ökostromerzeugung

In den Jahren 2003 bis 2010 war ein starkes Mengenwachstum der sonstigen Ökostromtechnologien gegeben (Abbildung 6).

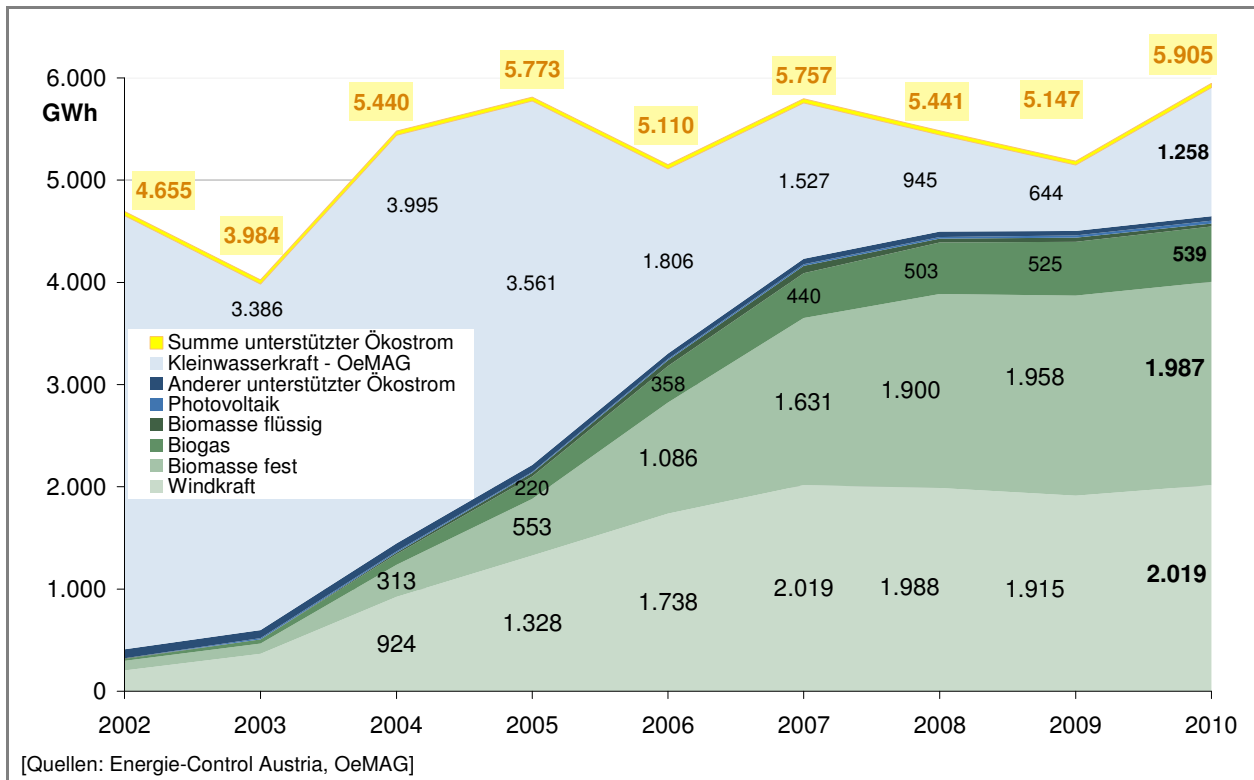


Abbildung 6: Unterstützte Ökostrommengen von 2002 bis 2010 nach Technologien
 Quellen: E-Control GmbH, OeMAG

Im Gegensatz dazu schwanken die Mengen an von der OeMAG⁶ abgenommener Kleinwasserkraft stark und sind seit 2004 deutlich zurückgegangen, da viele Kleinwasserkraftbetreiber aufgrund des steigenden Marktpreises das Einspeisetarifsystem verlassen und ihren Strom auf dem freien Markt verkaufen bzw. die Abnahme von bestehenden Kleinwasserkraftanlagen zu Einspeisetarifen mit Ende 2008 ausgelaufen ist.

⁶ OeMAG: Abwicklungsstelle für Ökostrom AG und für die Abrechnung des Ökostroms verantwortlich; Die Hauptaufgaben der OeMAG sind Abnahme des Ökostroms zu den durch das Ökostromgesetz bestimmten Preisen, Berechnung der Ökostromquoten, tägliche Zuweisung des Ökostroms auf Grund der Ökostromquoten an die Stromhändler, Bewirtschaftung der neu geschaffenen Förderkontingente und Abwicklung der Förderanträge. Vgl. <http://www.oem-ag.at>



Insgesamt wurden im Jahr 2010 5.905 GWh geförderter Ökostrom von der OeMAG abgenommen. Im Jahr 2010 wurden in Österreich 1.258 GWh Strom aus unterstützter Kleinwasserkraft und 4.647 GWh aus gefördertem, sonstigem Ökostrom eingespeist.

Insgesamt ist der Anteil der von der OeMAG abgenommenen Mengen an der Gesamtabgabe im öffentlichen Netz von 9,7 % auf 10,7 % gewachsen, was durch den Anstieg der Mengen von Kleinwasserkraft von 1,2 % auf 2,3 % zu erklären ist. Der Anteil an sonstigem Ökostrom ist im Vergleich dazu mit 8,4 % unverändert zum Vorjahr geblieben.

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 sind im Jahr 2010 um 1,1% gestiegen und die Exporte um 6,6% gesunken. Wichtigstes Herkunftsland ist Deutschland (über 60% aller Importe), wichtigstes Zielland die Schweiz (über 45% der Exporte). Die Nettoimporte (2.214 GWh entspricht einem Anstieg von 185% gegenüber 2009) trugen 2010 3,2% zur Stromaufbringung in Österreich bei.

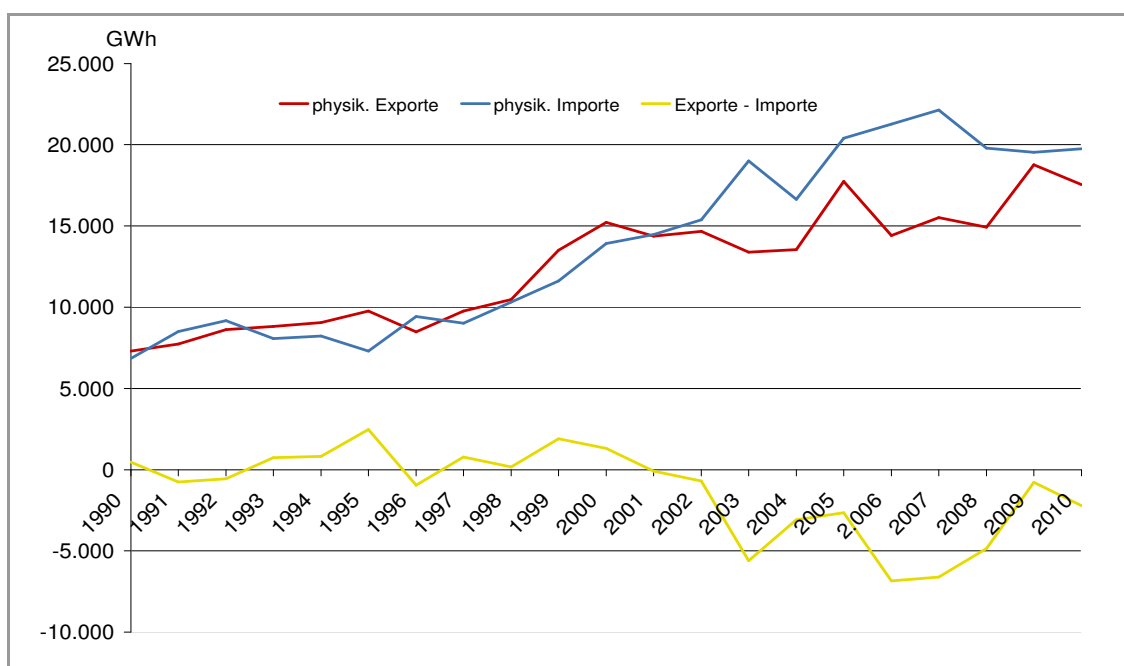


Abbildung 7: Entwicklung der Stromim- und Exporte seit 1990

Quelle: E-Control

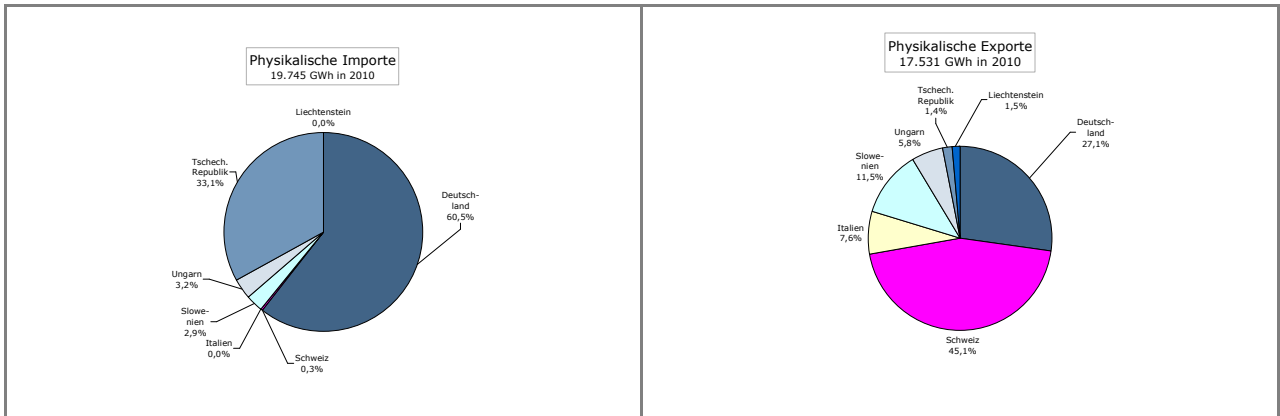


Abbildung 8: Physikalische Im- und Exporte in 2010

Quelle: E-Control

Stromverbrauch

Der gesamte Inlandsstromverbrauch (exklusive Pumpspeicher) hat in Österreich im Jahr 2010 im Vergleich zum Vorjahr zugenommen (ca. 4,3%) und betrug insgesamt 68,5 TWh.

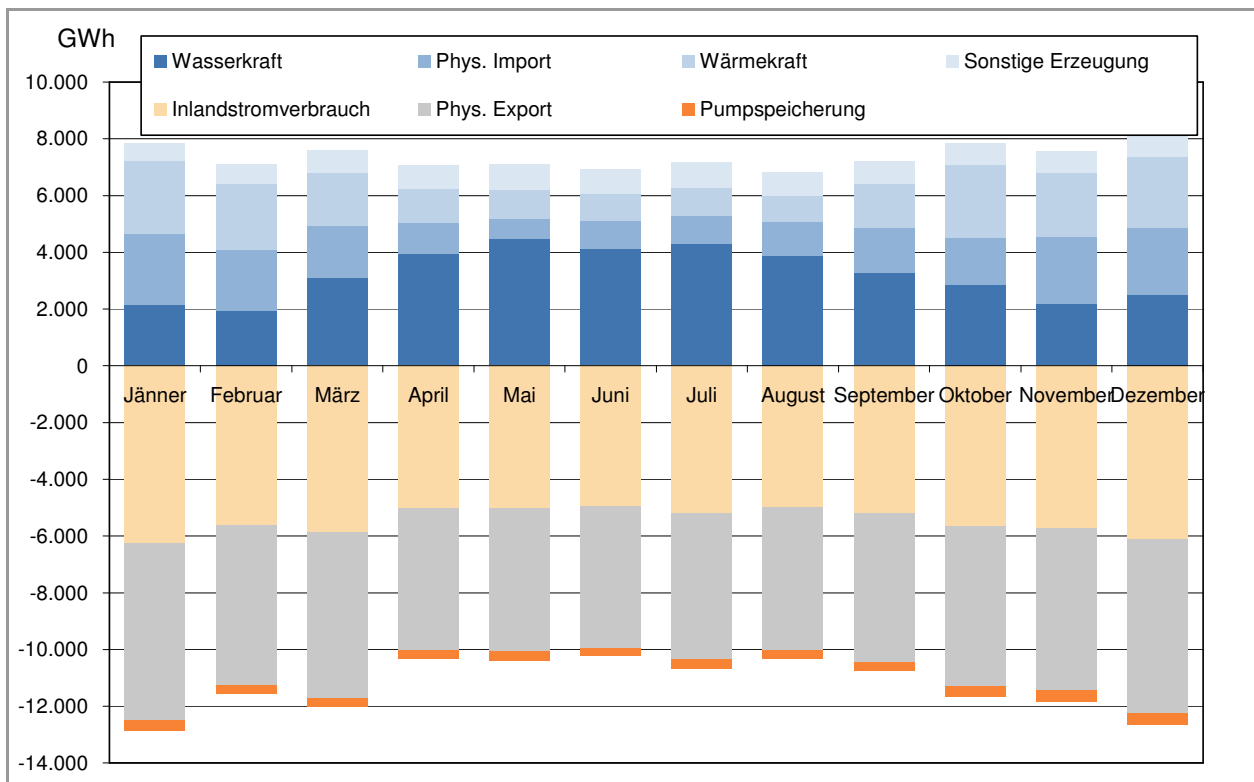


Abbildung 9: Stromaufbringung und -verwendung 2010

Quelle: E-Control



Die höchste Gesamtlast an den dritten Mittwochen ist in den vergangenen Jahren konstant angestiegen und lag im Jahr 2010 bei 10.755 MW. Dies gilt auch für den Bereich des öffentlichen Netzes, in dem die Höchstlast bei 9.750 MW lag.

2.2.2 Großhandelsmarkt

Der Großhandelsmarkt in Österreich bildet mit Deutschland generell eine Preiszone, sowohl im OTC als auch im Börse-Handel. So werden auch von Preisreportern für Österreich im Strombereich meist keine getrennten Preisangaben, d.h. sogenannte „price assessments“, ausgewiesen. Da der Großhandelsmarkt daher weitestgehend grenzüberschreitend ist, treten österreichische Erzeuger angesichts ihrer limitierten Kapazitäten am deutsch-österreichischen Großhandelsmarkt kaum als dominante Unternehmen in Erscheinung.

Das Großhandelsgeschehen wird einerseits vom bilateralen Handel, wie auch vom Börsehandel an der EPEX Spot/EEX Derivatives und der österreichischen EXAA bestimmt. Beide Börsen bieten dabei am Strom-Spotmarkt Produkte für die deutsch-österreichische Preiszone an. Ein wesentlicher Unterschied ist dabei, dass die EXAA ihren Auktionshandel um 10.12 Uhr schließt, während an der EPEX Spot die Auktion um 12.00 Uhr stattfindet. Darüber hinaus werden an der EEX Derivatives finanzielle Futureskontrakte angeboten. Die Handelstätigkeit am OTC-Markt kann dabei nur begrenzt beobachtet werden, da hier nur beschränkte Informationen verfügbar sind.

Entwicklung der Strompreise

Die Entwicklung der Großhandelspreise am Strommarkt war im Jahr 2010 von relativer Stabilität gekennzeichnet, mit einem leichten Aufwärtstrend gegen Ende des Jahres. Diese Entwicklung wird für Spot- wie die Futureskontrakte in Österreich⁷ und Deutschland in Abbildung 10 dargestellt. Die Strommärkte spiegeln dabei die gemäßigte Stimmung an anderen Commodity Märkten wider. Im Jahresschnitt lag der Basepreis bei 47,74 €/MWh, während der Futureskontrakt 2009 in der Handelsperiode 2007-2008 durchschnittlich bei 59,22 €/MWh lag. Der Spread zwischen Futureskontrakt und Spotmarkt lag im Jahr 2009 demnach bei 11,47 €/MWh. Es war somit günstiger, den Jahresbedarf an Stromlieferungen am Spotmarkt abzudecken. Im Vergleich zum Vorjahr wurde der Spread jedoch deutlich geringer, 2009 lag er noch bei knapp 20 €/MWh.

⁷ Die österreichische Strombörse EXAA bietet keine Terminprodukte an.



Die wichtige Rolle der Primärenergieträger und der CO₂-Zertifikate für die Preisbildung am Stromgroßhandelsmarkt wird auch aus Abbildung 11 ersichtlich. Besonders interessant war im Jahr 2010 die Entkopplung am Terminmarkt von den Strompreisen und den Primärenergieträgern. Während Gas- und Kohlepreise gegen Ende des Jahres kräftig zulegten, gab es bei den Stromterminkontrakten sogar einen Preisrückgang. Dies lag an den zum damaligen Zeitpunkt empfundenen guten Aussichten bezüglich der Kraftwerkskapazitäten, vor allem in den Bereichen Kernkraft, Windkraft und Solarenergie.

Entwicklung der gehandelten Strommengen

Im Gegensatz zum Vorjahr konnte die österreichische Strombörse EXAA die Anzahl Handelsteilnehmer im Jahr 2010 nur geringfügig steigern, von 61 Jahr 2009 auf 63. Positive war die Entwicklung der registrierten Handelsteilnehmer für CO₂-Zertifikate, hier ist stieg die Zahl der Teilnehmer 31 im Jahr 2009 auf 38 im Jahr 2010. Dabei handelt es sich mittlerweile auf beiden Märkten um überwiegend um nicht-österreichische 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 zwei österreichischen Regelzonen und die deutschen Regelzonen der RWE und E.ON angeboten. Seit 17. Mai 2010 führt die EXAA auch die technische Abwicklung für die ungarischen Day-Ahead Auktionen der PXE durch.

Das Handelsvolumen am Spotmarkt lag an der EXAA bei 4,65 TWh (ohne Blockprodukte) bzw. 6,41 TWh (mit Blockprodukten), gemessen am österreichischen Stromverbrauch entspricht dies rund 6,8% bzw. 9,4 % (mit Blockprodukten) (Abbildung 12). Dies bedeutet gegenüber dem Vorjahr ein deutliches Wachstum der entsprechenden Volumina, und eine Verbesserung der Liquidität. Die deutsche Strombörse EPEX Spot konnte im Vergleichszeitraum 2010 am Spotmarkt DE-AT ebenfalls merkliche Zugewinne liefern, wobei der Anteil des Börsehandels am Bruttoverbrauch bei rund 25% lag, oder auf ein Volumen von 145 TWh gegenüber 100 TWh im Vorjahr (ohne Blockprodukte) kam.

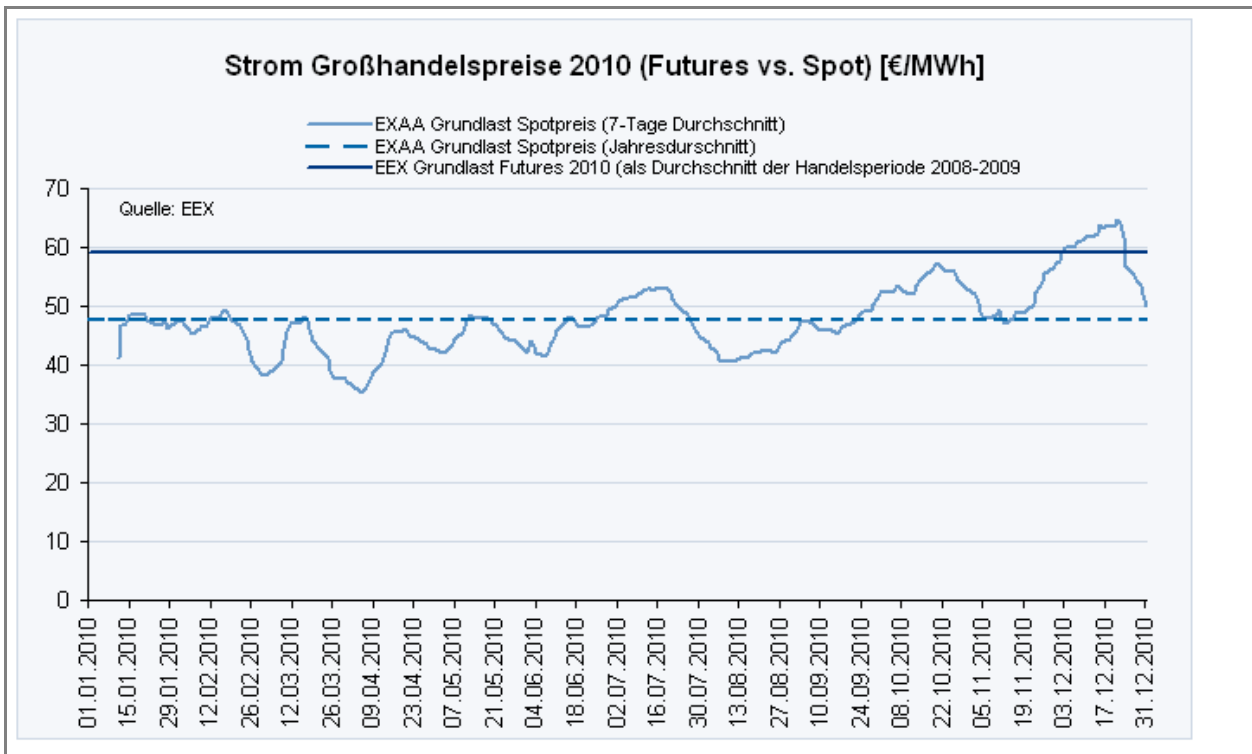


Abbildung 10: Entwicklung der Großhandelspreise Strom in 2010; Quelle: EEX, EXAA, Eigene Berechnungen

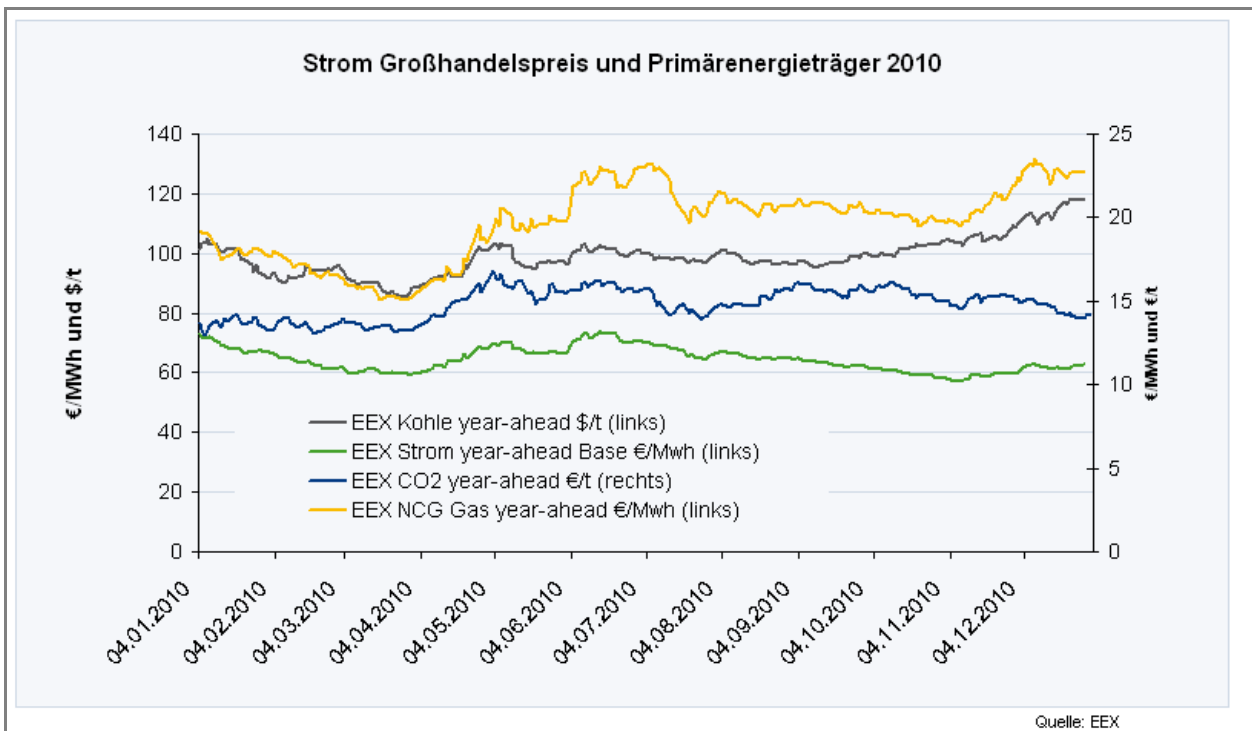


Abbildung 11: Stromgroßhandelspreis und Preise von Primärenergieträgern in 2010; Quelle: EEX

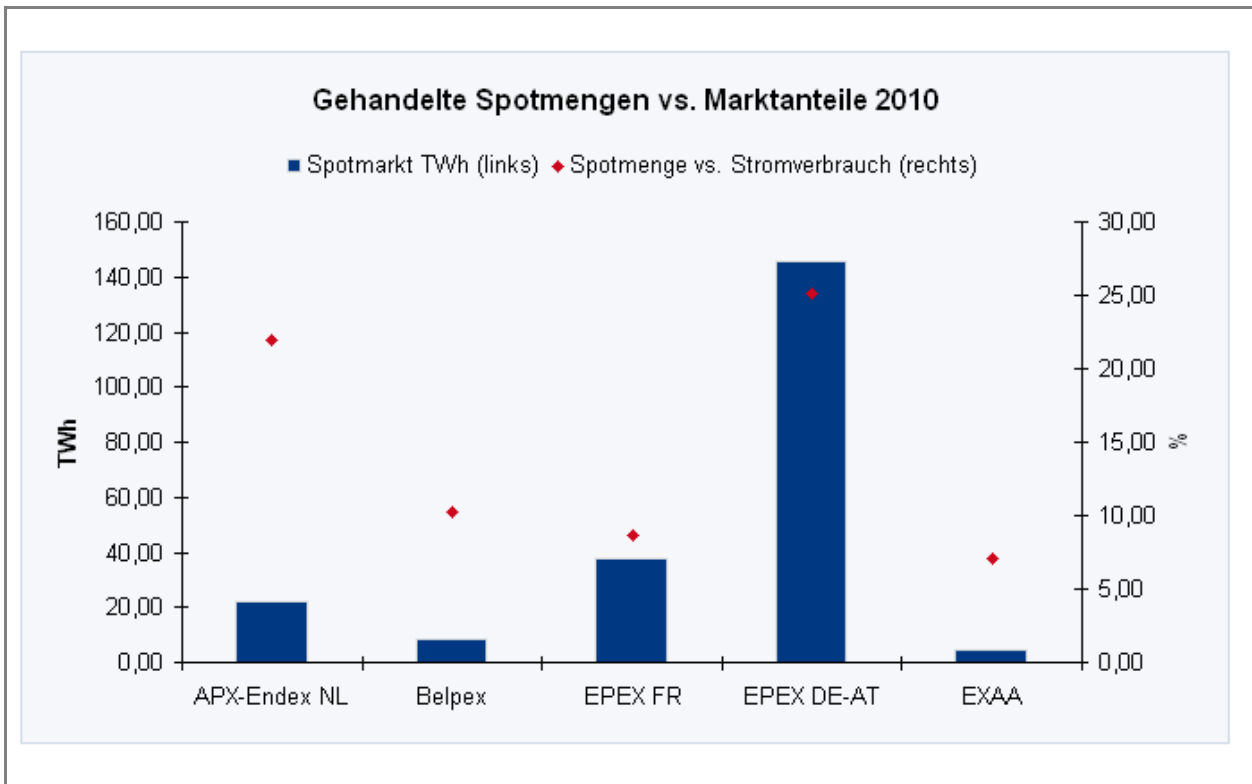


Abbildung 12: Gehandelte Strommengen und Marktanteile an den europäischen Strombörsen in 2010

Quellen: EPEX, EXAA, IEA, Statistisches Bundesamt, E-Control, APX, Belpex, Eigene Berechnungen

2.2.3 Wettbewerb im Endkundenmarkt

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

1. Kleinkundenmarkt: Haushalte und Kleinverbraucher, nicht leistungsgemessene Kunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100.000 kWh
2. Großkundenmarkt: leistungsgemessene Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh

Ingesamt gab es 2009⁸ in Österreich 5,8 Mio Zählpunkte, die mit Strom beliefert werden. Davon waren ca. 71% Mio Zählpunkte von Haushaltskunden, 25% sonstige Kleinkunden (Gewerbe, Landwirtschaft, Unterbrechbare) und 4% leistungsgemessene Endkunden (Industriekunden). Am Stromverbrauch hatten Haushaltskunden in

⁸ Neuere Daten sind erst ab September 2011 erhältlich.



2009 einen Anteil von 25%, sonstige Kleinkunden von 17%. Der größte Endkundenmarkt ist der Industriekundenmarkt (leistungsgemessene Endkunden) mit einem Verbrauchsanteil von 56%.

Marktstruktur der Endkundenmärkte

Anbieterstruktur

Derzeit sind über 140 Anbieter im österreichischen Strommarkt tätig, diese sind jedoch nicht alle österreichweit tätig. 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 schon zu Beginn der Liberalisierung 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 durch Größeneffekte im Kerngeschäft Energievertrieb.⁹ 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.

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

Zahlreiche Unternehmen haben in den letzten Jahren Vertriebstöchter gegründet, die sich auf Ökostrom spezialisiert haben. Da sich die Stromkennzeichnung eines Unternehmens immer nur auf den Unternehmensmix, hingegen nie auf den Produktmix bezieht, ist der Vorteil dieser Ökostromtöchter, dass das Labeling ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien ausweist. Die Ökoprodukte eines Unternehmens, das zudem Produkte fossiler Herkunft vertreibt, weist hingegen neben den erneuerbaren auch die fossilen Energieträger in ihrer Stromkennzeichnung aus. Beispiele für aus integrierten Unternehmen entstanden Ökostromtöchtern sind die Linz Öko-Energievertriebs GmbH sowie die Salzburg Ökoenergie GmbH und die VKW-Ökostrom GmbH.

⁹ Vgl. www.energieallianz.at



Neben den etablierten Unternehmen und deren Kooperationsunternehmen bieten einige kleinere Energieunternehmen Stromprodukte für Kleinkunden auf überregionaler Ebene an, aber auch beschränkt auf einzelne Netzgebiete. 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.

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). Weitere Anbieter sind Verbund (APS), VKW, MyElectric, Kelag, AAE Naturstrom, Energie Klagenfurt, Unsere Wasserkraft, Ökostrom, Naturkraft und WEIZER Naturenergie. Im Kleinkundenbereich ist kein ausländischer Anbieter in Österreich tätig.

Im Kleinkundenmarkt sind je nach Netzgebiet bis zu 16 Anbieter tätig.¹⁰

→ In **Großkundenmarkt** treten Energieallianz und Enamo als jeweils eigene Anbieter auf. Auf diesem Markt bietet auch Verbund (APS), VKW, Kelag, AAE Naturstrom, Energie Klagenfurt, Unsere Wasserkraft, Ökostrom, Naturkraft und WEIZER Naturenergie österreichweit an. Die Aktivitäten ausländischer Lieferanten sind sehr gering und beliefern diese erst ab einer Abnahme von 10 bis 20 GWh, was zudem noch meist standortbezogen ist.

Eigentümerstruktur

Eigentümer der Anbieter im österreichischen Strommarkt sind im Wesentlichen die Gebietskörperschaften (Abbildung 13), wobei dies für die wesentlichen Unternehmen durch ein Verfassungsgesetz vorgeschrieben ist¹¹. 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.

Neben dem hohen öffentlichen Anteil sind weiters die ausgeprägten Querbeteiligungen auffällig. So ist die Mehrheit der Unternehmen, wenn auch teilweise nur indirekt, an anderen Marktteilnehmern beteiligt.

¹⁰ Vgl. E-Control Tarifikalkulator, www.e-control.at

¹¹ BVG-Eigentum (BGBl. I Nr. 143/1998). Eine Änderung des Gesetzes bedarf einer Zweidrittelmehrheit im Parlament, wovon kurz- bis mittelfristig nicht ausgegangen werden kann.

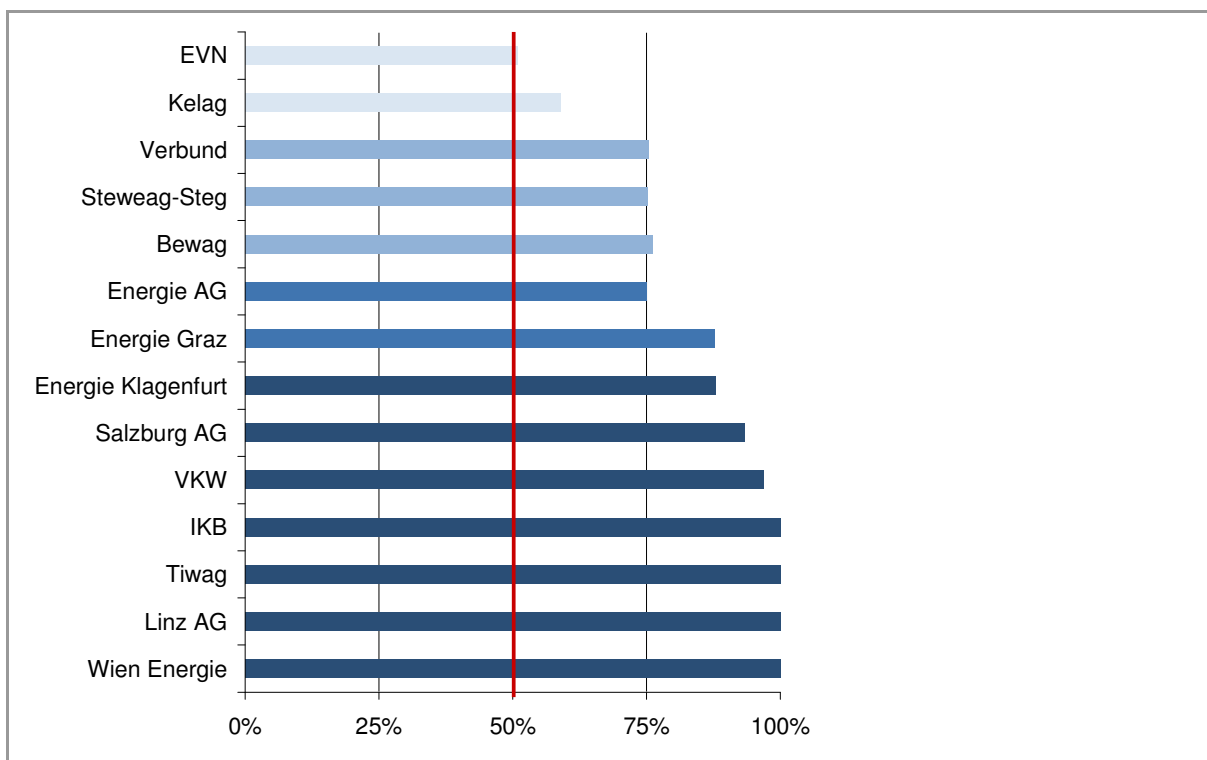


Abbildung 13: öffentlicher Anteil an österreichischen Stromunternehmen

Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, Berechnungen E-Control

Nachfragestruktur

Im Kalenderjahr 2009¹² wurden insgesamt 5,8 Mio. Zählpunkte mit Strom geliefert. Davon waren ca. 4 Mio. Zählpunkte von Haushaltskunden, 1,6 Mio. von sonstigen Kleinkunden (Gewerbe, Landwirtschaft, Unterbrechbare) und 33.000 leistungsgemessene Endkunden (Industriekunden).

Den höchsten Verbrauchsanteil haben leistungsgemessene Endverbraucher, Haushaltskunden verbrauchen ca. ein Fünftel des Gesamtstromabsatzes.

Marktkonzentration am österreichischen Strommarkt - Kleinkundenmarkt¹³

In der Marktstatistik werden seit 2008 die Marktanteile der Stromanbieter für leistungsgemessene Endkunden erhoben.¹⁴

¹² Daten für 2010 sind erst im September 2011 verfügbar.

¹³ Die Daten beziehen sich auf nicht leistungsgemessene Kleinkunden. Daten zu Marktanteilen bei leistungsgemessenen Kunden liegen nicht vor, die Marktkonzentration kann für dieses Kundensegment daher nicht berechnet werden.

Diese Daten zeigen, dass die Marktanteile der drei größten Lieferanten sowie der HH-Index¹⁵ in den unterschiedlichen Marktsegmenten zum Teil über dem Schwellenwerten liegen, die für einen stark konzentrierten Markt sprechen (50% für CR 3, 66,7% für CR5, HHI ab 1.800). Die Marktkonzentration in den beiden Kundengruppen Haushalte und Gewerbe liegen mit 1.771 und 1.754 knapp unter dem Schwellenwert des HHI von 1.800, ab der der Markt als stark konzentriert eingeschätzt wird.

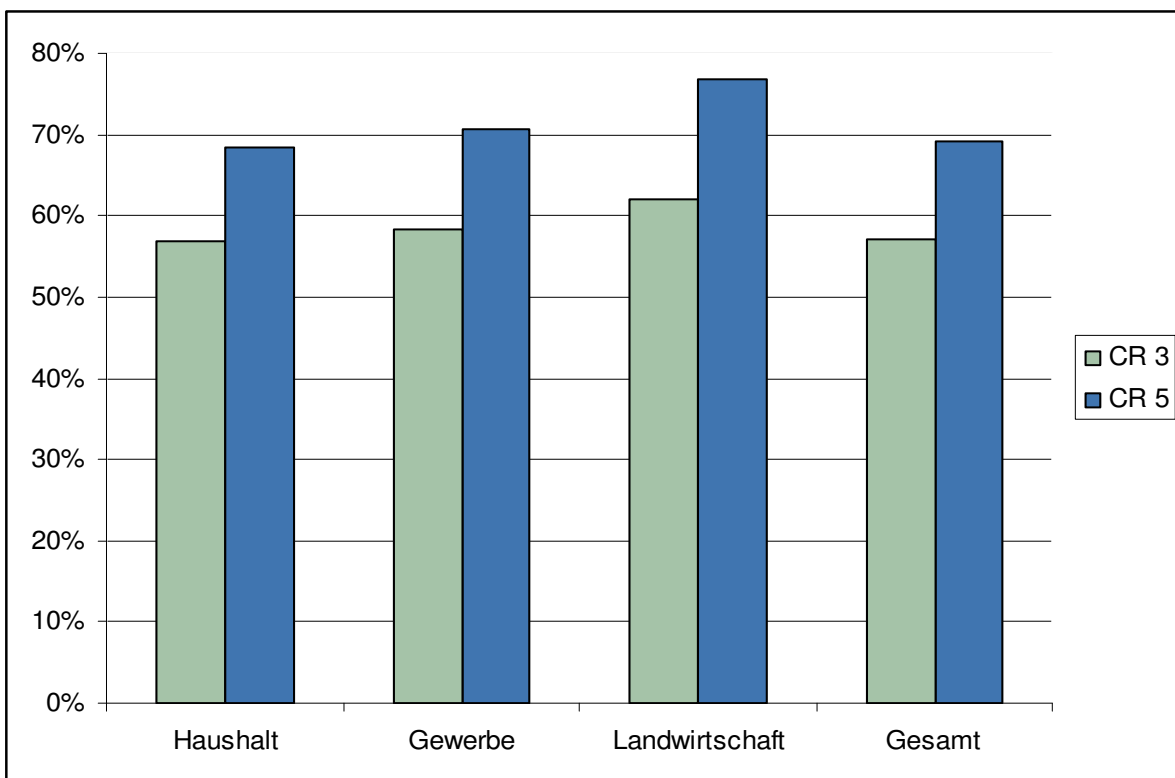


Abbildung 14: Konzentration im österreichischen Strommarkt für Kleinkunden (nicht leistungsgemessene Kunden) – CR 3 und CR 5¹⁶ in 2010

Quelle: Erhebungsbogen Marktstatistik, Berechnungen E-Control

¹⁴ Gesetzliche Basis dafür ist die Elektrizitäts-Statistikverordnung 2007, Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der statistische Erhebungen für den Bereich der Elektrizitätswirtschaft angeordnet werden; BGBl. II Nr. 284/2007.

¹⁵ HH-Index (Herfindahl-Hirschmann-Index): Summe der quadrierten Marktanteile aller Unternehmen; Kennzahl zur Konzentrationsmessung und zur Einschätzung der Wettbewerbsintensität.

¹⁶ Summe der Marktanteile der 3 (5) größten Lieferanten.



Der kumulierte Marktanteil der drei größten Lieferanten für **Haushaltskunden** für das Jahr 2010 beläuft sich auf knapp 57% (Abbildung 14), jener der fünf größten Lieferanten auf 68%. Der kumulierte Marktanteil der drei größten Lieferanten im **Gewerbekundensegment** beträgt 58%, bei den fünf größten Lieferanten 71%. Die Marktanteile ausländischer Lieferanten im österreichischen Strommarkt sind vernachlässigbar.

Damit ist festzustellen, dass sich die Marktkonzentration in 2010 im Vergleich zum Vorjahr verringert hat. Die lokalen Lieferanten verfügen nach wie vor über eine starke Marktmacht, alternative Lieferanten konnten jedoch aufgrund attraktiver Bundesland- und Neukundenaktionen Kunden gewinnen.

Marktverhalten

→ *Produktpolitik der Lieferanten*

Die von den Lieferanten angebotenen Tarife sind größtenteils einheitlich. Allerdings ist zu beobachten, dass viele Lieferanten Alternativeprodukte anbieten, die häufig deutlich günstiger als das Standardprodukt sind. Trotz der steigenden Produktdiversifikation sind es jedoch großteils die von den Lieferanten angebotenen Boni, die Preisunterschiede für den Konsumenten sichtbar machen. Auch Neukunden und Abwechsler erhalten Boni. 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. Lieferanten gewähren auch Rabatte für geworbene Kunden sowie Rückwechsler.

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

Seit Beginn des Jahres 2010 bieten die Unternehmen der EnergieAllianz sogenannte Float-Tarife für Haushaltskunden an. Diese Preismodelle geben die Entwicklungen am Großhandelsmarkt über einen monatlich angepassten Index, den sogenannten österreichischen Strompreisindex, an die Endkunden weiter. Auch Produkte mit Preisgarantien waren immer häufiger gefragt.

→ *Preispolitik der Lieferanten – Preisveränderungen*

Im Jahr 2010 haben die Stromlieferanten zum Großteil Preiserhöhungen vorgenommen. Preissenkungen gab es nur in geringem Ausmaß.



Tabelle 4: Preisänderungen der Stromlieferanten in 2010, für Jahresverbrauch von 3.500 kWh

	Preisänderung zum	Energie netto um %	Änderung Gesamtpreis
Tiwag	01.01.2010	3%	0%
Energie AG	01.01.2010	18%	8,80%
Linz AG	01.01.2010	19%	9,30%
My Electric	01.01.2010	-14%	abhängig vom Netzgebiet
		7,5%	abhängig vom Netzgebiet
Wels Strom	01.01.2010	15,7%	5,20%
AAE Naturstrom	01.01.2010	6%	abhängig vom Netzgebiet
Salzburg AG	01.03.2010	8,80%	4 %
E-Werk Lechner	01.04.2010	9,03%	4,17 %
Lichtgenossenschaft Neukirchen	01.04.2010	9%	4,20%
Energie Klagenfurt	01.04.2010	5,90%	abhängig vom Netzgebiet
Verbund	01.05.2010	12,90%	abhängig vom Netzgebiet
Weizer Naturenergie	01.06.2010		
VKW	01.07.2010	6,40%	2,80%
		15,20%	abhängig vom Netzgebiet
IKB	01.12.2010	3,70%	1,80%
Tiwag	01.12.2010	3,89%	1,82%
Stadtwerke Schwaz & Wörgl	01.12.2010	4,20%	2%
Stadtwerke Hall	01.12.2010	3,80%	1,80%
Stadtwerke Imst & E-Werk Gries am Brenner	01.01.2011	3,80%	2,80%
Lichtgenossenschaft Neunkirchen	01.02.2011	2,34%	1,14%
E-Werk Lechner	01.02.2011	2,34%	1,14%
VKW	01.02.2011	0,90%	0,41%
VKW Ökostrom	01.02.2011	0,80%	0,40%
Salzburg AG	01.02.2011	2,30%	1,10%
E-Werk Frastanz	01.02.2011	0,90%	0,40%
Kelag	01.04.2011	8,80%	3,90%
Tiwag	01.04.2011	1,60%	0,70%
Bewag	01.04.2011	6,40%	3,20%
Weizer Naturenergie	01.04.2011	11,80%	abhängig von Netzgebiet
Stadtwerke Schwaz	01.04.2011	1,60%	0,80%
Stadtwerke Wörgl	01.04.2011	1,40%	0,70%
Stadtwerke Hall in Tirol	01.04.2011	1,40%	0,70%
Stadtwerke Imst	01.04.2011	1,30%	0,60%
Energie Klagenfurt	01.05.2011	4,30%	abhängig von Netzgebiet



→ *Marketing/Werbeaktivitäten der (Strom)lieferanten*

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

→ *Nachfrageseite: Wechselverhalten*

Seit 1. Oktober 2001 haben alle Stromkunden die Möglichkeit, ihren Lieferanten zu wechseln. Insgesamt haben bis Dezember 2010 404.000 Stromhaushaltskunden ihren Lieferanten gewechselt, was einem Anteil von 10% aller Kunden im Strommarkt entspricht.

Haushaltskunden können durch einen Wechsel beträchtliche Einsparungen erzielen (Abbildung 15). Das Einsparungspotenzial in Ostösterreich beträgt bis zu 110 Euro, was einer Einsparung beim Gesamtpreis von bis zu 16% entspricht. Trotz dieser zum Teil beträchtlichen Einsparungen bei einem Lieferantenwechsel haben im Jahr 2009 lediglich 1,7% der Haushaltskunden ihren Lieferanten gewechselt (Abbildung 16). Die große Energiepreisdifferenz zwischen dem günstigsten Anbieter und einem Großteil der lokalen Anbieter sowie die geringen Wechselraten lassen vermuten, dass Wechselbarrieren existieren.

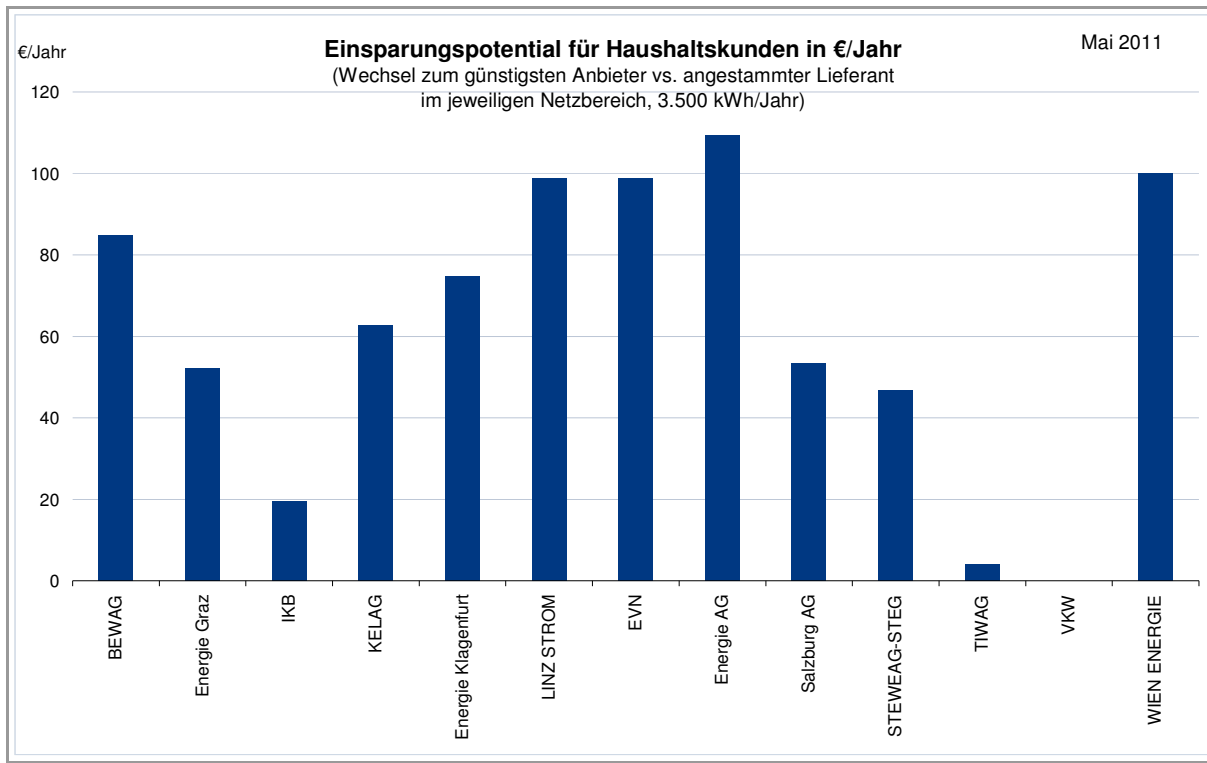


Abbildung 15: Einsparungspotenzial für Haushaltskunden in Euro pro Jahr beim Wechsel zum günstigsten Anbieter im jeweiligen Netzgebiet (3.500 kWh, Mai 2011), abzgl. unbedingter Rabatte beim lokalen Anbieter, Neukundenrabatte bei günstigstem Anbieter

Quelle: E-Control

Im Jahr 2008 ist die Wechselrate von 1,5% auf 1,3% gesunken, im Jahr 2009 sank sie auf 1,2%, bevor sie im Jahr 2010 wieder auf 1,7% anstieg. Das heißt, dass bei den Haushalten im Jahr 2010 knapp 20.000 Wechsel mehr vollzogen wurden als im Jahr davor.

Von den sonstigen Kleinabnehmern haben im vergangenen Jahr rund 1,9% ihren Stromanbieter gewechselt. Betrug die Wechselrate im Vorjahr 1,7%, ist jedoch im Vergleich mit dem Jahr 2008, in dem die Wechselrate 2,4% betrug, vergleichsweise gering.

Zu den leistungsgemessenen Kunden zählen z.B. Großverbraucher des produzierenden Gewerbes, die Landwirtschaft sowie der Dienstleistungssektor. Diese Kundengruppe ist die aktivste am Strommarkt. Als Gründe für dieses Verhalten können unter anderem ein größeres absolutes Einsparungspotenzial sowie ein höheres Informationsniveau der Kunden genannt werden. Im Jahr 2010 wechselten knapp 10% der lastganggemessenen Kunden ihren Versorger.

Überdurchschnittliche Wechselquoten sind in den Netzgebieten Oberösterreich, Niederösterreich und Steiermark zu verzeichnen.

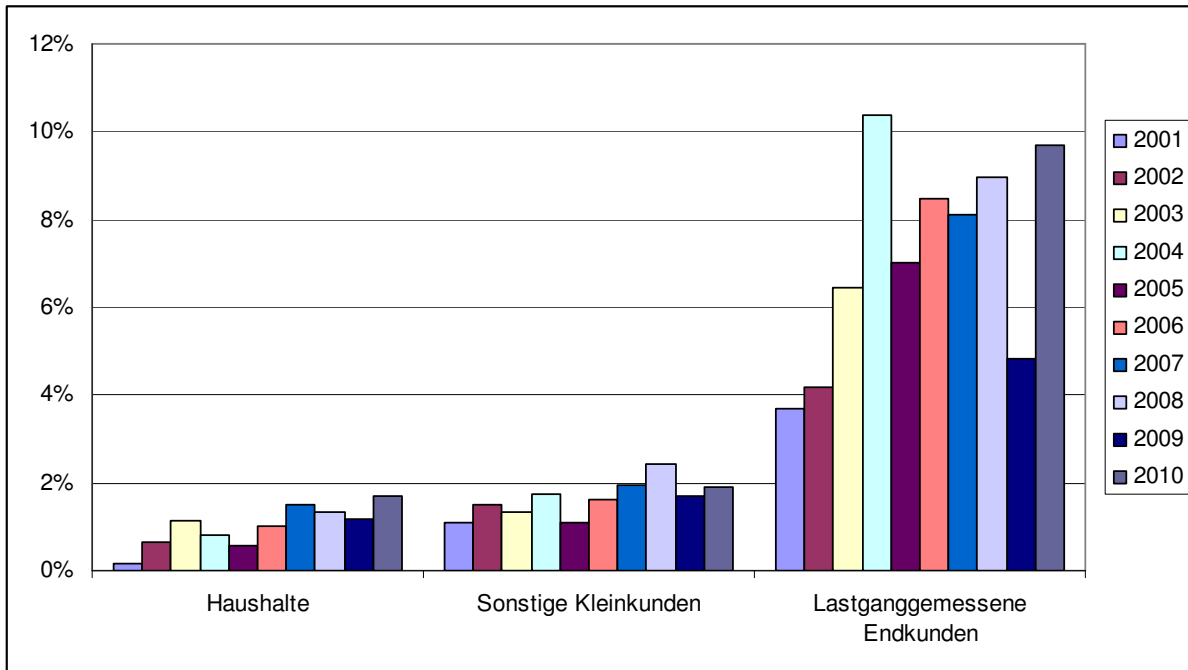


Abbildung 16: Lieferantenwechsel im Strommarkt – Anteile der gewechselten Zählpunkte 2001 - 2010

Quelle: E-Control

Betrachtet man die unterschiedlichen Netzbereiche in Österreich, so fällt auf, dass die Wechselraten für leistungsgemessene Stromkunden in den Netzgebieten Kärnten, Niederösterreich, Steiermark und Wien überdurchschnittlich sind. Endkunden mit Standardlastprofil (Haushalte und sonstige Kleinkunden) haben in den Netzgebieten Niederösterreich und Oberösterreich mehr als im österreichischen Durchschnitt gewechselt. Wie Abbildung 15 ersichtlich, sind die Einsparungsmöglichkeiten in Oberösterreich am höchsten.

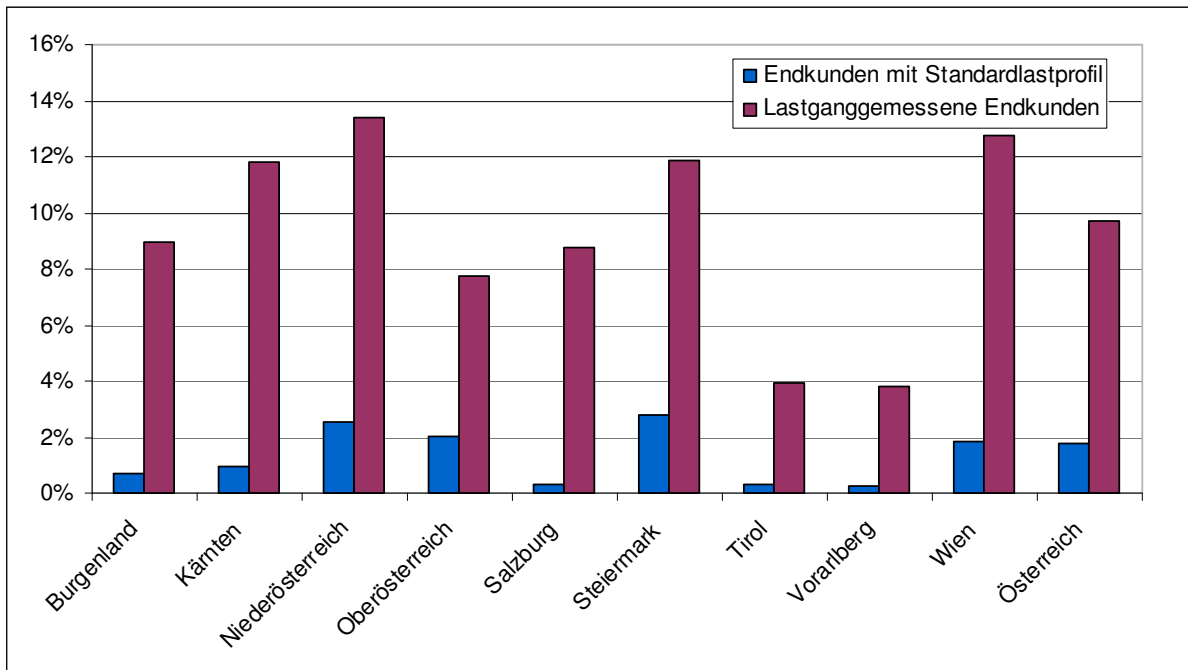


Abbildung 17: Wechselraten nach Netzbereichen in 2010

Quelle: E-Control

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 18 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-VPI¹⁷ im 1. Halbjahr 2005 ist ausschließlich auf die Senkung der Netztarife durch die Regulierungsbehörde zurückzuführen. Im Jahr 2010 war mit Ausnahme von Dezember ein leichter Anstieg der Preise zu verzeichnen.

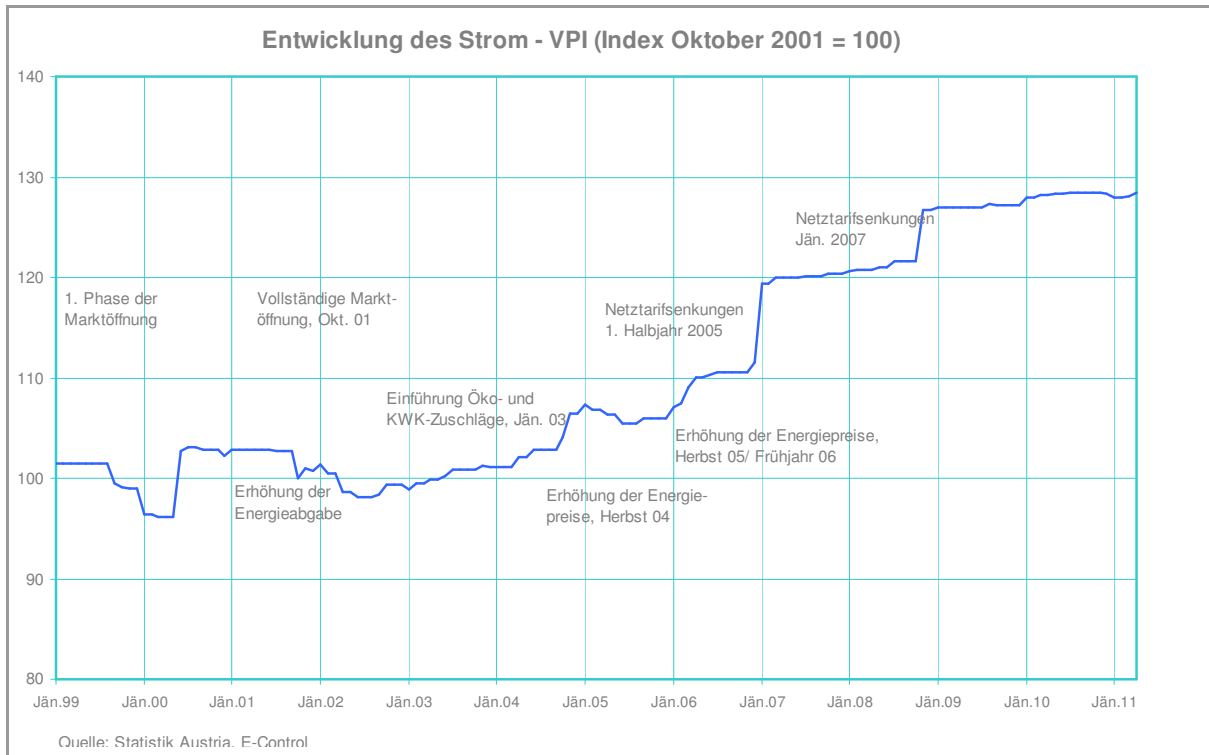


Abbildung 18: Entwicklung des Strom-VPI (Gesamtpreis, Index Oktober 2001=100)

Quelle: Statistik Austria, E-Control

Zu Beginn des Jahres 2011 sank der VPI kurzzeitig unter die 128-Punkte-Marke, da die Regulierungsbehörde die Netztarife gesenkt hat. Einige Unternehmen haben diese Senkung jedoch durch eine Erhöhung der Energiepreise ausgeglichen (Tabelle 4), bzw. über den ursprünglichen Gesamtpreis hinaus erhöht, was sich in einem neuerlichen Anstieg des VPI niederschlägt.

¹⁷ Der Verbraucherpreisindex (VPI) ist ein Maßstab für die allgemeine Preisentwicklung bzw. Inflation. Als Referenzwert wird der Beginn der Liberalisierung des österreichischen Strommarkts im Oktober 2001 angenommen.



Preisentwicklung für Kleinkunden

Wie Tabelle 5 zeigt, haben sich die Preise für Haushalte im Jahr 2010 verglichen mit dem Vorjahr um ca. 3%, die Preise für Gewerbekunden um ca. 2,5% erhöht. Ausgehend von den Preisen im 2. Halbjahr 2007 (Wert Januar 2008) sind die Preise für Haushaltskunden um 17% und für Gewerbekunden um 15% gestiegen. Seit Beginn der Erhebung sind die Strompreise angestiegen.

Tabelle 5: Strompreisentwicklung nach Verbrauchergruppen (Lastprofilen), Januar 2008=100

	Haushalt	Gewerbe	Landwirtschaft
Jän.2008	100,0%	100,0%	100,0%
Jul.2008	103,6%	103,7%	104,4%
Jän.2009	110,2%	112,0%	111,0%
Jul.2009	111,2%	113,9%	108,9%
Jän.2010	113,9%	115,0%	111,9%
Jul.2010	114,6%	112,8%	112,7%
Jän.2011	116,7%	114,8%	115,2%

Quelle: Marktstatistik E-Control

Abbildung 19 zeigt die Verteilung der reinen Energiepreise zeitverzögert über einen Zeitraum von 6 Monaten, d.h. der Wert für Jänner 2011 gibt den Durchschnittserlös des jeweiligen Lieferanten im zweiten Halbjahr 2010 an. Die Verteilung zeigt einerseits, dass die steigenden Durchschnittspreise in Österreich durch eine allgemeine Aufwärtsbewegung der Lieferantenpreise hervorgerufen wurden. Eine größere Anzahl von Lieferanten bietet Strom im Preisbereich von 7,5 bis 9 Cent/kWh an. Andererseits ist auch ersichtlich, dass einige Lieferanten auf dem Preisniveau des Jahres 2008 geblieben sind, ihre Anzahl ist jedoch stark zurückgegangen.

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.

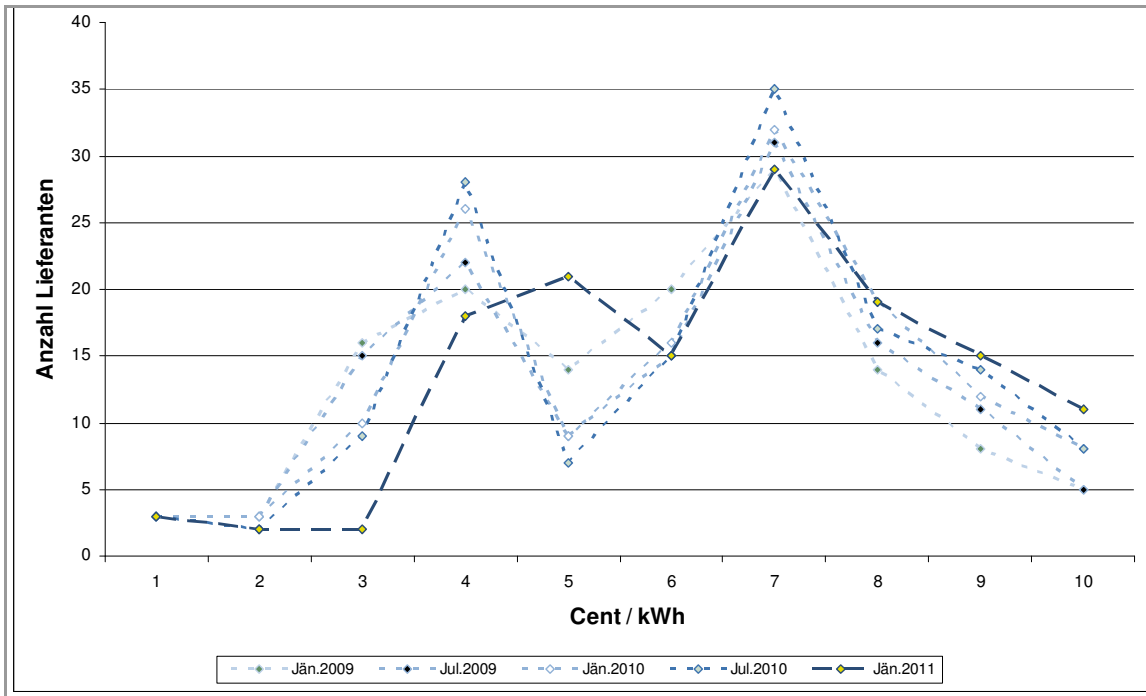


Abbildung 19: Verteilung der Haushaltspreise

Quelle: Marktstatistik E-Control

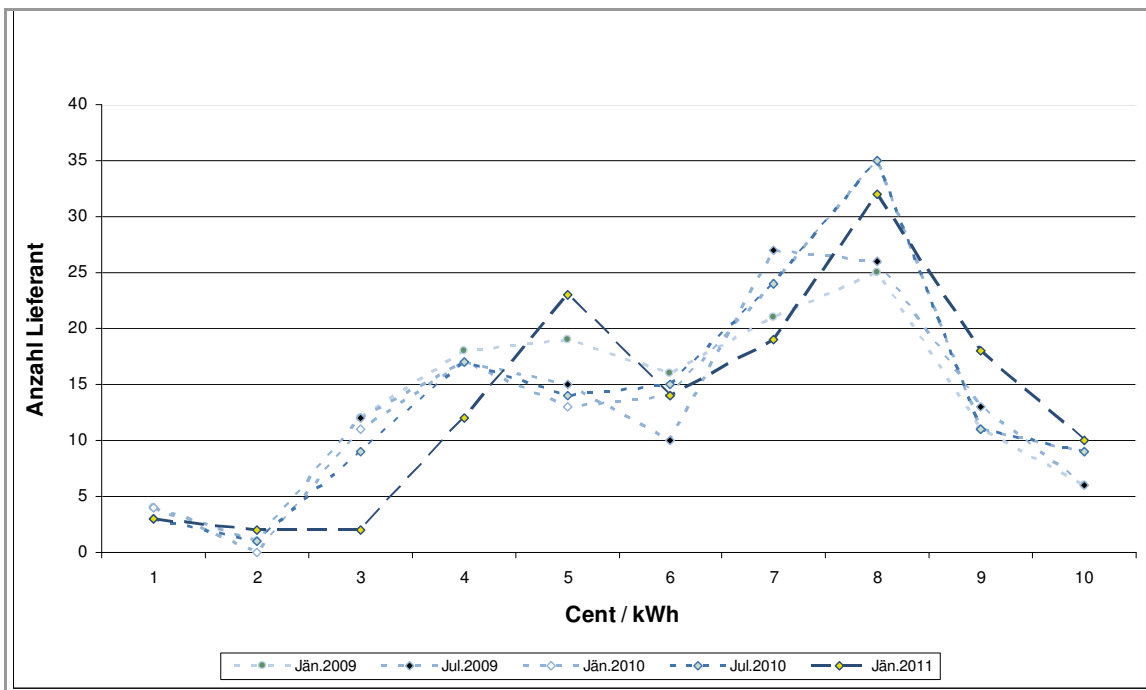


Abbildung 20: Verteilung der Preise für Gewerbekunden

Quelle: Marktstatistik E-Control

Die Gewerbepreise sind seit Januar 2008 kontinuierlich überdurchschnittlich stark gestiegen (Abbildung 20). Der gewichtete Durchschnittspreis betrug sowohl im Januar 2009 als auch ein Jahr später 7,4 Cent/kWh. Der Preis für Gewerbekunden ist nur vernachlässigbar geringer als jener für Haushaltskunden. Der Preis für Haushaltskunden ist von Januar 2009 auf Januar 2010 um 0,2 Cent/kWh auf 7,6 Cent/kWh gestiegen.

→ Preisunterschiede bei den Anbietern

Abbildung 21 stellt die Energiepreise der jeweiligen lokalen Anbieter sowie die entsprechenden Netztarife und Steuern und Abgaben dar. Die Energiepreise des teuersten lokalen Anbieters bei einem Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh sind um rund 32 % höher als jene des günstigsten angestammten Lieferanten. Der teuerste Lokaler Anbieter verlangt einen um 42% höheren Energiepreis als der billigste Anbieter. Die Differenz zwischen den höchsten und niedrigsten Gesamtkosten bei einem durchschnittlichen vom lokalen Anbieter versorgten Haushaltskunden beträgt rund 20%.

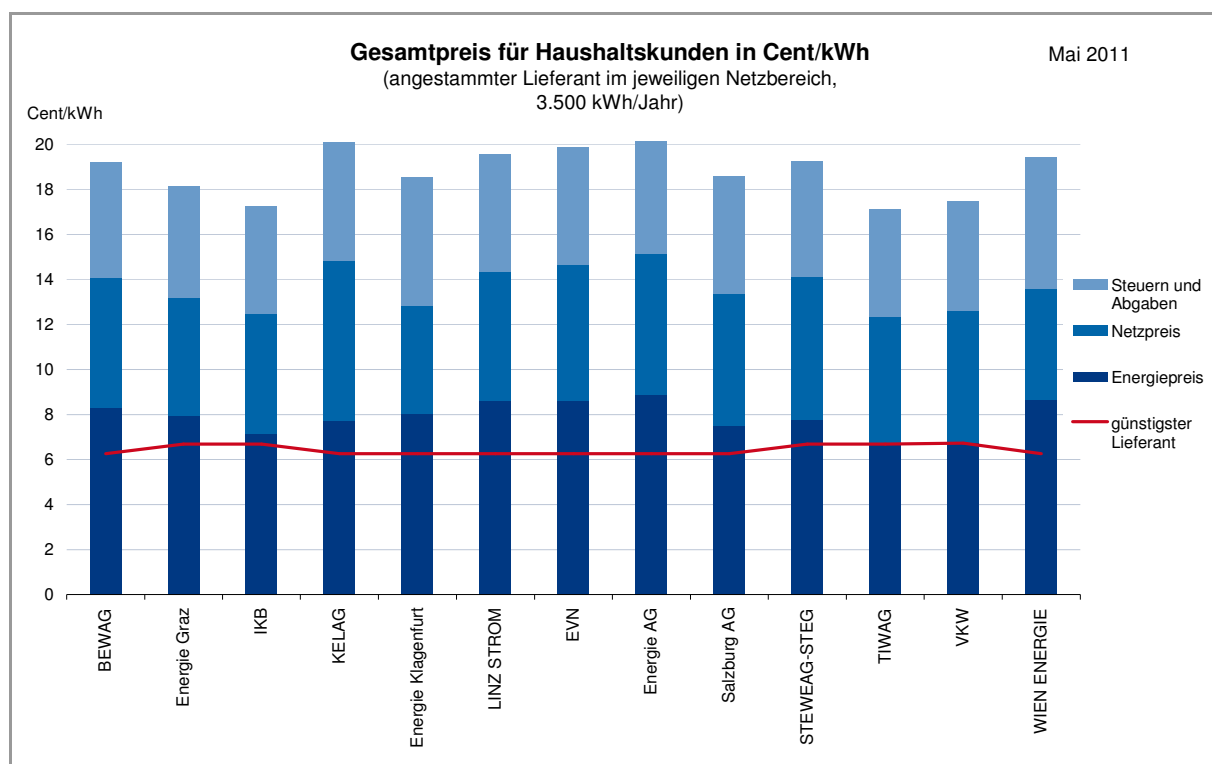


Abbildung 21: Gesamtpreis für Haushaltskunden im Mai 2011 in Euro pro Jahr, Preise der etablierten Anbieter (Lokaler Anbieter), Einsparungspotenzial durch Wechsel zum günstigsten Anbieter im jeweiligen Netzgebiet, abzgl. unbedingter und Neukundenrabatte bei günstigstem Lieferanten, bei Local Player nur unbedingte Rabatte

Quelle: E-Control

Die unterschiedlichen Energiepreise der lokalen Anbieter führen auch dazu, dass das Einsparungspotenzial bei einem Wechsel zum günstigsten Lieferanten unterschiedlich hoch ausfällt. Das Einsparpotenzial im Netzgebiet der Energie AG ist am höchsten. Das Einsparungspotenzial in diesen Netzgebieten beträgt bis zu 110 Euro, was einer Einsparung beim Energiepreis von bis zu 42% und beim Gesamtpreis von bis zu 18% entspricht. Trotz dieser zum Teil beträchtlichen Einsparungen bei einem Lieferantenwechsel haben im Jahr 2010 lediglich 1,7% der Haushaltskunden ihren Lieferanten gewechselt.

→ *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. 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.

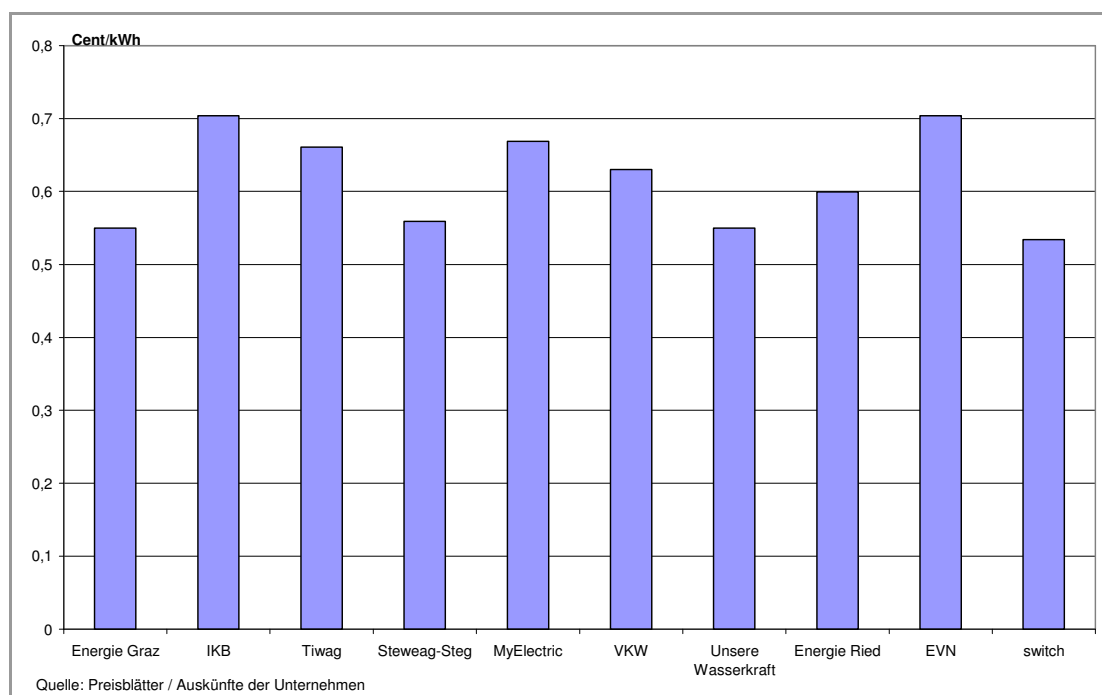


Abbildung 22: Mehraufwendungen für Ökoenergie (Stand: Juni 2011)

Quellen: Preisblätter, Homepages der Unternehmen, Stand Mai

→ Preise im europäischen Vergleich

Im europäischen Vergleich liegen die Strompreise für österreichische Haushaltskunden inklusive aller Steuern und Abgaben über dem EU-Durchschnitt (Abbildung 23). Die Zuordnung von Abgaben und Zuschlägen erfolgt zum Teil nicht einheitlich. Entscheidend für einen Vergleich können somit nur die Gesamtkosten sein, da diese sämtliche Abgaben und Zuschläge umfassen und dadurch nur geringfügig zu Verzerrungen führen.

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

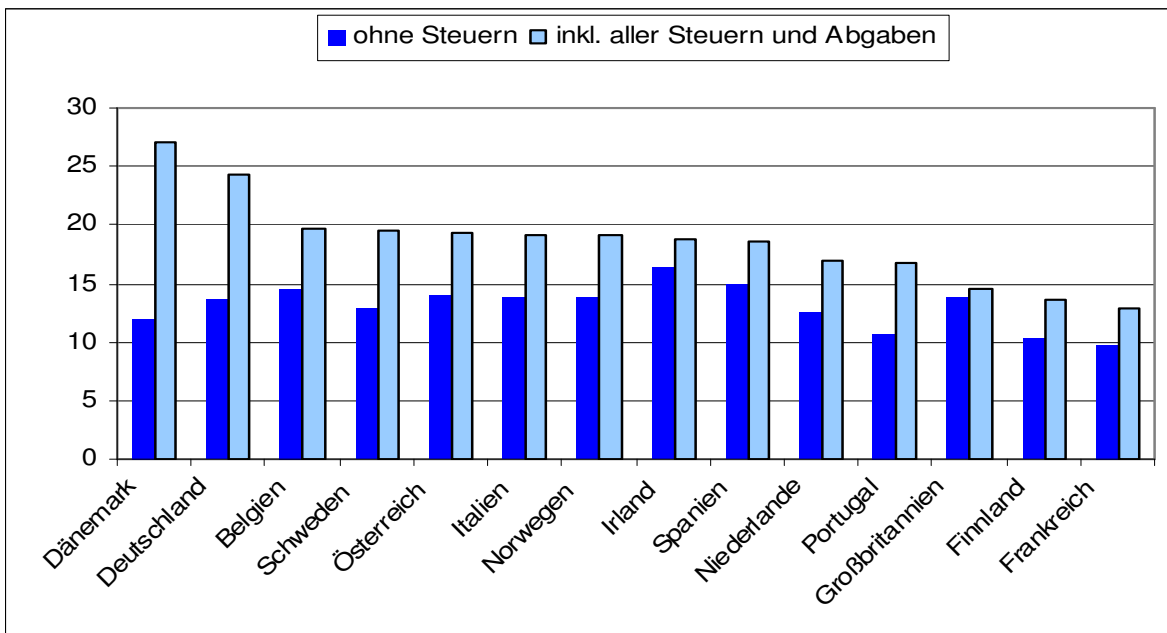


Abbildung 23: Haushaltsstrompreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich (2500-5000 kWh), inkl. Steuern und Abgaben, zweites Halbjahr 2010

Quelle: Eurostat

Die Strompreisentwicklung für Haushaltskunden in der EU zeigt im Vergleich zum Vorjahr eine leicht sinkende Tendenz der Haushaltspreise (Abbildung 24). In Österreich sind die Preise kontinuierlich und im Zeitverlauf deutlich angestiegen. Im zweiten Halbjahr 2010 lagen die Preise deutlich über jenen in Frankreich, Deutschland, den Niederlanden und Großbritannien. Allerdings sind die Preise in Österreich im Vergleich zum ersten Halbjahr 2010 um sechs Prozent gesunken.

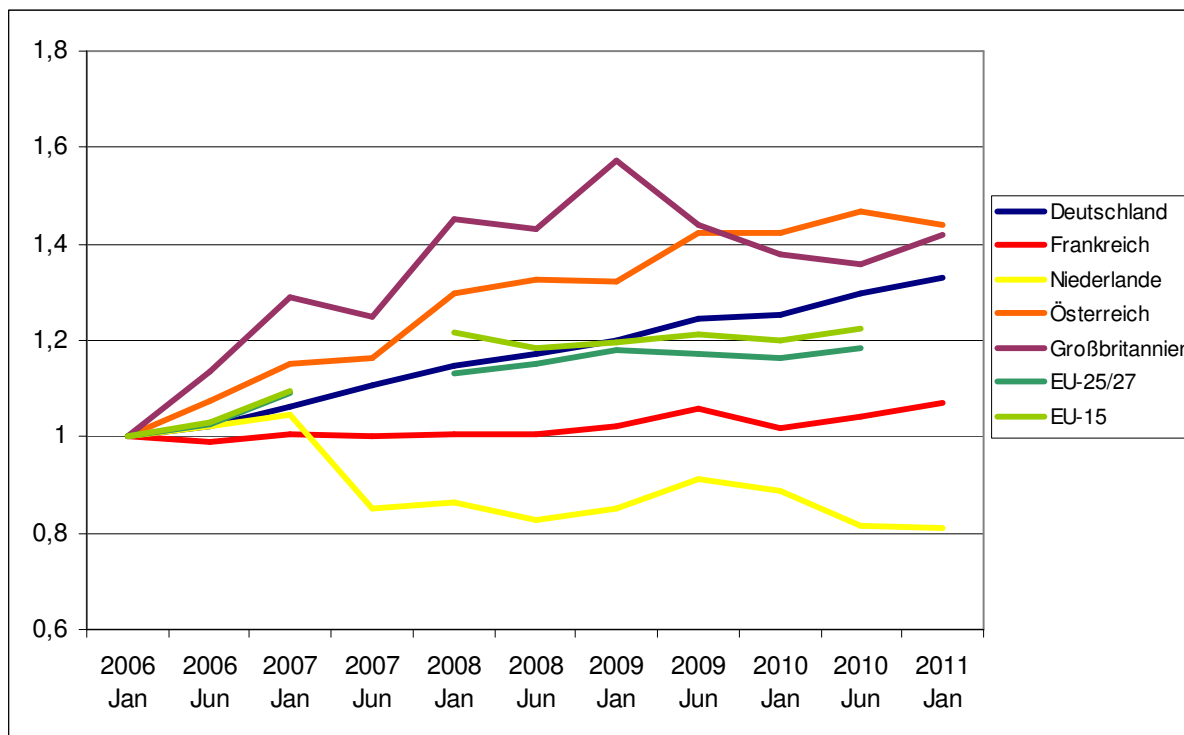


Abbildung 24: Strompreisentwicklung Haushalte im EU-Vergleich, Jan 2006=100

Quelle: Eurostat

Mit der Berechnung des **Europäischen Haushalts-Energiepreisindex (HEPI)** soll eine zeitnahe Einschätzung der Preisentwicklung für Haushaltskunden in ausgewählten Städten der EU getroffen werden (Abbildung 25). Seit Juni 2009 zeigt der von E-Control erhobene Haushaltspreisindex der EU-15 (HEPI)¹⁸ eine ansteigende Tendenz, nach einer deutlichen Senkungsperiode in den Monaten davor. Diese Preisveränderungen – in beide Richtungen – hat der HEPI für Österreich (Wien) dagegen in den letzten Jahren im Wesentlichen ausgelassen, Preissenkungen im Januar 2010 und 2011 resultieren ausschließlich auf einer Senkung der Netztarife.

¹⁸ Der Europäische Haushalts-Energiepreisindex (HEPI) wird von der E-Control GmbH in Zusammenarbeit mit dem VaasaETT Global Energy Think-Tank erstellt. Für diesen gewichteten Haushaltspreisindex, dem die allgemeinen Preisentwicklungen von ganz Europa zugrunde liegen, 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.

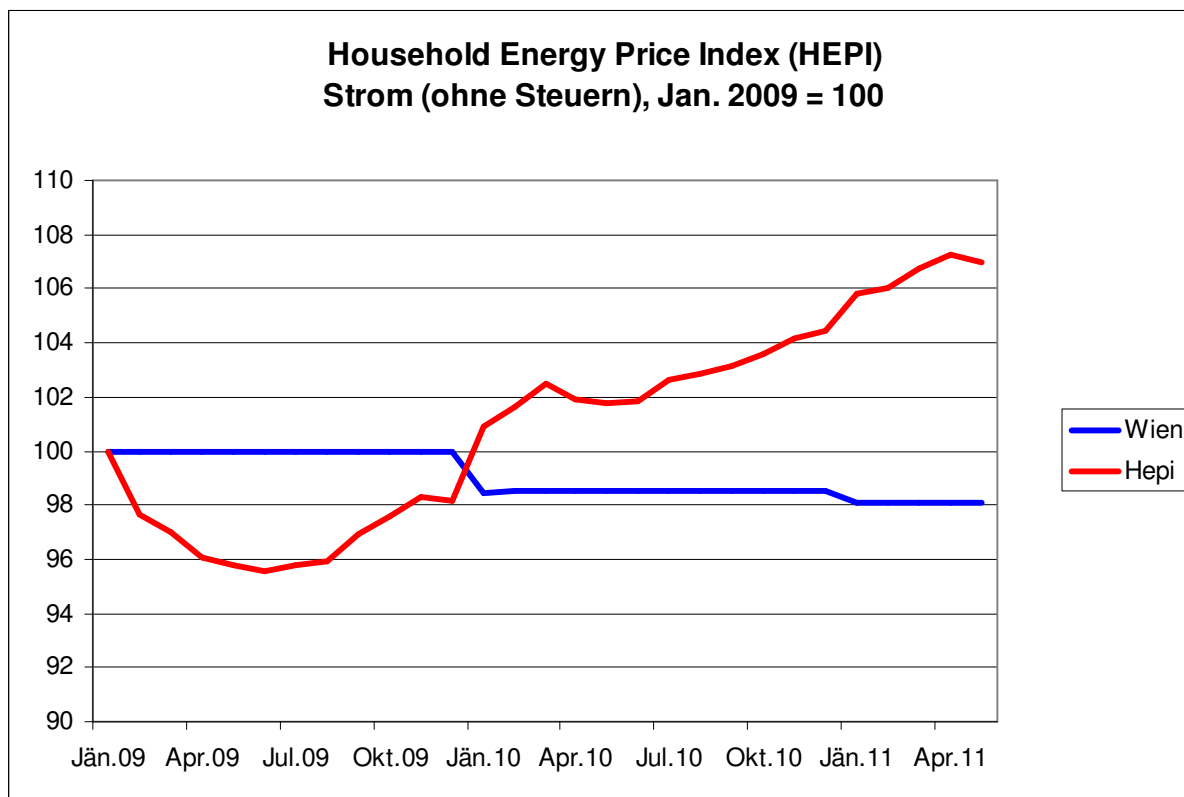


Abbildung 25: HEPI (Household Energy Price Index) – Mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU-15 Hauptstädte

Quelle: E-Control

Strompreisentwicklung – Großkunden

Transparenz über die Großkundenpreise ermöglicht die Industriepreiserhebung der E-Control. Seit dem 2. Halbjahr 2003 erhebt die E-Control zweimal jährlich (für Jänner und Juli) mittels Online-Formular die Energiepreise direkt bei den österreichischen Industriekunden. Die Ergebnisse werden anschließend auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) veröffentlicht.



Tabelle 6: Ergebnisse der Industriestrompreiserhebung – 1. Halbjahr 2011 in Cent/kWh; Volllaststunden=Jahresverbrauch/Leistung

1 HJ 2011	in cent/kWh	Volllaststunden < 4.500 h/a*	Volllaststunden > 4.500 h/a*	keine Volllaststunden-kategorie
Jahresverbrauch < 10 GWh	Median	6,60	6,54	6,60
	Arithmetischer Mittel	6,72	6,72	6,72
	Standardabweichung	0,93	1,09	0,99
	Anzahl Unternehmen	163	94	257
Jahresverbrauch > 10 GWh	Median	6,62	6,01	6,07
	Arithmetischer Mittel	6,60	6,20	6,28
	Standardabweichung	1,17	0,85	0,94
	Anzahl Unternehmen	21	80	101
keine Jahresverbrauchskategorie	Median	6,61	6,28	6,50
	Arithmetischer Mittel	6,71	6,48	6,60
	Standardabweichung	0,95	1,02	0,99
	Anzahl Unternehmen	184	174	358

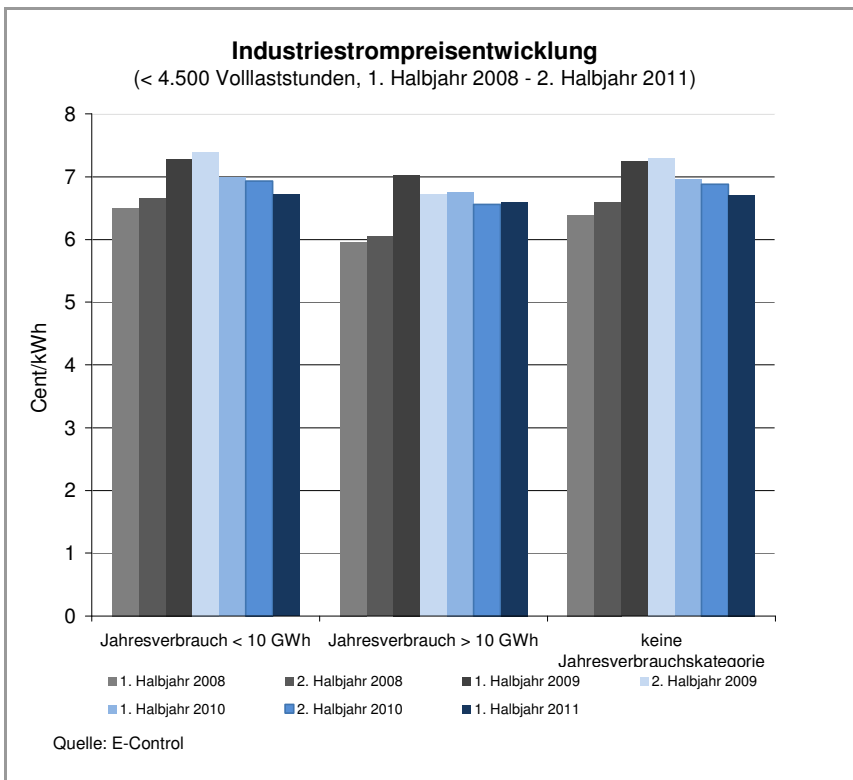


Abbildung 26: Industriestrompreisentwicklung < 4.500 Volllaststunden

Quelle: E-Control GmbH

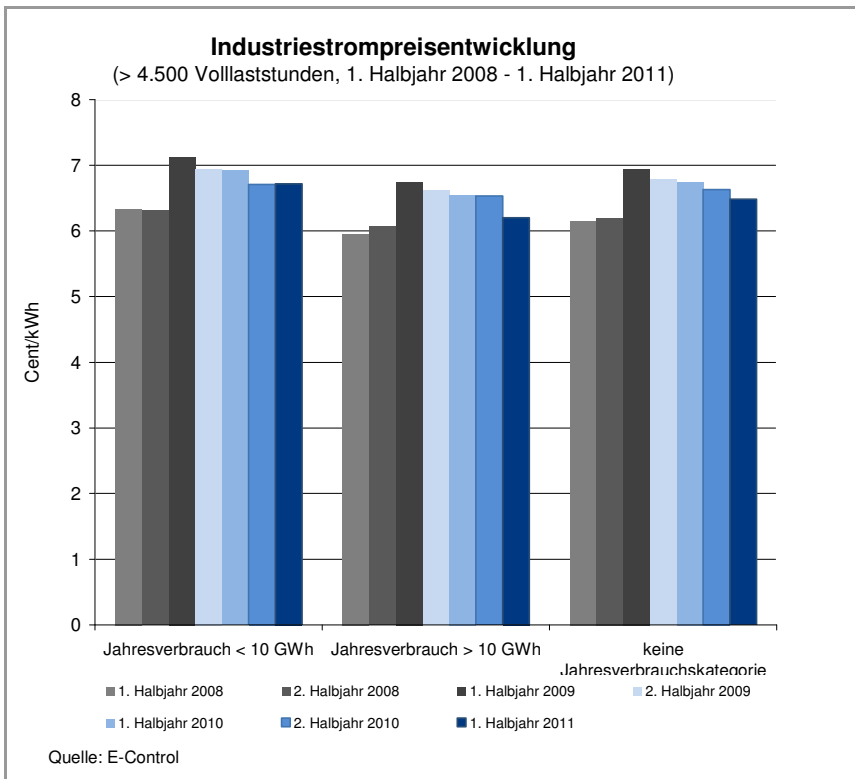


Abbildung 27: Industriestrompreisentwicklung > 4.500 Volllaststunden

Quelle: E-Control

Die Ergebnisse der Befragung (Tabelle 6, Abbildung 26 und Abbildung 27) zeigen erneute Preissenkungen in fast allen Kategorien im Vergleich zum Vorjahreshalb-jahr. Insgesamt sind die Preise jedoch noch immer höher als im Jahr 2008. Die Verträge werden auf 2-3 Jahre abgeschlossen. Abbildung 26 und Abbildung 27 zeigen die Entwicklung der Industriepreise für unterschiedliche Abnahmefälle.

2.2.4 Entwicklung der Unternehmensergebnisse

Überblick wirtschaftliche Entwicklung

Im Jahr 2010 entwickelte sich die österreichische Wirtschaft, angelehnt am welt-wirtschaftlichen Aufschwung, wieder deutlich positiver als in den vergangenen Jah-ren.

Auf nahezu allen Märkten der österreichischen Energieversorgungsunternehmen wurde eine Stabilisierung der Wirtschaft erreicht. Unterstrichen wird diese Entwick-lung durch die Prognosen von IHS und WIFO die bis 2012 ein konstantes Wachstum der Eurozone von ca. 1,5 Prozent vorhersagt. Für Österreich wird die Zukunft sogar optimistischer bei rund 2% Wirtschaftswachstum bis 2012 bewertet.



Angetrieben durch die Konjunktur und der damit verbundenen erhöhten Energienachfrage der Industrien sowie beeinflusst von einer vergleichsweise kühlen Witterung¹⁹ stieg der Energieverbrauch im Jahr 2010 wieder deutlich an. Neben dem Stromverbrauch von +10,9% entwickelte sich der Gasverbrauch mit +11,4% höher als im vergangenen Jahr.

Insgesamt nahm damit auch die Stromproduktion der Energieversorger im Betrachtungszeitraum zur Deckung der gestiegenen Nachfrage gering um 1,4% zu²⁰.

Performance der Unternehmen im Jahr 2010

Ausgehend von der beschriebenen positiven wirtschaftlichen Entwicklung konnten auch die Energieunternehmen²¹ generell profitieren und ihre Umsätze auch im Jahr 2010 wieder um rund 3% steigern. Von 2001 bis 2010 stieg der Gesamtumsatz der größten österreichischen Energieversorger um mehr als das Eineinhalbfache (Abbildung 28).

Zurückzuführen ist diese Entwicklung auf den deutlichen Anstieg der Umsätze im Stromsegment. Im Jahr 2010 stieg der Stromumsatz um knapp 4%.

Als ein zweiter lukrativer Bereich, wenn auch verhältnismäßig klein, erwies sich die Wärmeversorgung. Hier konnten die Umsätze seit 2001 verdoppelt und im Jahresvergleich 2009/2010 um weitere 9% gesteigert werden.

Nach einer Reduktion des Gasumsatzes im vergangenen Jahr um minus 3% konnten die Unternehmen auch in diesem Bereich wieder eine Umsatzsteigerung von 9% erwirtschaften. Im Gegensatz dazu entwickelten sich die „Sonstigen Bereiche“ (u.a. Umwelt-, Wasser-, Verkehrs-, Telekommunikations- und Abfallwirtschaft) abermals negativ. Nach einem Rückgang von 12% im Jahr 2009 konnten die Umsätze auch im Jahr 2010 nicht gesteigert werden und fielen abermals um weitere 5%. Die Situation ähnelt jener des vergangenen Jahres 2009. Die noch immer herausfordernde Situation in den osteuropäischen Ländern nach der Wirtschaftskrise, der intensive Wettbewerb sowie die hohen Roh- und niedrige Wertstoffpreise drücken wiederholt auf die Umsätze in diesem Segment. Für das Jahr 2011 prognostiziert die Österrei-

¹⁹ Geschäftsbericht Verbund 2010

²⁰ Betriebsstatistik 2009, 2010; E-Control Austria

²¹ Berücksichtigt wurden nachfolgende Unternehmen: VKW, TIWAG, Salzburg AG, Energie AG, EVN, Wien Energie, BEWAG, Energie Steiermark, KELAG, Linz AG, BEGAS, Energie Graz, VEG; EconGas TIGAS und die Energie Allianz wurden nicht berücksichtigt, da diese zum Teil in den Konzernbilanzen der beteiligten Unternehmen enthalten sind. Die OÖFG wurde aufgrund der Vollkonsolidierung bei der Energie AG Oberösterreich aus der Darstellung entnommen.

chische Nationalbank angesichts der Erholung der Inlandsnachfrage und anhaltender Unterstützung durch die Auslandsnachfrage ein BIP-Wachstum in der Region von 3,1%²² und damit einer Stabilisierung des Wachstums. Nicht ganz so positiv wird die Lage aus unternehmerischer Sicht bewertet wo nur ein moderates Wachstum für 2011 erwartet wird²³.

Betrachtet man hingegen die Entwicklung dieses Bereiches seit 2001 so ist dieser nahezu um das vierfache gestiegen. Demnach werden die Unternehmen auch in Zukunft versuchen, in neue Märkte zu investieren um zusätzliche Umsatzpotenziale realisieren zu können.

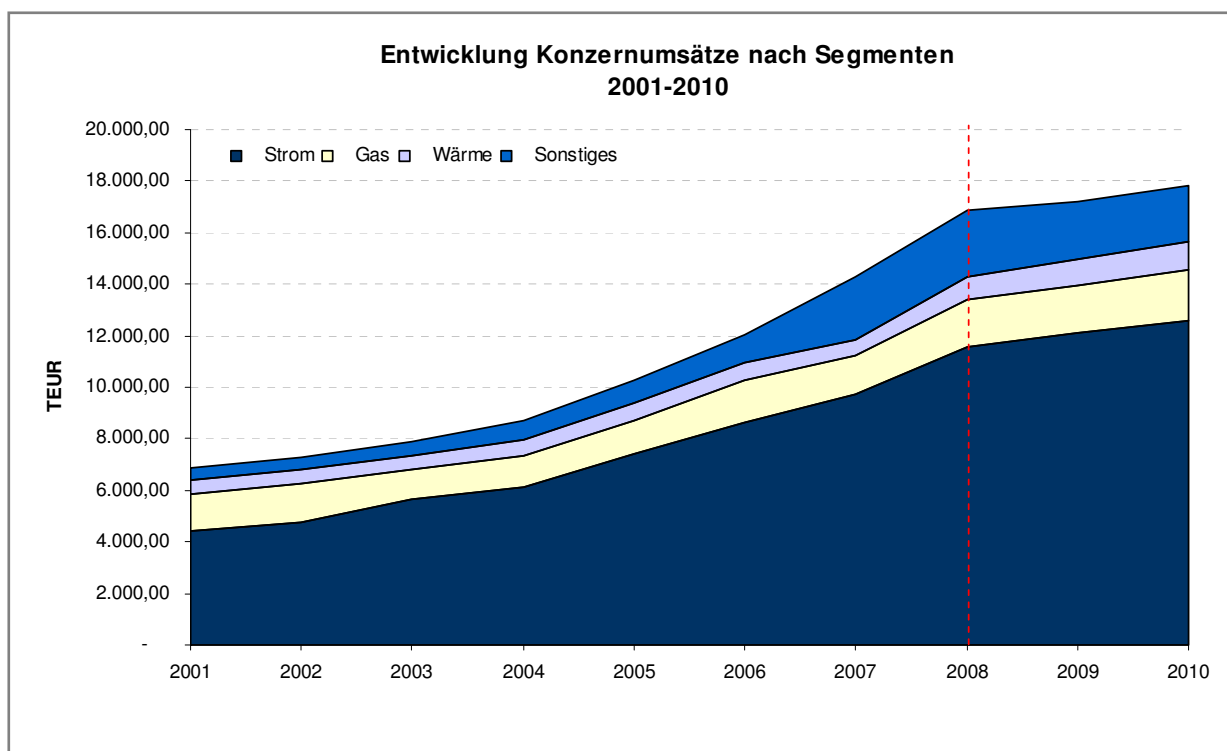


Abbildung 28: Entwicklung Konzernumsätze 2001-2010

Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, Berechnungen E-Control Austria

Das Umsatzwachstum der österreichischen Strom- und Gasunternehmen im Jahr 2010 lag zwischen -6,8% und 31,9%. Im Detail erwirtschafteten vor allem die KE-LAG, die BEGAS sowie die Energie Steiermark eine deutlich zweistellige Umsatzsteigerung von 31,9%, 16,9% bzw. 14,5%. Im Gegensatz dazu mussten die Salzburg AG (-6,8%), die VKW (-6,5%) und den Verbund (-5%) Umsatzrückgänge auf Kon-

²² Geschäftsbericht 2010; Energie Steiermark AG

²³ OeNB –Profit-Prognose für ausgewählte CESEE-Länder; Österreichische Nationalbank 2011



zernebene ausweisen. Im Wesentlichen war der Rückgang der Umsätze bei diesen Unternehmen, neben Einmaleffekten und niedrigeren Erzeugungskoeffizienten, auf den schwächeren Strompreis auf den Börsen und damit verbundenen niedrigeren Handelserlösen zurückzuführen²⁴.

Während der Gesamtumsatz der österreichischen Energieversorgungsunternehmen seit 2001 stetig ansteigt entwickelt sich das EBIT (Betriebserfolg) seit 2008 gegensätzlich.

Steigende Fixkosten sowie Rohstoffpreise setzen das Ergebnis unter Druck. Seit 2008 ist das „Gesamt-EBIT“ um fast 20% gefallen, womit auch die EBIT-Marge in diesem Zeitraum rückläufig war und sich von rund 12% im Jahr 2008 auf rund 9% im Jahr 2010 reduzierte (Abbildung 29).

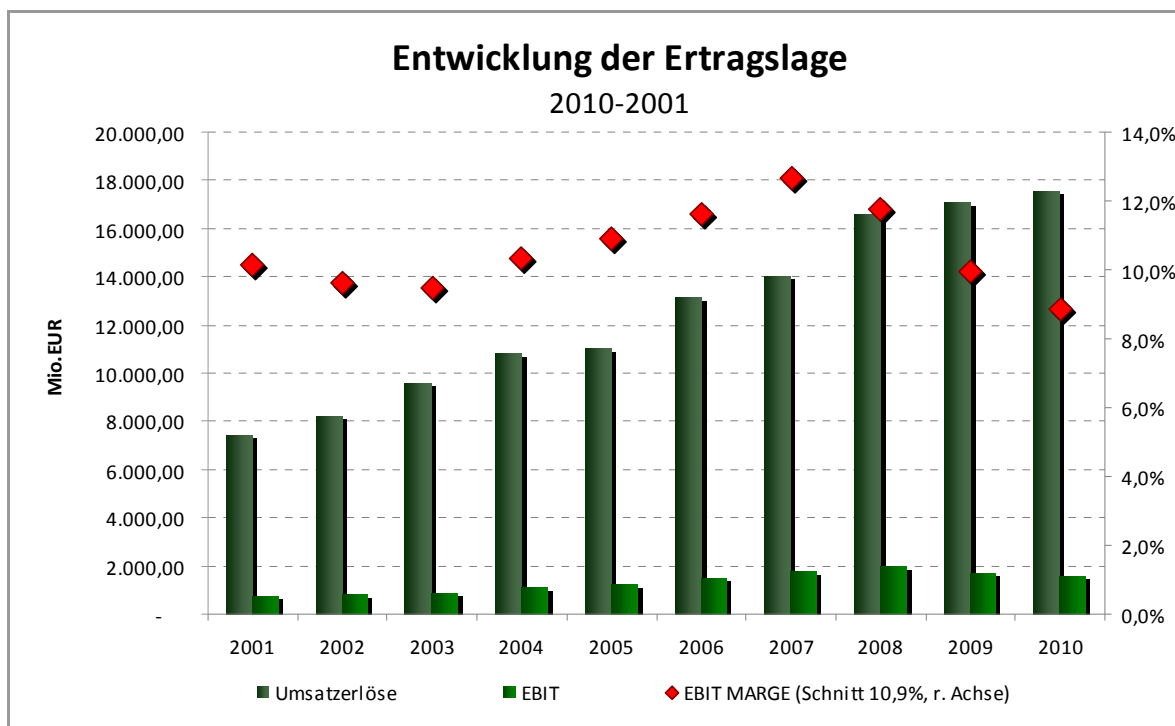


Abbildung 29: Entwicklung der Ertragslage

Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, Berechnungen E-Control Austria

Weiters negativ beeinflusst wird dieses Ergebnis durch die zwar schon stabilisierte aber dennoch schwierige Situation auf den Kapitalmärkten. Die Auswirkungen beeinflussen noch immer die Finanzergebnissen der Unternehmen, wodurch der Effekt auf den Jahresüberschuss deutlich ersichtlich wird (Abbildung 30).

²⁴ Geschäftsberichte Verbund, VKW, Salzburg AG 2010

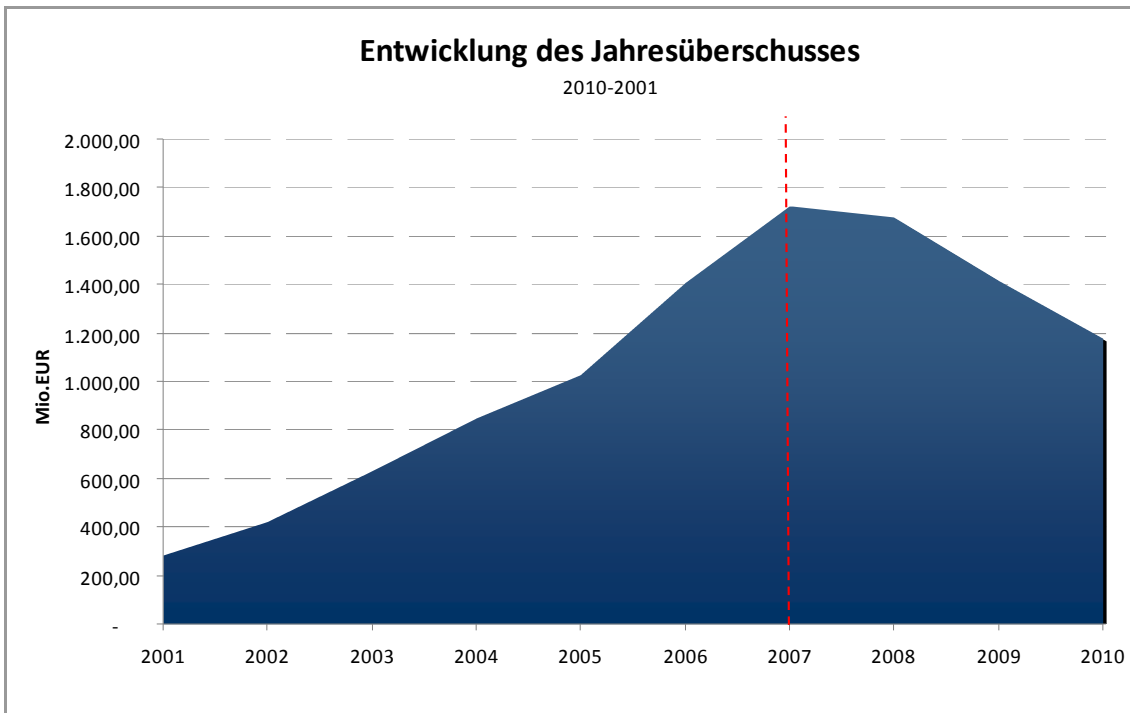


Abbildung 30: Entwicklung Konzernjahresüberschuss

Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, Berechnungen E-Control Austria

Ebenso wie das EBIT sind daher auch die Jahresüberschüsse der Konzerne mit 2007 rückläufig. Das stetige Wachstum seit 2001 konnte in den vergangenen Jahren nicht mehr erreicht werden. Der Gesamt Jahresüberschuss ist im Jahr 2010 um weiter 17% gesunken, seit 2007 sogar um 32%.

Auch wenn sich der Ausblick laut Unternehmen für 2011 verbessert, basierend auf den noch immer unsicheren Finanzmärkten, den Staatsschuldendruck in Europa und den USA sowie den steigenden Rohstoffpreisen muss mit weiteren schwierigen Marktverhältnissen auch in Zukunft gerechnet werden. Ein Indikator dafür stellt auch die Inflation dar. Basieren auf ihren aktuellen Prognosen schätzt das Wirtschaftsforschungsinstitut die Inflation auf 3,2 % das Institut für Höhere Studien auf 3,0%. Getrieben wird dieser deutliche Anstieg neben höheren Steuern und Abgaben vor allem durch steigende Energiepreise, im Speziellen von Rohöl²⁵, die die größte Gefahr für die derzeitige Konjunktur darstellt. Für das Jahr 2011 bleibt daher zu beobachten, wie nachhaltig sich die österreichischen Energieversorgungsunternehmen auf die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie die internationalen Konjunkturrisiken in der Vergangenheit vorbereitet und eingestellt haben.

²⁵ Prognose Update 2011, Institut für höhere Studien, Wirtschaftsforschungsinstitut

Exkurs - Entwicklung der Kapitalstruktur

Bei der Entwicklung des den Unternehmen zu Verfügung stehenden Kapitals, kann eine markant steigende Tendenz in den vergangenen zehn Jahren festgestellt werden. Seit dem Jahr 2001 hat sich die aggregierte Bilanzsumme der analysierten Unternehmen um 60% bzw. um 13,7 Mrd. Euro erhöht, mit einer durchschnittlichen Eigenkapitalquote von rund 34 % über den gesamten Betrachtungszeitraum. Bei rund 40 % konnten die Unternehmen ihre aggregierte Eigenkapitalquote die letzten drei Jahre stabilisieren, wodurch die Konzerne eine solide und nachhaltige Kapitalstruktur aufgebaut haben (Abbildung 31). Da Energieversorgungsunternehmen auf dem heimischen Markt nur noch eingeschränkt im Energieversorgungsbereich wachsen können, war und ist diese Entwicklung von einem intensivierten Beteiligungsmanagement sowie einer Erweiterung der Geschäftsfelder im Bereich Umwelt, Abfall und Wasserversorgung sowohl im In- als auch im Ausland geprägt. Basierend auf den Informationen in den Lageberichten der Unternehmen, soll diese Strategie auch in Zukunft weiter verfolgt und intensiviert werden, um ein von den Aktionären und weiteren Stakeholdern erwartetes Wachstum auch in Zukunft erfüllen zu können und konkurrenzfähig gegenüber anderen europäischen Energieversorgern zu bleiben.

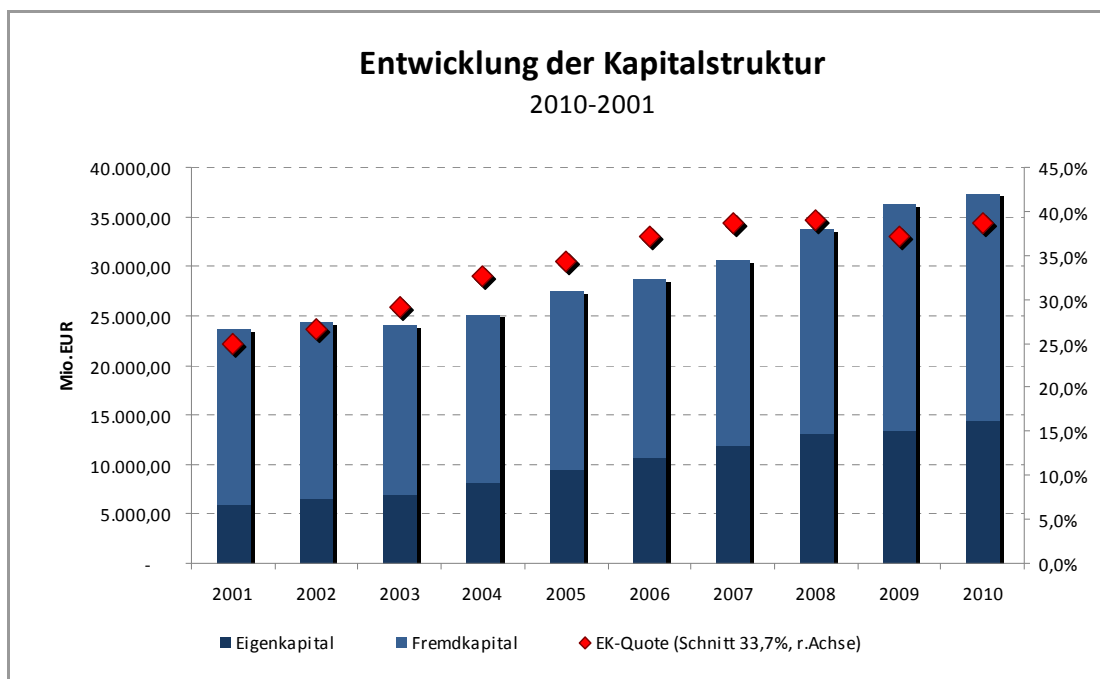


Abbildung 31: Entwicklung der Kapitalstruktur

Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, Berechnungen E-Control Austria



2.2.5 Wettbewerbsunterstützende Maßnahmen

Missbrauchsverfahren

E-Control war im Berichtszeitraum gem § 10 Abs 1 Z 1 E-RBG für die Wettbewerbsaufsicht über alle Marktteilnehmer und Netzbetreiber, insbesondere hinsichtlich der Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer, zuständig (nunmehr § 24 E-ControlG). Stellt E-Control einen Missstand fest, hat sie unverzüglich alle Maßnahmen zu ergreifen, die erforderlich sind, um den gesetzmäßigen Zustand wiederherzustellen.

Ähnlich wie im Jahr zuvor gab es nur wenige förmliche Missbrauchsverfahren. Fälle, in denen vermutet wurde, dass Unternehmen ihre Position missbrauchten, konnten teilweise auf kurzem Wege erledigt werden. Es konnte oft ohne Einleitung eines Verfahrens erreicht werden, dass sich Marktteilnehmer künftig gesetzeskonform verhalten. Im Bereich der Umsetzung der Transparenzanforderungen iSd VO (EG) 1228/2003 sowie Leitlinien für das Management und die Vergabe verfügbarer Übertragungskapazitäten auf Verbindungsleitungen zwischen nationalen Netzen 2006/770/EG war die Behörde mehrfach aktiv und konnte eine Verbesserung der Transparenz erwirken.



3 Regulierung und Erfolge auf dem Gasmarkt

3.1 Regulierungsrahmen für den österreichischen Gasmarkt

3.1.1 Regulierung der Transit-Fernleitungen

Das österreichische Gaswirtschaftsgesetz unterscheidet in seinen Bestimmungen zur Regulierung der Netze zwischen dem Netzzugang für inländische Kunden und dem Netzzugang für grenzüberschreitende Erdgastransporte. 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 2010 physisch importierten Menge an Gas wurde rd. 80% wieder exportiert. Insgesamt wurden 2010 rd. 417 TWh physisch importiert. Der größte Anteil der physikalischen Exporte ging nach Italien. Im Jahr 2010 waren dies rd. 239 TWh.

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), der Süd-Ost-Gasleitung (SOL), March-Baumgarten-Gasleitung (MAB) und der Kittsee-Petrzalka-Gasleitung (KIP). Die Kapazitäten der West-Austria-Gasleitung (WAG) werden von der Baumgarten-Oberkappel Gasleitungen GmbH und die Kapazitäten der Trans-Austria-Gasleitung (TAG) werden von der Trans Austria Gasleitung GmbH vermarktet.

Am Einspeisepunkt Oberkappel besteht aufgrund der geänderten Lastflüsse ein Engpass. Die WAG kann im bidirektionalen Betrieb genutzt werden. In der Vergangenheit lag der hydraulische Druck an der deutsch-österreichischen Grenze in Oberkappel unabhängig von der Transportrichtung auf einem Niveau von mehr als 60 bar. Um dieses technisch vorhandene Druckniveau den Transportkunden in beiden Systemen auch weiterhin zur Verfügung stellen zu können, haben die Fernleitungsunternehmen gemäß § 31 a Abs 2 Z 1 Gaswirtschaftsgesetz (GWG) die Aufgabe, mit dem Betreiber der verbundenen Leitungs-Anlage über die Übergabe- und Übernahmemodalitäten Vereinbarungen zu schließen.

Anlässlich der Entscheidung der Energie Control Kommission vom 2.3.2011 die vertragliche Absicherung des bisher dargestellten Druckniveaus als Projekt der Langfristigen Planung nicht zu genehmigen und um zu vermeiden, dass eine Reduzierung des Anlieferungsdrucks vor allem bei der im Frühjahr beginnenden Einspeicherung zu Einschränkungen führt, hat BOG GmbH als verantwortlicher Netzbetreiber



für die WAG auf österreichischer Seite mit Open Grid Europe GmbH bzw. GRTgaz Deutschland GmbH auf deutscher Seite ein „Pressure Service Agreement“ zur vertraglichen Absicherung der bisher geübten Drücke vereinbart. Dadurch kann die AGGM weiterhin die auf gesicherter und einschränkbarer Basis zugeordnete Einspeisekapazität in Oberkappel abwickeln. Kosten, die durch das „Pressure Service Agreement“ bei BOG GmbH entstehen, sind durch die mit Methode gem. § 31 h GWG genehmigten Tarife der BOG GmbH abzudecken.

Die durch einen Murenabgang am 23. Juli 2010 außer Betrieb genommene Transitgas Pipeline in der Schweiz führte dazu, dass die Gasmengen, die über den Netzkopplungspunkt Passo Gries von der Schweiz nach Italien transportiert werden hätten sollen, zum Teil über die WAG und die TAG über den Netzkopplungspunkt Arnoldstein/Tarvisio nach Italien transportiert wurden. Ab dem 23. Juli 2010 kam es daher zu einem Anstieg der Nachfrage und Nutzung nach TAG-Kapazität. Von November 2010 bis Februar 2011 kam es zu teilweise erheblichen Unterbrechungen (bis zu 76%) der Transportkunden, die auf unterbrechbarer Basis Kapazität gebucht haben.

3.1.2 Regulierung des Inlandstransport

Tarifierung

Vergleichbar zu den Stromverteilernetzen werden die Tarife der Gasverteilernetze seit Beginn des Jahres 2008 ebenfalls im Rahmen eines langfristigen Anreizregulierungssystems reguliert. Vergleichbar zum Strombereich gliedert sich das System ebenfalls in zwei Regulierungsperioden. Während jedoch die Unternehmen im Strombereich ihre Ineffizienzen innerhalb von 8 Jahren abzubauen haben, beläuft sich die Dauer der beiden Regulierungsperioden für die Gasunternehmen auf insgesamt 10 Jahre. Das Anreizregulierungssystem berücksichtigt auch hier sowohl die generelle Produktivitätsentwicklung der Branche als auch individuelle Effizienzsteigerungspotenziale. Individuelle Effizienzen wurden ebenfalls auf Basis eines Gesamtkostenbenchmarkings bestimmt und den Unternehmen ein individueller Kostenpfad zur Erreichung des 100%-Effizienzziels am Ende der zweiten Regulierungsperiode vorgegeben. Weiters stellt das Anreizsystem sicher, dass sowohl Kostenerhöhungen der Branche (durch den Netzbetreiberpreisindex) sowie unternehmensindividuelle Mengenentwicklungen im Rahmen der Tarifiermittlung berücksichtigt werden. Weiters werden durch den Betriebs- und Investitionsfaktor explizite Anreize für Investitionen gesetzt.

Im Jahr 2011 sind die Tarif- und Kostenprüfungen wieder durch hohe Investitionen in das Fernleitungsnetz und durch die geringeren Abgabemengen im Jahr 2009 (Ba-



sis für die Tarife 2011) gekennzeichnet. Bisher wurden bereits rund 280 Mio. Euro in das Projekt „Südschiene“ investiert und im Rahmen der Tarifierung wurden hiervon ausgehende Kapitalkosten von 27,5 Mio. Euro berücksichtigt. Die Südschiene ist daher klar als wesentlicher Einflussfaktor für die Kostenermittlung zu sehen, da der o.a. Wert bereits einen Anteil von rund 30% der Kosten der Fernleitungen bzw. rund 6% der gesamten Netzkosten der Regelzone Ost ausmachen.

Weiters ist auf die Entwicklung der Tarifierungsmenge einzugehen, welche sich aufgrund der Berechnungssystematik deutlich durchschlägt. Als Mengengrundbasis wird ein 3-Jahresmittel der letzten verfügbaren Jahre herangezogen. Die berücksichtigten Mengen des Jahres 2007 und 2009 sind die geringsten seit dem Jahr 2001. Dieser Mengenrückgang im Vergleich zur Tarifierungsbasis des Vorjahres von 8 % ist sowohl witterungs- als auch konjunkturbedingt. Zusätzlich zu den warmen Wintern 2007 und 2009 hat auch die Wirtschaftskrise zu einer Verringerung des Gasabsatzes geführt.

Aufgrund der wesentlichen Aspekte der Investitionstätigkeit und der Entwicklung der Tarifierungsmengen unter Berücksichtigung der Parameter der Anreizregulierung ergibt sich im Österreichschnitt eine Steigerung der Netztarife von rund 7% für das Jahr 2011. Darüber hinaus ist festzuhalten, dass der Netztarif eines durchschnittlichen Haushaltskunden (15.000 kWh) seit der völligen Liberalisierung der österreichischen Gasmärkte im Oktober 2002 um mehr als 4% gesenkt wurde.

3.1.3 Gasspeicherung

Die österreichischen Gasspeicher befinden sich ausschließlich in der Regelzone Ost in den Konzessionsgebieten der beiden Gas- und Ölproduzenten OMV AG und RAG. Es sind ausgeförderte Gasfelder (Porenspeicher), die für den Speicherbetrieb technisch technisch umgerüstet wurden.

In Österreich (Regelzone Ost) waren 2010 per Definition des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG) vier Speicherunternehmen, seit 2011 fünf tätig. Drei Speicherunternehmen beliefern bisher nur den deutschen, aber nicht den österreichischen Markt: Der Speicher Haidach wird für Lieferungen in den deutschen Markt und nicht für eine direkte Ausspeisung in die österreichische Regelzone Ost genutzt. Eine Nutzung für die Regelzone Ost war nur im Ausnahmefall aus Versorgungssicherheitsgründen möglich. Während des Lieferstopps im Gasstreit zwischen Russland und der Ukraine im Januar 2009 wurde vorübergehend die Penta West auf Gegenfluss geschaltet und Österreich aus dem Speicher Haidach mit Erdgas versorgt. Ab 2011 soll durch den geplanten Reverse-Flow auf der Penta West die Nutzung des Speichers Haidach auch für die Regelzone Ost vereinfacht werden.



Tabelle 7: Speicherkapazitäten in Österreich, Stand April 2011

Speicherunternehmen/ Speicher	Einspeicherrate in cm/h	Anteil an gesamter Einspeicher- rate	Entnahmerate in cm/h	Anteil an gesamter Entnahme- rate	Arbeitsgas- volumen in mcm	Anteil an gesamten Arbeitsgas- volumen
OMV-Schönkirchen	650.000	21%	960.000	30%	1.780	25%
OMV-Tallesbrunn	125.000	4%	160.000	5%	400	6%
OMV-Thann	115.000	4%	130.000	4%	250	4%
<i>OMV Speicher gesamt</i>	<i>890.000</i>	<i>29%</i>	<i>1.250.000</i>	<i>39%</i>	<i>2.430</i>	<i>34%</i>
RAG-Puchkirchen	520.000	17%	520.000	16%	1.100	15%
RAG-Haidach 5	20.000	1%	20.000	1%	14	0%
RAG-Aigelsbrunn	50.000	2%	50.000	2%	100	1%
<i>RAG Speicher gesamt</i>	<i>540.000</i>	<i>18%</i>	<i>540.000</i>	<i>17%</i>	<i>1.114</i>	<i>16%</i>
Wingas-Haidach	334.000	11%	334.000	10%	800	11%
Gazprom-Haidach	666.000	22%	666.000	21%	1.600	23%
Eon Gas storage- 7fields	607.000	20%	405.000	13%	1.165	16%
Summe	3.037.000	100%	3.195.000	100%	7.109	100%

Quelle: www.omv.com, www.rohoel.at, www.wingas.de, tech.gazpromexport.ru, www.eon

Geltender Regulierungsrahmen des österreichischen Speichermarktes

Die Rechtsgrundlage für das Speichern von Kohlenwasserstoffen und somit für die **Errichtung einer Speicheranlage** ist das Mineralrohstoffgesetz (MinroG). Im Fall des Speicherns in kohlenwasserstoffführenden (Erdgas) geologischen Strukturen ist das Speicherrecht mit dem Gewinnungsrecht verbunden. Eigentümer der kohlenwasserstoffführenden geologischen Strukturen ist der Bund, der aber das Gewinnungs- und Speicherrecht nicht selbst wahrnimmt, sondern die Ausübung dieser Rechte in einem bestimmten Gebiet einem Unternehmen mit einem so genannten „Aufsuchungs-, Gewinnungs- und Speichervertrag“ überlässt.²⁶ Die Vergabe dieser Speicherlizenzen liegt im Kompetenzbereich des BMWA. Für die Überlassung zahlen die Unternehmen dem Bund Speicherzinsen. Erdgasproduzenten sind OMV AG und RAG, diese besitzen daher einen Aufsuchungs-, Gewinnungs- und Speichervertrag mit dem Bund. Die Entwicklung von ausgeförderten Erdgaslagerstätten zu Gasspeichern ist daher nicht ohne Kooperation von OMV und RAG möglich.

Grundlagen für die Regulierung der **Nutzung der Speicheranlagen** in 2010 waren das GWG II, im Wesentlichen §§ 39, 39a und 39b und das Zusammenschlussverfahren Eongas und die damit verbundenen Zusagen sowie die Beschleunigungs-

²⁶ Vgl. Karin Aust, Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Abt. IV/6 (Bergbau – Rechtsangelegenheiten), Vortrag auf der ÖGEW Herbsttagung in Salzburg 2007, Genehmigungsverfahren für Erdgasspeicher in Österreich am Beispiel des Erdgasspeichers Haidach



richtlinie der EU. Die bisherige Richtlinie der Europäischen Kommission 2003/55/EG sah in Artikel 19 zwei verschiedene Wahlmöglichkeiten für die Regulierung des Speichermarktes vor: zum einen die Möglichkeit des verhandelten („auf Vertragsbasis“) und zum anderen des regulierten Zugangs.²⁷ In Österreich wurde im Gaswirtschaftsgesetz (GWG)²⁸ ein verhandelter Zugang umgesetzt, bei dem allerdings die Freiheitsgrade der Verhandlung durch Vorschriften (§ 39 ff.) unter anderem über die Höhe der Gestaltung der Speicherpreise und den Grundsatz der Gleichbehandlung sowie des transparenten und nicht-diskriminierenden Zugangs eingeschränkt wurden. Dabei hat die Regulierungsbehörde keine direkten Einflussmöglichkeiten auf die Gestaltung der Vergabeverfahren und Engpassmanagement der Speicherbetreiber, sondern eine Aufsichtsfunktion, ob diese nicht-diskriminierend und transparent sind.

Auf europäischer Ebene wird die Vorgabe des nicht-diskriminierenden Zugangs durch die Implementierung der „Guidelines for Good Practice for Storage System Operators“ (GGPSSO)²⁹ unterstützt, die im März 2005 im Rahmen eines „Mini-Madrid-Forums“ in Brüssel angenommen worden sind und am 1. April 2005 in Kraft getreten sind. Diese Richtlinien sind eine freiwillige Vereinbarung zwischen Speicherbetreibern und Regulierungsbehörden.³⁰ GSE-Mitglieder sind Wingas, OMV, RAG und Eon Gas Storage.

Im Juli 2011 wurde ein Zusatz zu den Guidelines von CEER veröffentlicht³¹, die sich auf die Kapazitätsallokation und das Engpassmanagement von Speicherkapazitäten bezieht. Dieses Zusatzdokument ist als Ergänzung zur Regulierung im 3. Paket zu sehen. Nach ausführlichen Analysen und der Diskussion mit den Stakeholdern in 2009/2010/2011 wurden die zusätzlichen Guidelines erarbeitet mit dem Ziel, ein

²⁷ Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG; Artikel 19

²⁸ Gaswirtschaftsgesetz in der Fassung vom 26.6.2006, BGBl. I Nr. 106/2006

²⁹ Veröffentlicht auf www.ergreg.org unter ERGEG Documents

³⁰ Zentrale Punkte sind dabei Unbundling von Speicherbetrieb von anderen Unternehmensteilen, das Angebot von bestimmten Speicherdienstleistungen (Unbundled und Bundled Services), die Allokation der Speicherkapazitäten und Engpassmanagement, Transparenzanforderungen und Regelungen zum Sekundärmarkt. Die Einhaltung und Umsetzung der Richtlinien empfiehlt jedoch der europäische Verband der Speicher- und Netzbetreiber Gas Infrastructure Europe (GIE) seinen Mitgliedern. OMV Gas GmbH, RAG AG und Wingas GmbH sind Mitglieder der GIE.

³¹ http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Gas



gleiches Level für einen fairen und diskriminierungsfreien sowie ökonomisch effizienten Zugang zu Speicherkapazitäten sicherzustellen.

Marktstruktur

Anbieterstruktur

→ **Eigentumsverhältnisse**

Speicherunternehmen im Sinne des GWG, d.h. Unternehmen, die Speicherverträge für Dritte anbieten, sind OMV Gas GmbH (ab 2010 OMV Gas Storage GmbH), RAG, Wingas GmbH & Co KG und ZMB GmbH (Gazexport).

- OMV Gas Storage GmbH ist eine 100% Tochter der OMV Gas GmbH und diese wiederum ist eine 100- %ige Tochter der OMV AG, die auch Erdgasproduktion (80% der inländischen Förderung) und Fernleitungen betreibt, an Transitleitungen beteiligt ist und mit einer 59,26%-Beteiligung (OMV Gas and Power und EGBV Beteiligungsverwaltung GmbH) an EconGas GmbH im Gashandel integriert ist.
- Eigentümer der RAG ist zu 100% RAG-Beteiligungsgesellschaft.³² Ihre (indirekten) Eigentümer EVN AG, Salzburg AG und Steirische Gas Wärme GmbH sind als Fernleitungs- und Verteilnetzbetreiber sowie Gashändler und -lieferanten im österreichischen Gasmarkt tätig.
- Kommanditisten der Wingas GmbH & Co KG sind zu 49,98% Gazprom Germania GmbH und zu 50,02% die Wintershall Holding AG, ein deutscher Öl- und Gasproduzent. Wingas ist vor allem in Deutschland, aber auch in deren europäischen Märkten als Transporteur, Speicherbetreiber und Gashändler tätig.
- An ZMB Gasspeicher Holding GmbH sind zu 66,67% GAZPROM Germania GmbH, zu 33,33% Centrex Europe Energy & Gas AG beteiligt. Die Speicherkapazitäten werden jedoch direkt von Gazexport vermarktet.
- Eon Gas Storage ist eine 100% Tochtergesellschaft der Eon Ruhrgas AG.

³² siehe www.rohoel.at, Eigentümer der RAG-Beteiligungsgesellschaft sind E.ON Ruhrgas E&P GmbH, Deutschland (29,9750 %), EBV-Energie Beteiligungsverwaltungs-GmbH (2,5 %), EVN AG (37,5375 %), Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation (7,5 %), Steirische Gas-Wärme GmbH (10 %), UTILITAS Dienstleistungs- und Beteiligungs - Gesellschaft m.b.H. (12,4875 %)



→ **Vertikale Integration zwischen Speicher und Handel**

OMV Gas & Power GmbH ist mit 59,26% (direkte und indirekte Beteiligungen) der Hauptgesellschafter der EconGas GmbH, die auf dem Markt für Belieferung von Weiterverteilern (z.B. Wienenergie, EVN) sowie große Industriekunden und Kraftwerke das marktdominante Unternehmen ist. Die EconGas GmbH ist mit ca. 1,7 Mrd. m³ des im Jahre 2008³³ gebuchten Arbeitsgasvolumens der größte Speicherkunde.

Auch RAG ist entlang der Wertschöpfungskette mit dem Handel integriert. Die Eigentümer EVN AG, Salzburg AG und Steirische Gas Wärme sind als Gashändler und -lieferanten im österreichischen Gasmarkt tätig und Speicherkunden der RAG. RAG ist zudem Bilanzgruppenverantwortlicher. An dem Händler EconGas ist nicht nur OMV, sondern auch der Mehrheitseigentümer der RAG, EVN AG, zu 16,5% beteiligt. Somit ist auch RAG mit einem ihrer wesentlichen Kunden eigentumsrechtlich verbunden.

Wingas und Gazprom Export sind ebenfalls im Gashandel tätig, Wingas GmbH ist auch Bilanzgruppenverantwortlicher. Eon Gas Storage ist eine Tochtergesellschaft der Eon Ruhrgas AG, die über Tochtergesellschaften auch im Handel tätig ist.

Marktkonzentration auf der Anbieterseite

Die Konzentration auf der Anbieterseite gemessen durch den HHI hat sich durch den Ausbau der Speicherkapazitäten deutlich verringert, liegt aber noch über dem kritischen Wert von 1.800. Dabei ist jedoch zu bedenken, dass die Speicher der Gazprom Export, Wingas und Eon Gas Storage sind nicht direkt an die RZ Ost angeschlossen. Betrachtet man die Regelzone Ost als Marktgebiet (ohne Speicher Haidach und 7 Fields) hat sich die Marktkonzentration im Vergleich zum Vorjahr nicht verringert und liegt unverändert hoch.

Konzentration auf der Nachfrageseite

Auf der Nachfrageseite ist die Marktkonzentration durch den Speicherausbau in 2011 ebenfalls gesunken – wenn man alle gebuchten Speicherkapazitäten in Österreich einbezieht. Bezogen auf die RZ Ost gilt ebenso, dass sich Marktkonzentration durch die starke Dominanz eines Nachfragers nicht verringert hat und über dem kritischen Wert für einen konzentrierten Markt von 1.800 liegt.

³³ Vgl. energate vom 6.1.2009, Erhebliche Lieferkürzungen im russisch-ukrainischen Gasstreit



Speicherallokationen 2010/2011

Der Kapazitätsallokationsmechanismus ist ein wichtiges Kriterium für die Sicherstellung eines fairen Speicherzugangs für Dritte. In Österreich wird bei der Kapazitätszuweisung von den Speicherunternehmen das First come – first served Prinzip (FCFS) angewendet, wonach Kundenanfragen in der Reihenfolge ihres Eintreffens beantwortet werden.

Auch in Österreich hat sich in 2010 gezeigt, dass die Nachfrage nach Speicherkapazitäten geringer geworden ist.

Im Mai/Juni 2010 hat OMV Gas eine Open Season für das Speicherprojekt Schönkirchen Tief³⁴ (in der Region Baumgarten) durchgeführt, in der in 2 Ausbaustufen bis zu 2,5 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen angeboten wurde. Laufzeiten der Verträge waren zwischen 15 bis 20 Jahren, der angebotene Preis lag über den veröffentlichten Preisen der Standardprodukte.³⁵ Zudem sollten die Speicherkunden obligatorisch Kissengas bereitstellen.³⁶ Die Open Season hat jedoch gezeigt, dass die Bereitschaft der Gaslieferanten und –händler, sich langfristig Speicherkapazitäten zu beschaffen, nachgelassen hat – zum einen ist der österreichische Markt mit einer Speicherkapazität von 7 Mrd. m³ gut versorgt, zum anderen sind die Speicherkosten im Vergleich zum Sommer-/Winter-Spread zu hoch. Dazu kommt die gestiegene Liquidität an den europäischen Hubs, die eine zusätzliche Flexibilitätsquelle darstellen. Außerdem besteht nach wie vor Unsicherheit über den Zeitpunkt der Umsetzung der Nabucco Pipeline, für die die endgültige Investitionsentscheidung noch nicht gefallen ist. Da die im Open Season Verfahren angebotene Kapazität nicht in einem für OMV ausreichenden Maß gebucht worden ist, ist die Umsetzung des Projektes verschoben worden.³⁷

Auch Eon Gas Storage hat die Speicherkapazitäten für den Gasspeicher 7 Fields angeboten, der am 1.4.2011 in Betrieb gegangen ist mit einem Arbeitsgasvolumen von 1,1 Mrd. m³, im Endausbau soll der Speicher ein Arbeitsgasvolumen von 1,8 Mrd. m³ haben. Zunächst wurden sämtliche Kapazitäten ausschließlich kurzfristig (1 Jahr bis 3 Jahre) angeboten, wovon 10 % der Gesamtkapazitäten als wiederkehrend vermarktete Jahresprodukte reserviert sind. Danach erfolgte eine Vergabe von Vergabe von mittel- und langfristigen Speicherprodukten (4 bis 15 Jahre). In der 3.

³⁴ Vgl. OMV Geschäftsbericht 2010, S. 45

³⁵ <http://www.omv.com/SecurityServlet/secure?cid=1255728124678&lang=de>

³⁶ <http://www.omv.com/SecurityServlet/secure?cid=1255728124678&lang=de>

³⁷ Vgl. OMV Geschäftsbericht 2010, S. 45



Vergabephase hat Eon Gas Storage ein langfristiges Produkt mit einer Laufzeit von 20 Jahren angeboten, das günstiger als der Basis Preis für Normaltarif ist, aber ein Kesselinvestment notwendig macht. Nachdem das Interesse an den langfristigen Verträgen gering war, hat Eon Gas Storage bereits versucht 2010, für das langfristige Produkt mit Rabatt-Aktionen von 7,5% auf den Jahrespreis Interessenten zu gewinnen, bis Mitte 2011 waren die Kapazitäten jedoch noch nicht gebucht.³⁸ Auch dieses Vergabeverfahren hat gezeigt, dass die zusätzliche Nachfrage nach langfristigen Speicherkapazitäten derzeit gering ist.

Preisentwicklung 2010

Die Preise, die von den österreichischen Speicherbetreibern angeboten werden, liegen im Vergleich zu ähnlichen Angeboten in Europa und sind 2010 und 2011 leicht angestiegen.

3.1.4 Ausgleichsenergie

Rahmenbedingungen für den Ausgleichsenergiemarkt³⁹

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.⁴⁰ 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.

³⁸ Vgl. Homepage von Eon Gas Storage: <http://speicher.eon-gas-storage.com/public/default.aspx?rdeLocaleAttr=de>

³⁹ 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.

⁴⁰ Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB-BKO, www.e-control.at bzw. www.agcs.at



chen. Zudem benötigt der Ausgleichsenergieanbieter die Zustimmung seines Bilanzgruppenverantwortlichen⁴¹.

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.

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

Im Lauf der Jahre wurden in den Marktregeln für den Ausgleichsenergiemarkt auch Maßnahmen für den Engpassfall verankert⁴², von denen während des Totalausfalls der russischen Importmengen in Baumgarten im Jänner 2009 erstmals die Ausgleichsenergieangebote per Fax eingesetzt wurden und für die Bereitstellung zusätzlicher Ausgleichsenergiemengen sorgten.

⁴¹ Allgemeine Bedingungen des Bilanzgruppenverantwortlichen (AB-BGV), www.e-control.at

⁴² AB-BKO, Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung, Pkt. 3.2 bis 3.4, www.e-control.at bzw. www.agcs.at



Ausgleichsenergiepreise und -mengen

Ausgehend von einem niedrigen Preisniveau mit Ende 2009 waren die Ausgleichsenergiepreise im Jahr 2010 im Steigen begriffen. Dieser Trend wurde nur in den Monaten März und April 2010 kurzfristig unterbrochen, als gegen Ende der Ausspeicherperiode ein Überangebot an Gas herrschte. Das im Juni 2010 erreichte Preisniveau wurde den Rest des Jahres 2010 weitestgehend gehalten, wobei es im Dezember 2010 zu einem starken Anstieg des Ausgleichspreises kam (*Abbildung 32*). Wie in den Vorjahren folgte der Ausgleichsenergiepreis im Trend dem Erdgasimportpreis, koppelte sich aber sowohl zu Anfang als auch zu Ende des Jahres 2010 kurzfristig davon ab. Die durchschnittlichen Kaufpreise für Ausgleichsenergie für die Regelzone Ost fielen von 2,47 ct/kWh im Jahr 2009 auf 1,99 ct/kWh im Jahr 2010. Die durchschnittlichen Verkaufspreise für Ausgleichsenergie aus der Regelzone Ost stiegen hingegen im gleichen Zeitraum von 1,23 ct/kWh auf 1,66 ct/kWh.

Preissprünge in den Ausgleichsenergiepreisen spiegeln häufig externe Faktoren wider. Neben Liefereinschränkungen können sich aber auch technische Probleme bei den von den Ausgleichsenergieanbietern genutzten Erdgasspeichern kurzzeitig in den Ausgleichsenergiepreisen niederschlagen.

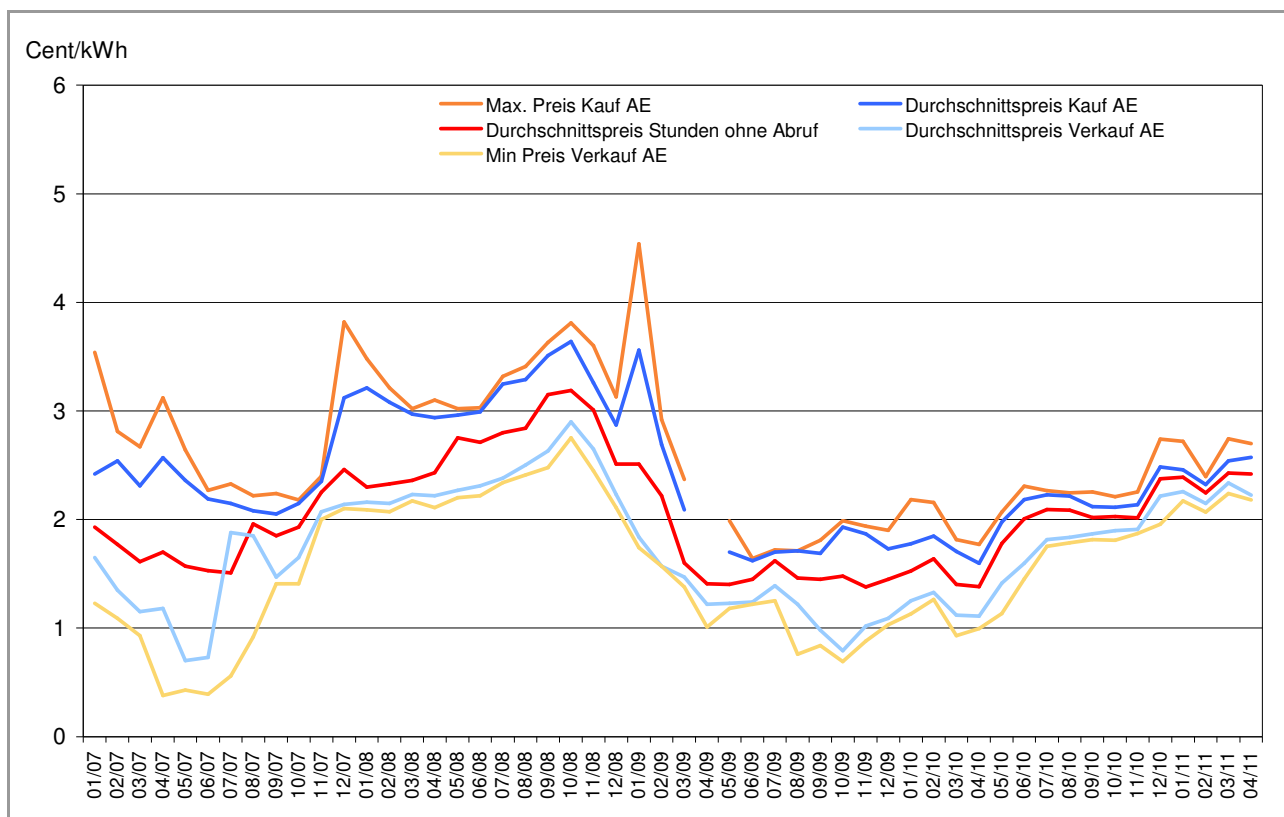


Abbildung 32: Preisentwicklung auf dem Ausgleichsenergiemarkt ⁴³ (Cent/kWh)

Quelle: AGCS

Im Jahr 2010 wurden insgesamt 825.300 MWh physikalische Ausgleichsenergie von den Ausgleichsenergieanbietern für die Regelzone gekauft, d.h. ins Netz eingespeist, und 338.250 MWh physikalische Ausgleichsenergie aus der Regelzone an die Ausgleichsenergieanbieter verkauft, d.h. aus dem Netz ausgespeist. Dies entspricht in Summe einem Anteil von 1,21 % am gesamten Gasverbrauch der Regelzone Ost. Dabei wurde in 20,1 % der Stunden des Jahres 2010 Ausgleichsenergie gekauft und in 9,1 % Ausgleichsenergie aus dem Netz verkauft. Im Großteil der Stunden (70,8 %) nutzte der Regelzonenführer für die Gasflusssteuerung ausschließlich das Linepack des Fernleitungsnetzes, ohne physikalische Ausgleichsenergie abrufen zu müssen.

Abbildung 33 zeigt die monatlichen Abrufmengen von physikalischer Ausgleichsenergie in den Jahren 2009 und 2010. Anders als in den Vorjahren ist im Jahr 2010 eine vorwiegende Unterlieferungssituation der Regelzone Ost festzustellen - ein Trend, der sich auch Anfang 2011 noch fortsetzte und sich erst mit März 2011 än-

⁴³ April 2009 kein Kauf von physikalischer Ausgleichsenergie, daher keine Kaufpreise

derte. Im Vergleich zu 2009 sind im Jahr 2010 die Abrufmengen für den Kauf von Ausgleichsenergie in Summe leicht gestiegen, während sich die Verkaufsmengen halbiert haben.

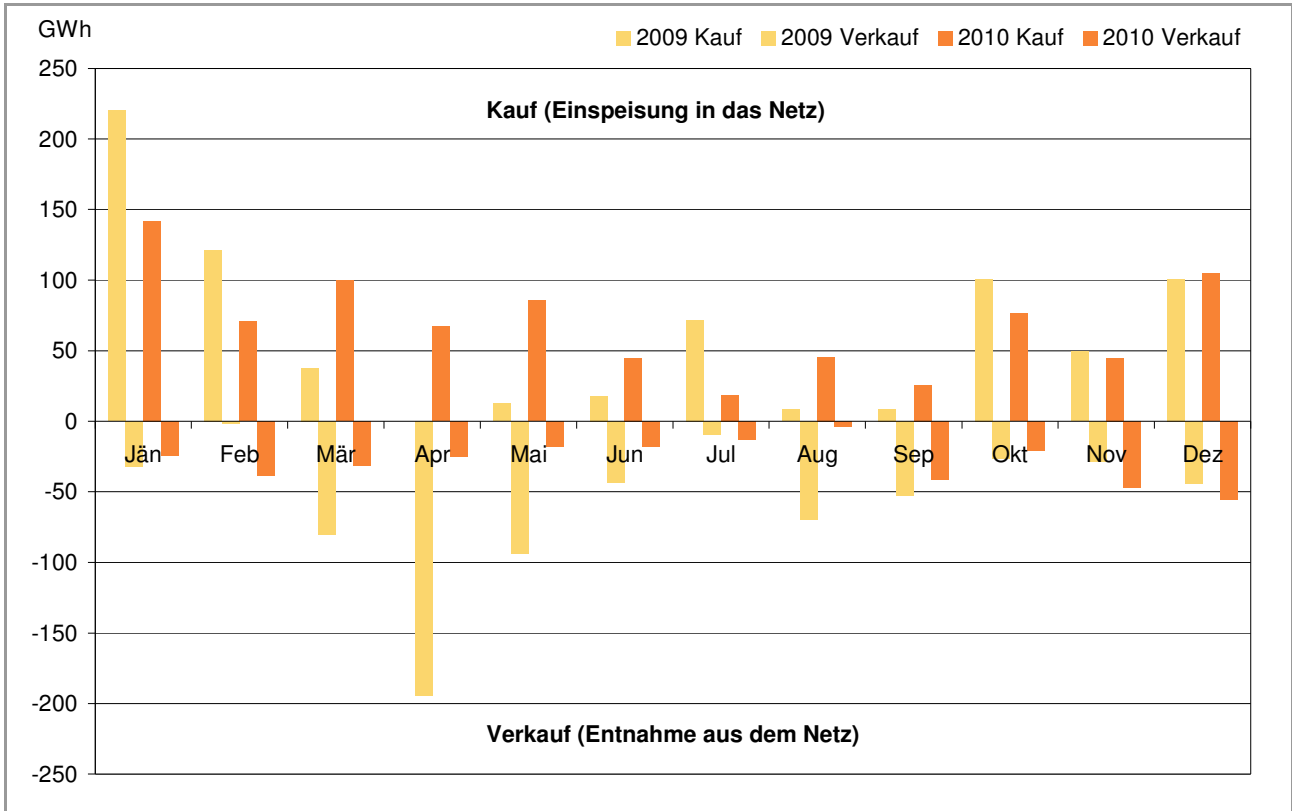


Abbildung 33: Ausgleichsenergiemengen (GWh) 2009 und 2010

Quelle: AGCS

Marktstruktur

- Angebotsstruktur

Die oben beschriebenen Anforderungen an Ausgleichsenergieanbieter schränken den Kreis der Anbieter innerhalb der registrierten Bilanzgruppenmitglieder (österreichische Marktteilnehmer) deutlich ein. Während 42 Gasversorger (Bilanzgruppenmitglieder) im Bilanzgruppensystem der Regelzone Ost registriert sind⁴⁴, gibt es nur 14 registrierte Ausgleichsenergieanbieter, von denen 11 aktiv Ausgleichsenergie anbieten. Dies bedeutet eine gleichbleibende Anzahl von Ausgleichsenergieanbietern im Vergleich zu 2009.

⁴⁴ AGCS: Auflistung der registrierten Versorger, Stand 01.05.2011, www.agcs.at



Aktive Anbieter am Ausgleichsenergiemarkt in der Regelzone Ost sind Ende 2010 CE Gas Marketing & Trading, EconGas, ENOI SPA, ENLOGS, KELAG, RAG, RWE Supply and Trading, Salzburg AG, Steirische Gas Wärme, Terragas und Vitol. Neben der EconGas sind auch KELAG, RAG, RWE S&T und Terragas bedeutende Anbieter am Ausgleichsenergiemarkt. Festzustellen ist, dass auch viele der neuen Marktteilnehmer auf dem österreichischen Gasmarkt als Ausgleichsenergieanbieter auftreten und dabei auch nennenswerte Marktanteile erzielen.

- Nachfragestruktur

Obwohl der Abruf der physikalischen Ausgleichsenergie durch den Regelzonenführer erfolgt, sind die Nachfrager von Ausgleichsenergie die Bilanzgruppen. Auch wenn der Regelzonenführer in sehr vielen Stunden des Jahres das Linepack für die Gasflusssteuerung des Fernleitungsnetzes nutzt und daher keine **physikalische Ausgleichsenergie** abrufen, gibt es in jeder Stunde Abweichungen zwischen den von den Bilanzgruppenverantwortlichen abgegebenen Fahrplänen und dem tatsächlichen Verbrauch der Bilanzgruppen bzw. den tatsächlichen Gasflüssen, die als **bilanzielle Ausgleichsenergie** bezeichnet werden. Die in jeder Stunde anfallende bilanzielle Ausgleichsenergie wird von der Clearingstelle AGCS ermittelt und den kommerziellen Bilanzgruppen verrechnet.

Die Menge an bilanzieller Ausgleichsenergie (Summe der Absolutbeträge der Über- und Unterlieferungen der einzelnen kommerziellen Bilanzgruppen) im Jahr 2010 betrug knapp 4 % des Gesamtverbrauches an Gas in der Regelzone Ost und war damit niedriger als der Wert des Jahres 2009 von 4,5%. Die größte kommerzielle Bilanzgruppe, gemessen sowohl am Verbrauch wie auch am absoluten Volumen der bilanziellen Ausgleichsenergie, stellt dabei EconGas dar. Weitere in der Regelzone Ost aktive kommerzielle Bilanzgruppenverantwortliche im Jahr 2010 waren CE Gas Marketing & Trading GmbH, Centrex Europe Energy & Gas AG, EHA Energie-Handels-GmbH & Co. KG, EnergieAllianz Austria GmbH, Energie AG Oberösterreich Trading GmbH, Energy Logistics and Services GmbH, Energie Ried, Eni S.p.A., GDF Suez, KELAG, Linz Strom, Merrill Lynch Commodities Europa Ltd., MOL, RAG, Salzburg AG, Shell Austria GmbH, Stadtwerke Steyr, Steirische Gas Wärme, Terragas und Tigas. Als Handelsbilanzgruppen, die also nicht unmittelbar Endkunden der Regelzone Ost versorgen, waren Ende 2010 registriert: Central European Gashub AG, ENOI S.p.A., Lumius Gas, RWE Supply and Trading und Verbund. Im Jahr 2009 sind in der Regelzone Ost 3 Bilanzgruppen hinzugekommen, sodass Ende 2010 insgesamt 27 Bilanzgruppen registriert sind.



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 2010 2.689 (2009 3.492), für den Verkauf von Ausgleichsenergie durch die Ausgleichsenergieanbieter 2.314 (2009 1.684). Der Marktanteil der drei größten Anbieter betrug beim Kauf von Ausgleichsenergie 68,7 % (2009 76,8 %), beim Verkauf von Ausgleichsenergie 68,8 % (2009 59,8 %). Zwei dieser drei größten Anbieter für Kauf und Verkauf von Ausgleichsenergie sind im Jahr 2010 nicht ident.

Die Angebotssubstituierbarkeit wird stark durch die bestehenden Speicherverträge und die daraus resultierenden zur Verfügung stehenden Speicherkapazitäten eingeschränkt. Es ist nicht davon auszugehen, dass im jetzigen Marktsystem das Angebot des größten Ausgleichsenergieanbieters zu großem Teil oder vollständig von den anderen Ausgleichsenergieanbietern substituiert werden kann. Ein Ausfall dieses Anbieters kann daher derzeit deutliche Preisauswirkungen mit sich ziehen.

3.1.5 Effektive Entflechtung im Gasbereich

Auf Basis der Entflechtungsbestimmungen der Erdgasbinnenmarkttrichtlinie⁴⁵ sieht das österreichische Gaswirtschaftsgesetz eine buchhalterische, rechtliche und funktionale bzw. organisatorische Entflechtung (Unbundling) des Netzbetriebs (Monopolbereich) von Produktions- und Versorgungstätigkeiten (Wettbewerbsbereich) in vertikal integrierten Unternehmen vor, um einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten und Interessenkonflikte zu vermeiden. Der Nachweis über die Maßnahmen zum Ausschluss diskriminierendes Verhaltens erfolgt gegenüber der Regulierungsbehörde durch den vom Netzbetreiber ernannten Gleichbehandlungsbeauftragten im Zuge eines jährlichen Gleichbehandlungsberichtes. Gemäß § 7 GWG⁴⁶ haben seit 2007 auch die Inhaber von Transportrechten ein Gleichbehandlungsprogramm aufzustellen.

In einem Erkenntnis des Verwaltungsgerichtshofes wurde die bisher in Frage gestellte Anwendbarkeit der Bestimmungen zur funktionalen Entflechtung auf jene vertikal integrierten Unternehmen, die nicht der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung

⁴⁵ Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, ABI 2003 L 176, S 57

⁴⁶ idF BGBl. I Nr. 45/2009



tung unterliegen, weil sie nur höchstens 50.000 Hausanschlüsse aufwiesen oder keine Fernleitung betreiben, dahingehend geklärt, als dass diese „kleinen Erdgasunternehmen“ auch von der Verpflichtung zur funktionalen Entflechtung ausgenommen sind.⁴⁷ Diese Unternehmen sind in der Folge auch nicht verpflichtet, einen Gleichbehandlungsbeauftragten zu benennen, ein Gleichbehandlungsprogramm erstellen und einen Gleichbehandlungsbericht zu übermitteln.

Gleichbehandlungsbericht der E-Control

Der Gleichbehandlungsbericht umfasste für den Berichtszeitraum 2009 folgende Schwerpunkte:

- 1) Aktivitäten des Gleichbehandlungsbeauftragten
- 2) Sicherstellung der Unterscheidbarkeit zwischen Netzbetreiber und integrierten Lieferanten durch den Kunden
- 3) Sicherstellung der vertraulichen Behandlung von wirtschaftlich sensiblen Informationen (Sanktionen, disziplinarische Maßnahmen)

Darüber hinaus sollte von den Gleichbehandlungsbeauftragten ein Ausblick hinsichtlich der geplanten Umsetzungsmaßnahmen in Bezug auf die Bestimmungen des 3. Energieliberalisierungspakets (insbesondere Art 26 Abs 2 lit c, d sowie Abs 3 RL 2009/73/EG) gegeben werden:

- a) Corporate Identity
- b) Ressourcenausstattung (personelle, technische, materielle und finanzielle Ressourcen)
- c) Unabhängigkeit des Gleichbehandlungsbeauftragten.

Im Rahmen des 3. Energieliberalisierungspakets werden Netzbetreiber in ihren Kommunikations- und Markenaktivitäten künftig verpflichtet, dafür Sorge zu tragen, dass eine Verwechslung mit dem konzernverbundenen Lieferanten ausgeschlossen ist.⁴⁸ Darüber hinaus muss der Gleichbehandlungsbeauftragte völlig unabhängig sein und Zugang zu allen Informationen, über die der Verteilernetzbetreiber und etwaige verbundenen Unternehmen verfügen, haben.

Der Fokus im abschließenden Bericht der Regulierungsbehörde richtete sich daher proaktiv auf das Aufzeigen des Umsetzungsgrades der Unterscheidbarkeit im Außenauftreten, wobei vor allem der Internet-Auftreten von vertikal integrierten Unter-

⁴⁷ VwGH 8.10.2010, 2009/04/0174-6

⁴⁸ Vgl. Art 17 Abs 4 (ITO) und Art 26 Abs 3 RL 2009/73 (Verteilernetzbetreiber)



nehmen und Netzbetreibern, öffentlich verfügbare Kontakt- und Firmendaten u.a. (Kundenzentren, Markenpolitik), sowie die in der Schlichtungsstelle der ECG eingelangten Beschwerden hinsichtlich dem Gebot der Gleichbehandlung analysiert wurden.

Kontaktdaten, Webauftritt und Kundenzentren

Während einige wenige Netzbetreiber die Kontaktdaten auf deren Homepage entsprechend den Grundsätzen der Gleichbehandlung und Transparenz anführen, weisen die Websites anderer Netzbetreiber erhebliche Mängel auf, wie zum Beispiel:

- Es ist nicht erkennbar, ob die angeführte Ansprechstelle für Netz- oder Energielieferangelegenheiten zuständig ist.
- Diskriminierung von Kunden hinsichtlich der online Rechnungslegungsmöglichkeit, wenn kein Liefervertrag mit dem vertikal integrierten Unternehmen besteht, sondern nur mit dem Netzbetreiber.
- Die Info-Hotline Nummer des Netzbetreibers und des vertikal integrierten Unternehmens ist identisch.
- Die Webadresse des Netzbetreibers enthält den Wortlaut des Firmennamens des vertikal integrierten Unternehmens.

Generell merkt E-Control an, dass ein Verweis von der Website eines Netzbetreibers auf jene des verbundenen Lieferanten aus Gleichbehandlungssicht jedenfalls problematisch ist. Umgekehrt ist jedoch ein Verweis von der Konzernseite auf die Website des Netzbetreibers wünschenswert und sinnvoll. Hier ist allenfalls darauf zu achten, dass dabei alle Netzgebiete, in denen der Versorger tätig ist, eingeschlossen sind.

Hinsichtlich der derzeit sehr unterschiedlichen Organisation der Kundenzentren (geführt vom vertikal integrierten Unternehmen bzw. gemeinsam mit diesem) wird im Rahmen der Umsetzung des 3. Energieliberalisierungspakets im Einzelfall anhand der organisatorischen Ausgestaltung zu prüfen sein, ob eine Verwechslungsgefahr besteht. Darüber hinaus ist die Bearbeitung von Angelegenheiten des Netzbetriebs und der Versorgung durch dieselben Kundendienst-Mitarbeiter jedenfalls geeignet, Verwechslungen zu verursachen und ist daher aus Sicht der E-Control auch mit dem Erfordernis der ausreichenden personellen Ausstattung von Netzbetreibern nicht vereinbar.



Markenpolitik

Bei der Beurteilung der Verwechslungsgefahr von Zeichen, die vom Netzbetreiber und vom Versorger bzw. vertikal integrierten Unternehmen verwendet werden, greift E-Control auf die Grundsätze des Marken- und Kennzeichenrechts zurück. Verwechslungsgefahr ist danach insbesondere dann gegeben, wenn der Gebrauch von Zeichen, Abbildungen, Namen, Buchstaben, Zahlen, Formen und Aufmachungen geeignet ist, einen Irrtum über die Zuordnung zu einem bestimmten Unternehmen hervorzurufen, also die Öffentlichkeit glauben könnte, dass die betreffenden Waren oder Dienstleistungen aus demselben Unternehmen stammen.

Vor allem bei den Logos ist die Verwechslungsgefahr generell als hoch einzustufen, wie eine Analyse der Firmenbezeichnungen und verwendeten Bildmarken (Logos) zeigt.

In den meisten Fällen besteht starke Ähnlichkeit zwischen dem vertikal integrierten Unternehmen bzw. Lieferanten und dem Netzbetreiber. Auch ist die Verwendung von Logos nicht immer einheitlich, so findet man etwa auf Dokumenten des Netzbetreibers bisweilen das Konzernlogo statt dem eigenen Logo. Die meistverwendete Unterscheidungsform zum Konzern ist der Zusatz „Netz“ oder „Gasnetz“, welchem zumindest eine gewisse Unterscheidungskraft zukommt.

Insgesamt besteht erheblicher Anpassungsbedarf, um die Vorgaben des 3. Energieliberalisierungspakets zum Ausschluss von Verwechslungen in Bezug auf die Identität der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens zu erfüllen.

Auch für Speicherunternehmen und insbesondere für Fernleitungsnetzbetreiber sieht das 3. Energieliberalisierungspaket, das mit 3. März 2011 umzusetzen ist, verschärfte Entflechtungsregeln vor.⁴⁹

Ausblick - Entflechtung gemäß dem 3. Richtlinienpaket

- Fernleitungsnetzbetreiber

Im 3. Energieliberalisierungspaket gibt es den Begriff der Inhaber von Transportrechten nicht mehr, sondern vielmehr unterliegen diese Unternehmen dem Begriff des Fernleitungsnetzbetreibers. Der Fernleitungsnetzbetreiber muss in Zukunft zwischen der eigentumsrechtlichen Entflechtung (OU), einem Independent System Operator (ISO), einem Independent Transmission Operator (ITO) und einer wirksameren Unabhängigkeit als Independent Transmission Operator (ITO+) wählen. Aus heutiger Sicht sind die Hauptkriterien für die Umsetzung des 3. Energieliberali-

⁴⁹ Art 9 ff RL 2009/73/EG



sierungspaketes bei den Fernleitungsunternehmen die Assets, das Personal und die Eigentümerfrage.

- Speicherunternehmen

Für Speicherunternehmen gilt gemäß 3. Paket die gesellschaftsrechtliche Entflechtung, d.h. Speicheranlagenbetreiber, die Teil eines vertikal integrierten Unternehmens sind, müssen hinsichtlich der Rechtsform, Organisation und der Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeiten sein, die nicht mit der Fernleitung, Verteilung und Speicherung zusammenhängen.

Positiv ist in diesem Zusammenhang zu erwähnen, dass einige Speicherunternehmen bereits vor in Kraft treten des 3. Pakets eine eigene Speichergesellschaft gegründet haben.



3.2 Entwicklung des Wettbewerbs auf dem österreichischen Gasmarkt

3.2.1 Aufbringung und Verwendung

Tabelle 8 zeigt in tabellarischer Form wesentliche Indikatoren für den Erdgasmarkt in Österreich für 2010. Der gesamte Gasverbrauch betrug im Jahr 2010 102.0162 GWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 11,4% gestiegen.

Der gesamte Gasverbrauch betrug im Jahr 2010 102.0162 GWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 11,4% gestiegen.

Im- und Exporte sind leicht zurückgegangen. Aufgrund des Lieferausfalls von russischem Erdgas im Januar 2009 sind die Speicherbewegungen (vor allem Einspeicherung) in 2010 wieder auf dem Niveau der Vorjahre und daher deutlich geringer als 2009. Die inländische Produktion ist mit 3,4% leicht angestiegen.

Tabelle 8: Bilanz der Gaswirtschaft für 2010

	Mio m3 (2010)	GWh (2010)	Veränderung zu 2009
Importe	37.247	416.794	-1,4%
Produktion	1.716	19.202	+3,4%
Speicherentnahme	3.425	38.322	+2,8%
Export	30.114	336.977	-0,4%
Speichereinpressung	2.716	30.388	-27,7%
Eigenverbrauch, Verluste, Netzverluste; Stat. Differenz	441	4.937	-
Abgabe an Endkunden	9.117	102.016	+11,4%
Maximaler Tagesverbrauch	48,5	542,4	+6,0%
Minimaler Tagesverbrauch	8,8	98,6	+13,5%

Quelle: E-Control Austria



Entwicklung von Erdgasangebot und -nachfrage in Österreich im Jahr 2010

Erdgasangebot und -nachfrage in Österreich in 2010 sind in Abbildung 34 dargestellt.

Auf der Verbrauchsseite (Nachfrage, im negativen Saldo) zeigt deutlich die Variation im Verbrauch zwischen Sommer und Winter und die saisonale Verwendung von Erdgaslagerstätten. Angebotsseitig (Angebot, im positiven Saldo) werden diese Variationen im Verbrauch durch Anpassungen im Import, aber auch vor allem durch Entnahme aus dem Speicher bedient. Die Eigenproduktion von Erdgas blieb daher das ganze Jahr über relativ konstant. Die Daten in Abbildung 34 unterstreichen daher deutlich die Bedeutung von Speicher als saisonales Flexibilitätsinstrument.

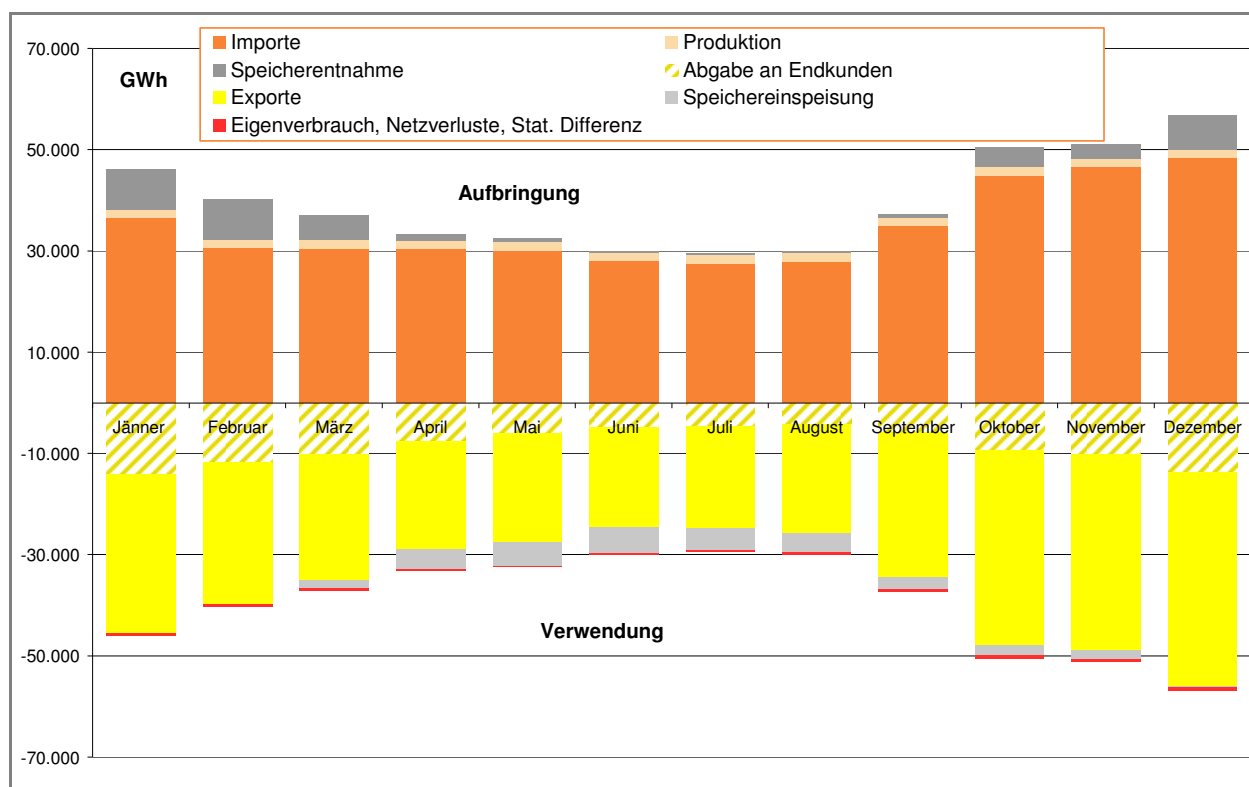


Abbildung 34: Erdgasangebot und Nachfrage in Österreich, 2010

Quelle: E-Control



3.2.2 Großhandelsmarkt Gas⁵⁰

Das Angebot am Großhandelsmarkt besteht aus Inlandsproduktion, Importen auf der Basis von langfristigen Verträgen, Importen von anderen Hubs und dem Gasangebot am CEGH.

Der Großhandel findet auf zwei Stufen statt: Auf der ersten Handelsstufe werden große Weiterverteiler und Gasgroßhändler direkt von ausländischen Produzenten (außerhalb der EU) beliefert. Auf der nächsten Handelsstufe beschaffen große Weiterverteiler im Inland von Gasgroßhändlern, inländischen Gasproduzenten und am Hub. Wesentlicher Unterschied sind die größeren Vertragsvolumen und ein höheres Geschäftsrisiko bei der direkten Beschaffung im Ausland (außerhalb der EU) auf der ersten Stufe.

Großhandelsmarkt 1. Stufe: Import von ausländischen Produzenten

Anbieterstruktur

Seit 1968 importieren österreichische Gasunternehmen von ausländischen Produzenten. Wesentliche Bezugsquellen sind Russland (Gazprom Export) und Norwegen (Statoil, Hydro Gasproduzenten). Der Import erfolgt ausschließlich über Transportleitungen.

Basis der Importe aus Russland und Norwegen⁵¹ sind langfristige Take or Pay Verträge zwischen den Produzenten und österreichischen Importeuren. Die Verträge mit Gazprom Export sind 2006 umgestaltet und erneuert worden und laufen bis 2027⁵². Econgas⁵³ und die Handelstochter der Gazprom, GWH haben jeweils langfristige Verträge mit Gazprom Export abgeschlossen.

⁵⁰ Defined as covering any transaction of gas between market participants other than final end-use customers.

⁵¹ Vgl. Troll on stream; The story and its perspectives, Peter Mellbye Statoil, Norway, ONS CONFERENCE 1996 27-30 AUGUST STAVANGER. NORWAY, 12 ;
http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/077/28077460.pdf.

⁵² http://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20060929_OTS0015/omv-und-gazexport-verlaengern-gasliefvertraege-bis-2027

⁵³ Vgl. Gazprom Pressemitteilung vom 29.09.2006;
<http://www.gazprom.com/press/news/2006/september/article63579>.

Auch die Verträge mit norwegischen Gasproduzenten sind nach der Liberalisierung und der damit notwendigen Auflösung der Einkaufsgemeinschaft Austria Ferngas (AFG)⁵⁴ neu gestaltet worden, Details sind allerdings nicht bekannt.

Auch aus Deutschland wird importiert; allerdings deutlich geringere Vertragsmengen als aus Russland und Norwegen; zudem ist der Import nicht mit dem gleichen Risiko verbunden. Daher werden diese Handelsmengen zur 2. Marktstufe gezählt. Abbildung 35 zeigt, dass die Importe aus Deutschland seit 2008 an Bedeutung gewonnen haben. Der Anteil von Gazprom Export hat jedoch leicht abgenommen und lag 2010 knapp unter 70%.

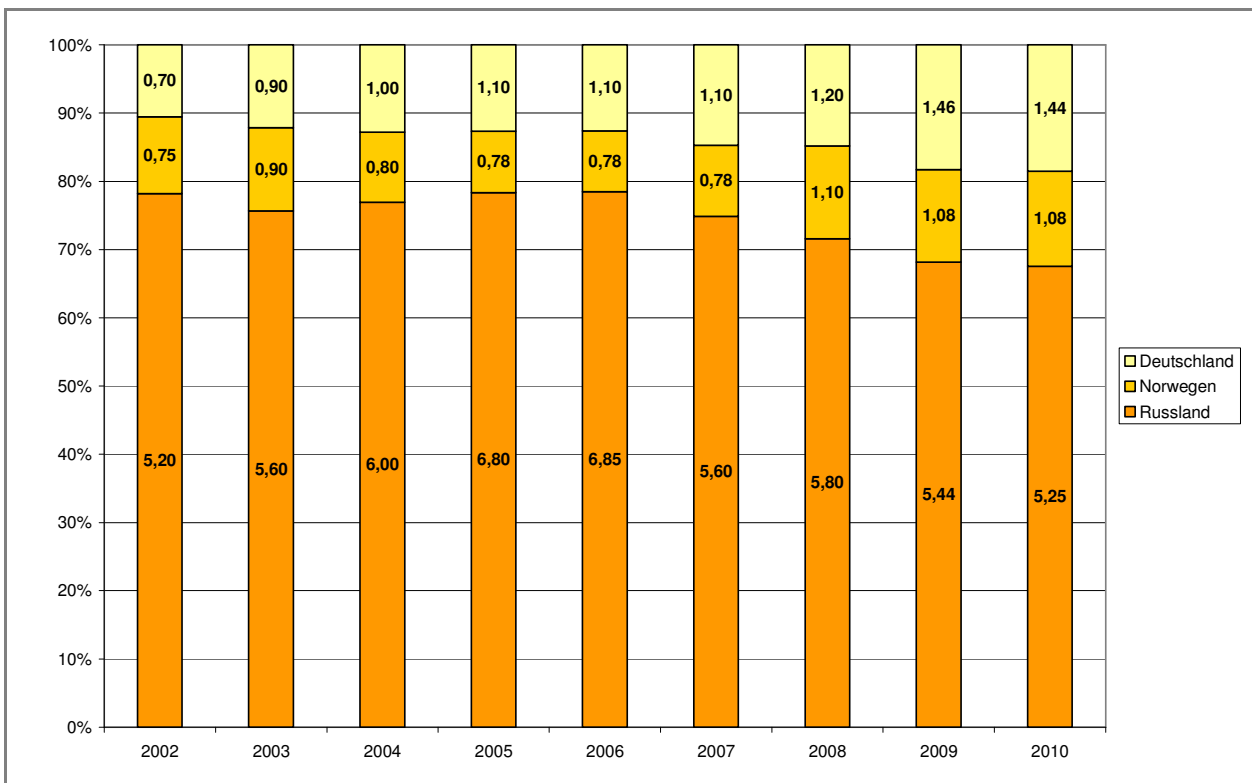


Abbildung 35: Importstruktur nach Österreich von 2002 bis 2010

Quelle: BP Statistical Review of World Energy 2011, S. 29

⁵⁴ Mit der Marktöffnung im Jahr 2002 und Entstehung des Gas-zu-Gas-Wettbewerbs und damit einer Konkurrenzsituation der AFG-Gesellschafter war die gemeinsame Beschaffung nicht mehr möglich. Vgl. Bericht des Rechnungshofs, Bund 2007/04 Band 2 - Wiedervorlage von Bund 2003/04 - 19.04.2007, Wirkungsbereich des BMWA, Auswirkungen des Gaswirtschaftsgesetzes auf die Austria Ferngas GmbH, 144, <http://www.rechnungshof.gv.at/berichte/ansicht/detail/auswirkungen-des-gaswirtschaftsgesetzes-auf-die-austria-ferngas-gmbh.html>.



Nachfragestruktur

Langfristige Verträge mit den ausländischen Produzenten haben Eongas, GWH und Centrex, sowie mit geringen Vertragsmengen auch STGW, EIS und Kelag. Größter Nachfrager ist Eongas-

Großhandel auf der 2. Marktstufe: Belieferung großer Weiterverteiler

Anbieterstruktur

Anbieter sind die inländischen Gasproduzenten, das GWH, ein Tochterunternehmer der Gazprom sowie Händler am CEGH und an den anderen europäischen Hubs.

→ **Inlandsproduktion**

Erdgasvorkommen und -förderstätten befinden sich in Niederösterreich, Wien und Oberösterreich.⁵⁵

Produzenten sind OMV Austria Exploration und Production, ein Geschäftsbereich der OMV AG und RAG AG. Die Gasförderung ist nach einem Hoch in 2003 gesunken, aber im Vergleich zu 2009 wieder gestiegen und lag 2010 bei 1,7 Mrd. m³, ein Anstieg im Vergleich zum Vorjahr von 7,8%.⁵⁶

Der Anteil der OMV Austria E&P hat sich seit 2002 erhöht und betrug 2010 87%. Dies ist im Wesentlichen auf die starke Reduktion der RAG Förderung in Österreich zurückzuführen. Diese Mengen werden z.T. über langfristige Verträge verkauft, über die Vertragskonditionen gibt es keine Informationen.

→ **Gasangebot über langfristige Verträge**

Die Handelstochter der Gazprom Export, GWH, verkauft Gasmengen an große Weiterverteiler in Österreich, das sind STGW, EIS und Kelag. Auch die Gasproduktion der OMV E&P wird über langfristige Verträge vertrieben.

→ **Gasangebot am CEGH**

Der 2001 gegründete CEGH ist an den Schnittpunkten mehrerer Transportleitungen errichtet worden (Eustream, WAG, TAG, MAB, HAG, OMV Netz, Verbindung zur RZ Ost). Nach dem Abschluss des IPA wurde im Dezember 2009 an zwei Handelspunkten (Baumgarten und Oberkappel) der Spotmarkt (Börse), im Dezember 2010 der

⁵⁵ http://www.gaswaerme.at/beg/themen/index_html?uid=2662

⁵⁶ Erdöl- und Erdgasdaten 2010 (Österreich und weltweit), Zusammenfassung des „GBA-Erdölreferates 2002“, http://www.geologie.ac.at/pdf/Erdoelreferat/erdoelref_2010.pdf



Terminmarkt eröffnet. Zu diesem Zweck wurden vom Anteilseigner OMV Gas & Power GmbH die CEGH Exchange und die CEGH OTC gegründet. Das Clearing an der Börse wird von ECC (European Commodity Clearing AG) durchgeführt. Am 17.6.2010 hat die Wiener Börse sich mit 20% am CEGH beteiligt, die geplante und angekündigte Beteiligung der Gazprom ist nach wie vor offen.

Um am CEGH handeln zu können, muss man Mitglied werden. Am CEGH sind 126 Mitglieder, davon sind 100 Mitglieder im Handel aktiv.⁵⁷ Von den als Bilanzgruppenmitglieder registrierten Gasgroßhändlern sind alle am CEGH registriert. Die gehandelten Mengen am CEGH (TTF) haben sich seit Beginn der Veröffentlichung der Daten in 2006 um mehr 280% erhöht; die Umschlagshäufigkeit liegt bei ca. 3. Im Vergleich zum Vorjahr 2009 haben sich die Handelsmengen um 50% erhöht. Ca. 30% der Gasmengen (physikalischer Durchfluss), die 2010 importiert wurden, wurden über den CEGH gehandelt (OTC und Börse).

Am CEGH hat sich in den letzten 3 Jahren ein liquider OTC Day Ahead Markt entwickelt.⁵⁸ Die Liquidität von Terminprodukten ist dagegen noch gering. Auch an der Börse haben die Handelsvolumen am Spotmarkt zugenommen, die Handelsmengen im Terminmarkt sind sehr gering. Im Vergleich zu den OTC Handelsmengen sind auch die gehandelten Spotmengen an der Börse weiterhin unter 1%.

Genauere Daten zur Anbieterstruktur am CEGH sind nicht bekannt. In den täglichen Analysen von Informationsdiensten (z.B. European Spot Gas Markets von ICIS Heren) wird erwähnt, dass es nur eine geringe Anzahl von Verkäufern am CEGH gibt, dagegen aber eine große Anzahl von Nachfragern, inkl. Italienischer Händler.

Gasbeschaffung am NCG und TTF

In Kontinentaleuropa wird der niederländische TTF als liquidester Hub eingestuft, da nicht nur Day ahead Produkte, sondern auch Terminprodukte wie Month Ahead und Year Ahead regelmäßig gehandelt werden.⁵⁹ Auch am NCG haben sich die Handelsmöglichkeiten verbessert.

Anbieter am TTF und NCG sind vor allem nordeuropäischen Gasproduzenten und Gasgroßhändler. Über die Transportleitungen nach Großbritannien (z.B. BBL zwischen Großbritannien und Niederlanden) besteht auch die Möglichkeit, LNG Liefere-

⁵⁷

http://www.ceghotc.com/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/Downloads/OTC/CEGH_mTTvolume.pdf&t=1304431950&hash=4ba78462a0c990902a0847d1808d3e31

⁵⁸ Vgl. European Gas Hub Report, ICIS Heren, Update Quarter 1/2011, S. 16

⁵⁹ Vgl. European Gas Hub Report, ICIS Heren, Update Quarter 1/2011, S. 5



rungen nach Kontinentaleuropa weiterzuleiten. Zudem soll 2011 ein LNG Terminal in Rotterdam mit einer Kapazität von 12 Mrd. m³ eröffnet werden.⁶⁰ Auch Econgas/OMV sind an diesem Terminal zu 5% beteiligt.

Die Anbieterstruktur an den Hub TTF und NCG ist damit deutlich diversifizierter als am CEGH.

Nachfragestruktur am Zwischenhandelsmarkt Gas⁶¹

Der Großteil der Gasbeschaffung der österreichischen großen Weiterverteiler erfolgt auf der Basis von langfristigen Verträgen. Neben der STGW, Kelag und EIS sind auch weitere Händler als Nachfrager aktiv; z.B. die am CEGH registrierten Händler.

Auf der Käuferseite kann von einer geringen Marktkonzentration ausgegangen werden.

Beschaffung am NCG und TTF

Die österreichischen Großhändler sind auch am NCG als Händler registriert, darunter Econgas, Kelag, Salzburg AG.⁶² Die Handelsmengen am NCG sind 2009 und 2010, vor allem in den Wintermonaten deutlich angestiegen. Handel ist OTC und an der Börse möglich (EEX, APX/Endex). Über die Marktanteile am Handel sind keine Daten verfügbar.

Am TTF sind von den in Österreich tätigen Händlern Econgas, CE Gas Marketing & Trading GmbH, GDF Suez, Goldgas, Wingas und RWE Supply and Trading als Händler registriert.⁶³

Die Importdaten zeigen deutlich, dass in 2009 und 2010 deutlich mehr Mengen aus Deutschland importiert worden sind – dies deutet auf einer stärkere Nutzung der Handelsplätze NCG und TTF durch die österreichischen Händler hin.

⁶⁰ Vgl. http://www.gate.nl/pagina.php?parent_id=2&pagina_id=7

⁶¹ Vgl. Rechnungshofbericht: Auswirkungen des Gaswirtschaftsgesetzes auf die Austria Ferngas GmbH
http://www.rechnungshof.gv.at/fileadmin/downloads/2007/berichte/teilberichte/bund/Bund_2007_04/Bund_2007_04_Bd2_11.pdf

⁶² http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xbcr/SID-013F7DB2-0BDED89C/ncg/Handelsteilnehmer_September_2010neue_Liste_nach_Umfirmierung_EGT.xls

⁶³ http://www.gastransportservices.nl/en/shippers/our_services/ttf_gas_exchange



Entwicklung der Gasgroßhandelspreise

Entwicklung der Preise an den kurzfristigen Handelsplätzen

Seit Ende 2008 ist eine Phase des Überangebots an den Spotmärkten zu beobachten. Die Spotpreise an den Hubs sind mit Beginn der Wirtschaftskrise 2008/2009 aufgrund eines kurzzeitigen Nachfrageeinbruchs deutlich gesunken. Zudem sind die USA von einem Import- zu einem Exportland durch die steigende inländische Shale gas Produktion geworden, bereits für den Export in die USA erbaute LNG-Verflüssigungsanlagen, die sehr kapitalintensiv waren, drohten leer zu stehen. Daher sind LNG Mengen nach Europa, vor allem nach Großbritannien umgeleitet worden.

Für die Preisentwicklung am CEGH ist vor allem der NCG maßgeblich, durch die direkte Verbindung über die WAG und MEGAL. Vor allem in den Sommermonaten, wenn die WAG Engpässe in Richtung Deutschland-Österreich vorweist, sind Preisunterschiede erkennbar, die über die Transportkosten zwischen den Hubs hinausgehen. Die Preisbildung am NCG wird dagegen von den Preisentwicklungen am TTF, aber auch NBP beeinflusst.

Abbildung 36 zeigt die Preisentwicklungen der OTC-Preise für Day Ahead Produkte am TTF seit Mitte 2008 bzw. NCG und CEGH in 2010 und der 1. Hälfte 2011. Nach dem deutlichen Rückgang in 2009 und Anfang 2010 sind die Preise 2010 ab dem 2. Quartal wieder angestiegen. Im Dezember 2010 und Januar 2011 kam es aufgrund kälterer Temperaturen und einer höheren Nachfrage zu einer deutlichen Preissteigerung. Die Preisunterschiede zwischen TTF und NCG sind gering, aber die Preisunterschiede zwischen CEGH und NCG/TTF sind im Sommer 2010 deutlich angestiegen und betragen zeitweise bis zu 5 Eur/MWh. Dies ist vor allem auf die Schließung der Transitgas, der Verbindungsleitung zwischen Deutschland und Italien über die Schweiz zurückzuführen. Die Spotpreise an der Börse (Abbildung 37) zeigen die gleiche Entwicklung.

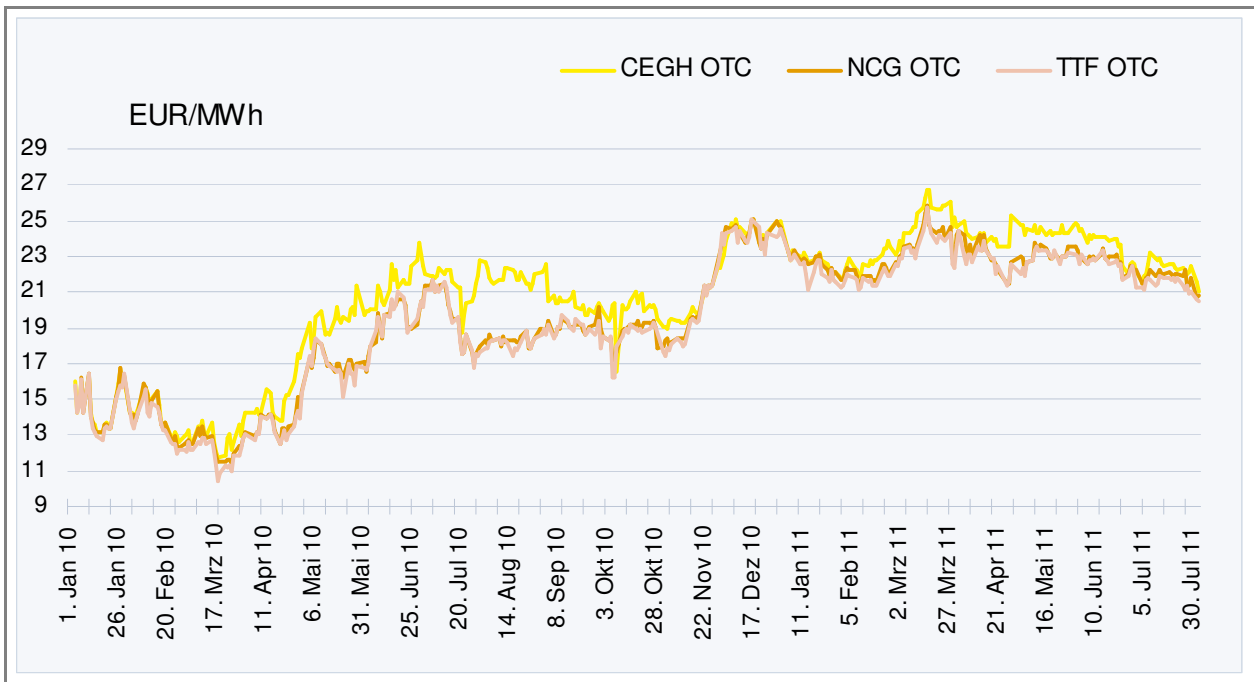


Abbildung 36: Preisentwicklung der DA Produkte am TTF, NCG und CEGH 2010/1. Halbjahr 2011

Quelle: ICIS Heren

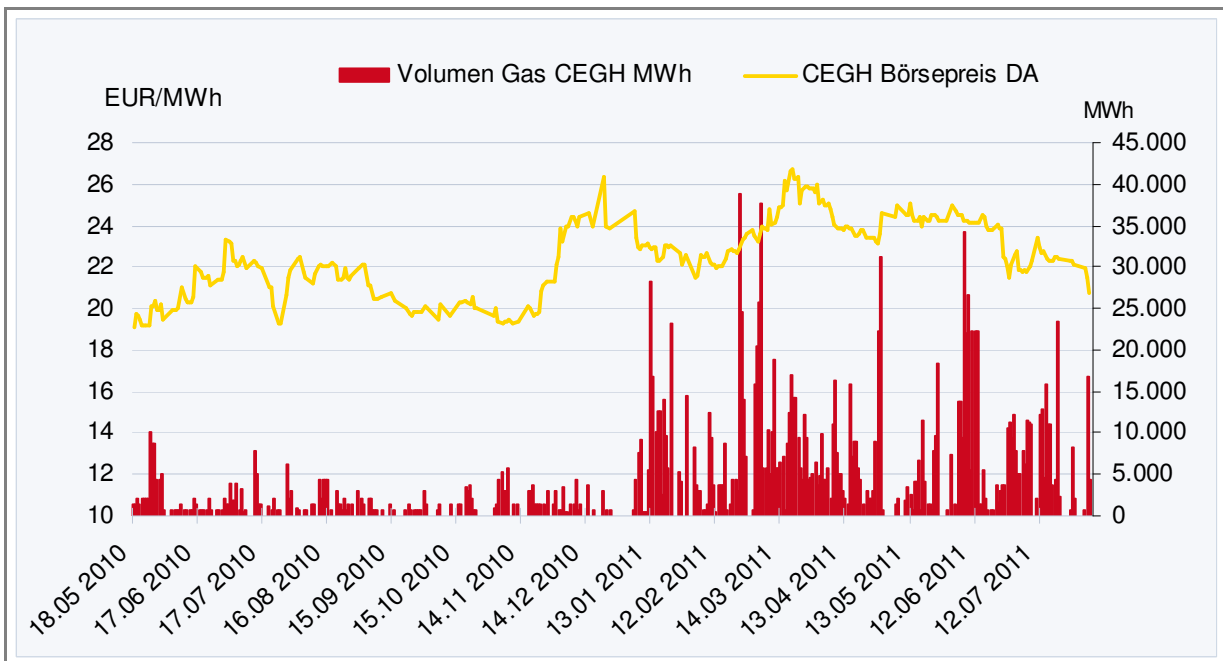


Abbildung 37: Entwicklung der Handelsmengen und Preise am Spotmarkt der Börse CEGHEX

Quelle: CEGHEX

Bei den Terminprodukten zeigt sich, dass die Preise für 2010 im Vergleich zu 2009 deutlich gesunken sind (Abbildung 38): Wer ein Jahr im voraus (12 Monate bis 0 Monate im voraus) am TTF Year Ahead Produkte für das darauffolgende Jahr einkauft hat, hat ca. 40% weniger gezahlt. Für 2011 ist mit einer Preissteigerung zu rechnen. Die Terminpreise für 2010 lagen unter den Importpreisen, zeitweise deutlich.



Abbildung 38: Entwicklung der Year Ahead Preise am TTF von 2008-2010

Quelle: Energate

Entwicklung der Importpreise in Österreich

Der Gasimport basiert im Wesentlichen auf langfristigen Verträgen zwischen inländischen Gasgroßhändler und Gasproduzenten. Bekannt ist, dass Eongas, STGW, Kelag und Salzburg AG (EIS) langfristige Verträge mit Gasproduzenten haben, STGW, Kelag und EIS allerdings nur geringere Mengen mit norwegischen Produzenten.

Die Gaspreisbildung in den „traditionellen“ langfristigen Verträgen basiert auf dem Prinzip der Anlegbarkeit, bei dem die nächstgünstigste Möglichkeit der Bedarfsde-



ckung berücksichtigt wird.⁶⁴ Konkret bedeutet diese, dass bei einem Vertrag zwischen Gasproduzenten und Weiterverteilern deren Absatzportfolio (Kundengruppen: Haushalte, Industriekunden, Kraftwerke) und die dort stärkste Konkurrenzenergie zunächst in die Berechnung des Basispreises P_0 , aber auch in die Preisgleitklausel, durch die der Basispreis angepasst wird, eingeht.

Der Gaspreis in den langfristigen Verträgen ist also nicht von Angebot und Nachfrage auf dem Gasmarkt, sondern im Wesentlichen von den Marktgegebenheiten auf den Ölmärkten bestimmt.

Die von Stastitik Austria erhobenen Importpreise enthalten die Kosten der Importe nach Österreich – damit auch die die Preise in den Verträgen mit deutschen Händlern. Nach einer Phase der Preisrückgangs bis März 2004 sind die Importpreise in Österreich⁶⁵ im Vergleich zum Januar 2001 zum Teil deutlich angestiegen, im Oktober 2008 – vor der Wirtschaftskrise - waren sie 100% höher als im Januar 2001. Nach einem starken Rückgang der Ölpreise in 2008 von über 100\$ Dollar pro Barrel sind auch die Importpreise für Gas deutlich gesunken. Nach moderater Preisanstiegen bei Öl in 2009 und 2010 steigen die Ölpreise seit Ende Januar 2011 mit dem Beginn der Revolution in Ägypten, der Unruhen in Libyen und der Erdbebenkatastrophe in Japan wieder an – und damit auch die Gasimportpreise.

⁶⁴ Vgl. Claus Bergschneider, Ralf Schumacher; Langfristige Gaslieferverträge: Wurzeln und Entwicklungsperspektiven, in emw, Heft 2/2004, S. 13

⁶⁵ Die Importstatistik umfasst alle Importe ab einem Wert von 30.000 Euro und enthält nicht nur Lieferungen aus langfristigen Verträgen, sondern auch Gasmengen, die am NCG oder TTF gekauft werden.

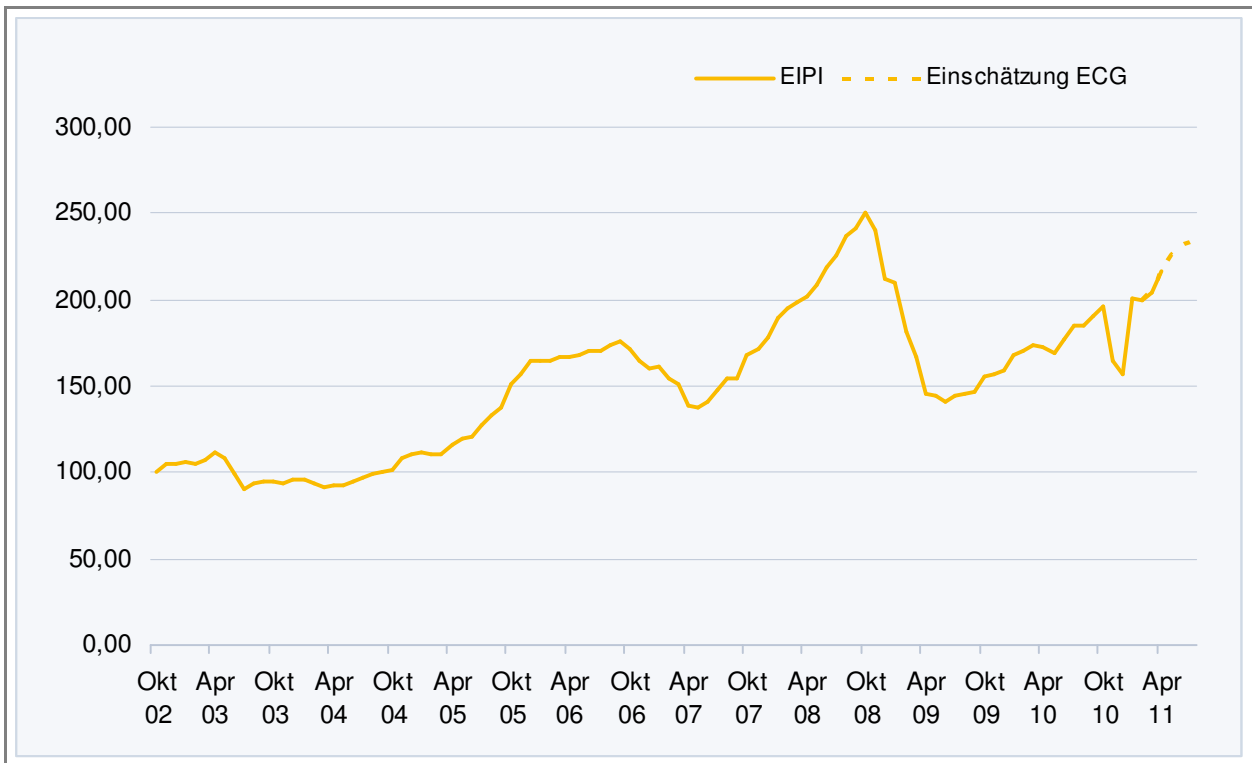


Abbildung 36: Entwicklung der Importpreise Gas 2002 bis 2011, 10/2002=100

Quelle: Statistik Austria, eigene Berechnungen E-Control Austria

Auch 2010 ist als Ergebnis des Gasüberangebots in 2009 ein zweigleisiges, zum Teil gegenläufiges Preisbildungssystem im europäischen Gasgroßhandel (auf beiden Stufen) zu beobachten:

1. Die Preise auf den Spot- und kurzfristigen Terminmärkten an den Hubs sind vor allem von der aktuellen Versorgungslage abhängig: Unterbrechungen in den Transport- und Speicherflüsse sowie LNG-Lieferungen haben unmittelbaren Einfluss auf die Preisentwicklung. Die Preise an den Hubs gingen 2009/2010 deutlich zurück.
2. Die Preise für die langfristigen Verträge werden im Wesentlichen durch die Ölpreisentwicklung beeinflusst. Daher gingen sie auch zunächst wegen der Wirtschaftskrise zurück, steigen seit Mitte 2009 aber wieder an.
3. Damit ist auch eine zeitweise Entkoppelung von Gasspotpreisen und Gaspreisen aus den langfristigen Verträgen und damit auch von Ölpreisen zu beobachten. Auch wenn in den letzten Monaten eine Wiederankopplung stattgefunden hat (beide Preise sind gestiegen), ist jedoch offen, auf welchem Preisunterschiedsniveau diese bleiben wird: Auch wenn sich die Gaspreise aus den langfristigen



Verträgen in die gleiche Richtung wie die Spotpreise bewegen, können sie dennoch aufgrund des Preisunterschiedes für die etablierten Händler Verluste bedeuten.

Der Preisverfall an den Hubs in 2009/2010 hat für die Käufer wesentliche wirtschaftliche Nachteile gehabt: Durch die hohen Abnahmeverpflichtungen von ca. 80% und dem gleichzeitigen Rückgang der Gasnachfrage bzw. Verlust von Kunden an neue Anbieter, die über Hubs beschaffen, sehen sich die Käufer mit hohen Verlusten konfrontiert: Eon Ruhrgas, Gazproms größter Kunde mit einem Gasbezug von ca 18 Mrd. m³, geht von 1 Mrd Euro Verlust für 2011 aus.⁶⁶ Zum Teil konnten Abnahmemengen in die kommenden Jahre verschoben werden, aber aufgrund des anhaltenden Überangebots hat dies auch keine wesentliche Erleichterung für die Kunden gebracht. Es gibt daher von Seiten der Käufer Bestrebungen, die langfristigen Verträge umzugestalten.⁶⁷

Nach Angaben der Gazprom soll Eon Ruhrgas um eine 100% Indexierung der Gaspreise in den Langfristverträgen an den Spotpreisen angefragt haben.⁶⁸ Dies wurde jedoch von Gazprom Export abgelehnt, die Verhandlungen zwischen EON Ruhrgas und Gazprom Export sind noch nicht abgeschlossen.⁶⁹ Falls keine Einigung erreicht wird, kann ein Schiedsgericht angerufen werden und entscheiden.

Neben EON Ruhrgas, Wingas und GDF Suez haben weitere Importeure wie die niederländische Gasterra erreichen können, dass ein Teil der Gazprom Export Vertragsmengen an die Spotpreisentwicklung angebunden wird.⁷⁰ Gazprom soll dabei in der Regel bereit sein, 10% -16% der Vertragsmengen an die Spotpreisentwicklung zu binden.

Zu den Importeuren, die eine Preisreduktion bei Gazprom erhalten haben, gehören auch ENI, EGL, und Econgas sowie GWH, der Vorlieferant der STGW, Salzburg AG und Kelag.⁷¹

⁶⁶ Vgl. Dow Jones Deutschland von 9.3.2011, <http://www.dowjones.de/site/2011/03/eon-sieht-gewinn-2011-um-bis-zu-ein-drittel-schrumpfen.html>

⁶⁷ Vgl. Morten Frisch, Current European Gas Pricing Problems: Solutions Based on Price Review and Price Re-Opener Provisions, Centre for Energy, Petroleum & Mineral Law & Policy, International Energy Law and Policy Research Paper Series, Working Research Paper Series No. 2010/03, S. 15

⁶⁸ Vgl. ESGM, 21.2.2011, Argus Gas Connections, 24.2.2011, S. 1

⁶⁹ Vgl. Energate, 20.5.2011

⁷⁰ Vgl. ESGM, 21.2.2011

⁷¹ Vgl. ESGM, 21.2.2011, Argus Gas Connections, 24.2.2011, S. 1



Tabelle 9 zeigt eine Auflistung der Entwicklung der Vertragsklauseln und Preisbildungsmechanismen in Europa in den Verträgen mit Gazprom Export.

Tabelle 9: Entwicklung der Vertragsklauseln und Preisbildungsmechanismen in Europa der Gazprom Export

Gazprom: evolution of contract provisions and pricing mechanisms in Europe	
Buyers' demands for price reviews and contract adjustments following "significant market changes"	E.ON Ruhrgas, Wingas, RWE, Botas, Eni, GdF Suez, EconGas, Gasum
Downgrading minimum TOP obligations from Gazprom's average 85%	E.ON Ruhrgas, Botas: 90% to 75%; ENI: 85% to 60% for 3 years Gazprom total 15 BCM for 3 years = 5/140-145 BCM (2010) = 3.5% of RF annual gas export volume
No penalties for violation of minimum TOP obligations	Naftogaz UA, Botas; Eni, E.ON Ruhrgas pending
Gas sales above minimum TOP obligations at current spot prices	E.ON, GdF, Eni
Adding gas-to-gas competition component into pricing formulae thus decreasing/softening oil-indexation formulae link	E.ON Ruhrgas, GdF, Eni – Gazprom = 15% based on a basket of European gas hubs; requests to Gazprom up to 40%; E.ON Ruhrgas – Statoil = 25%; Statoil average up to 30%,
Increasing flexibility of contractual provisions	Gazprom's "promotional package"
Recalculating base formulae price	Wingas
Direct price concessions	Botas
Maneuver by contract volumes within contractual time-frame + requests to cancel obligation to off-take contracted volumes within 5-year period	E.ON Ruhrgas, Eni
Stimulating measures ("packages") for purchases in excess of (downgraded) minimum TOP	
Shorter contract durations	Sonatrach
Shortening of recalculation period/interval	Possible
Shortening of reference period	Possible
Source: Andrey Konoplyanik	

Quelle: Andrey Konoplyanik, Pricing Gas: Evolution not Revolution, in Energy Economist, Issue 349, November 2010, S. 7

Die Struktur der langfristigen Verträge wird sich in Zukunft wohl weiter verändern.⁷² Obwohl vor allem Gazprom davon ausgeht, dass das Überangebot an Gas in den nächsten Jahren wieder sinken wird, wird es wohl keine Rückkehr zu am alten System der Gasindustrie geben, in dem die langfristigen Verträgen entwickelt worden sind.⁷³ Es ist davon auszugehen, dass ein neues Gleichgewicht in der Risikoverteilung zwischen Verkäufer und Käufer gefunden werden muss. Instrument dafür

⁷² Vgl. Jonathan Stern, Howard Rogers, The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe, The Oxford Institute for Energy Studies, NG 49, März 2011, S. 36

⁷³ Vgl. dazu ausführlicher Jonathan Stern, Howard Rogers, The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe, The Oxford Institute for Energy Studies, NG 49, März 2011, S. 37

sind Veränderungen der Abnahmemengen, Preisrevisionszeiträume und Preisgleitklauseln.

Entwicklung der Großhandelsmengen

Der anhaltende Preisvorteil auf den Spotmärkten hat dazu geführt, dass die Beschaffung über die Hubs an Bedeutung gewonnen hat. Auch in Österreich ist zu beobachten, dass zum einen physisch mehr aus Deutschland importiert wurde (Abbildung 39) und auf der anderen Seite die Handelsmengen am CEGH angestiegen sind (Abbildung 40).

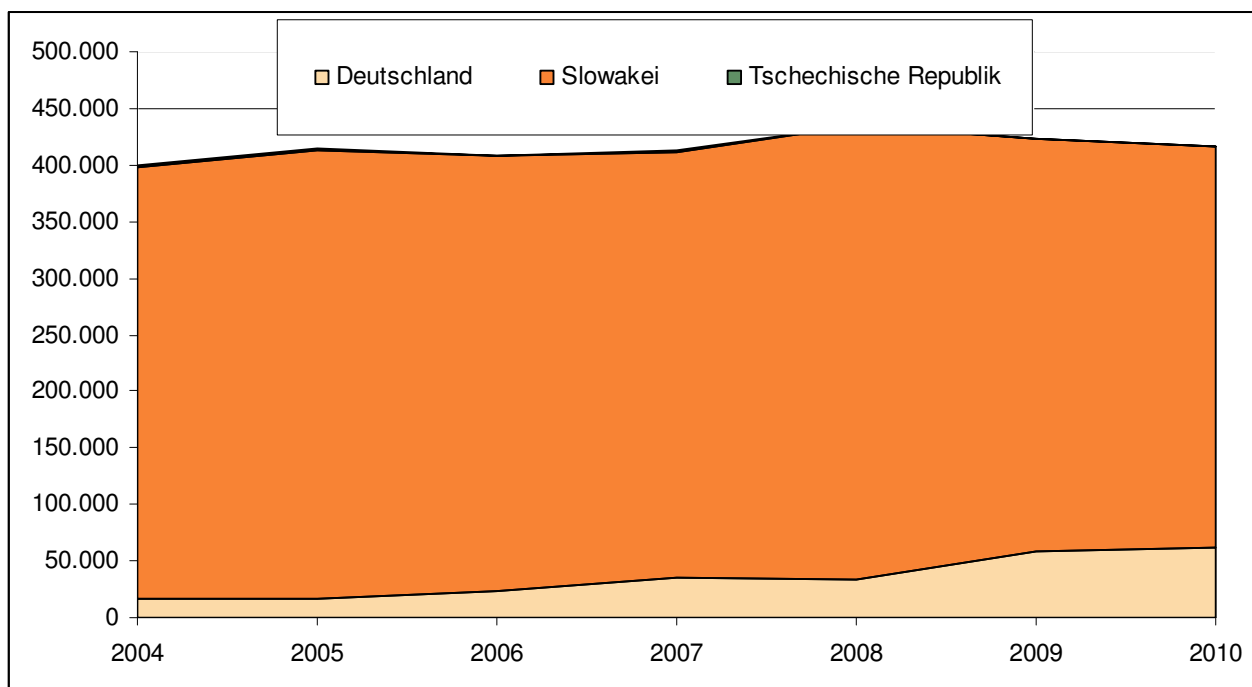


Abbildung 39: Entwicklung der Importmengen nach Österreich 2004-2010

Quelle: E-Control Austria, Homepage

Die Importmengen sind seit 2004 um angestiegen. Dabei sind die Importmengen aus der Slowakei (russisches Erdgas) auf einem relativ stabilen Niveau geblieben. Die Importmengen aus Deutschland sind seit 2007 dagegen deutlich angestiegen. Das ist zum einen auf die Inbetriebnahme des Speicher Haidachs mit einem Arbeitsgasvolumen von 1,2 Mrd. m³ zurückzuführen (2007/2008), der ausschließlich über das deutsche Transportnetz zugänglich ist, zum anderen aber auch auf die steigende Beschaffung über die Handelsplätze in Deutschland (2009/2010).

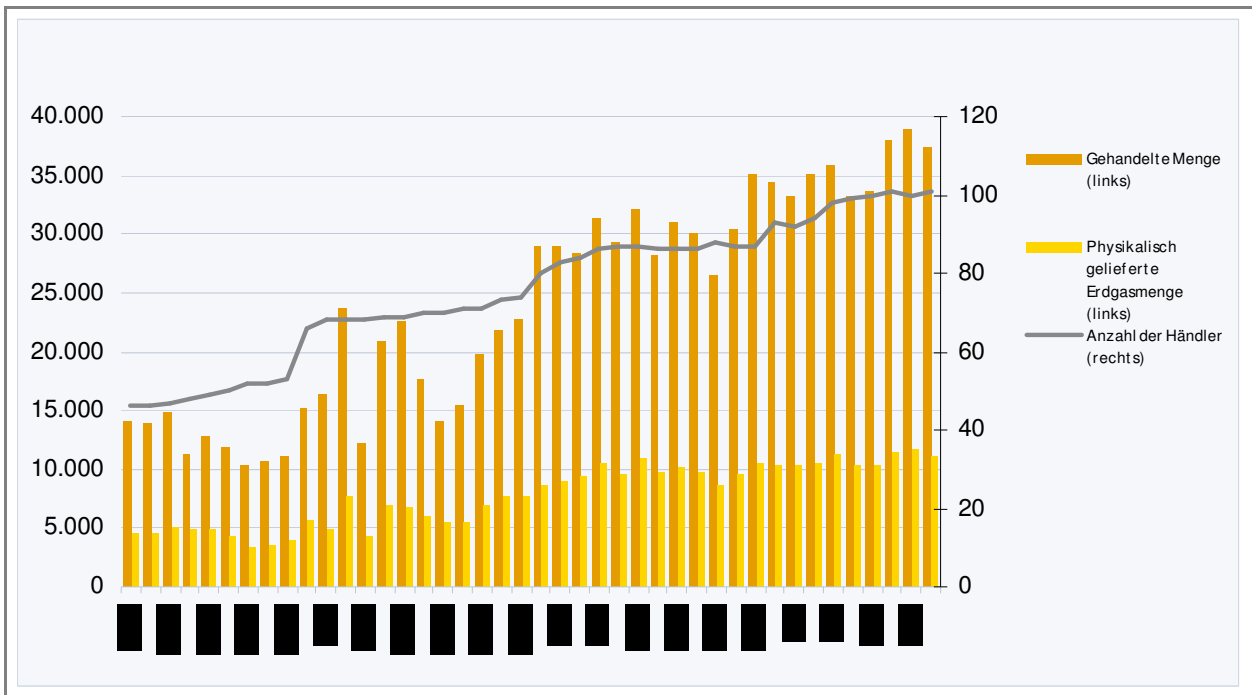


Abbildung 40: Entwicklung der Handelsmengen am CEGH

Quelle: CEGH

Auch an den anderen europäischen Hubs ist ein deutlicher Anstieg der Handelsmengen (OTC) festzustellen. Wesentlichen Anschub gab dabei zum einen die Zusammenlegung von Marktgebieten in Deutschland (NCG), aber auch der Handel von Ausgleichsenergie an den Hubs. Der Börsehandel ist dagegen noch gering ausgeprägt.

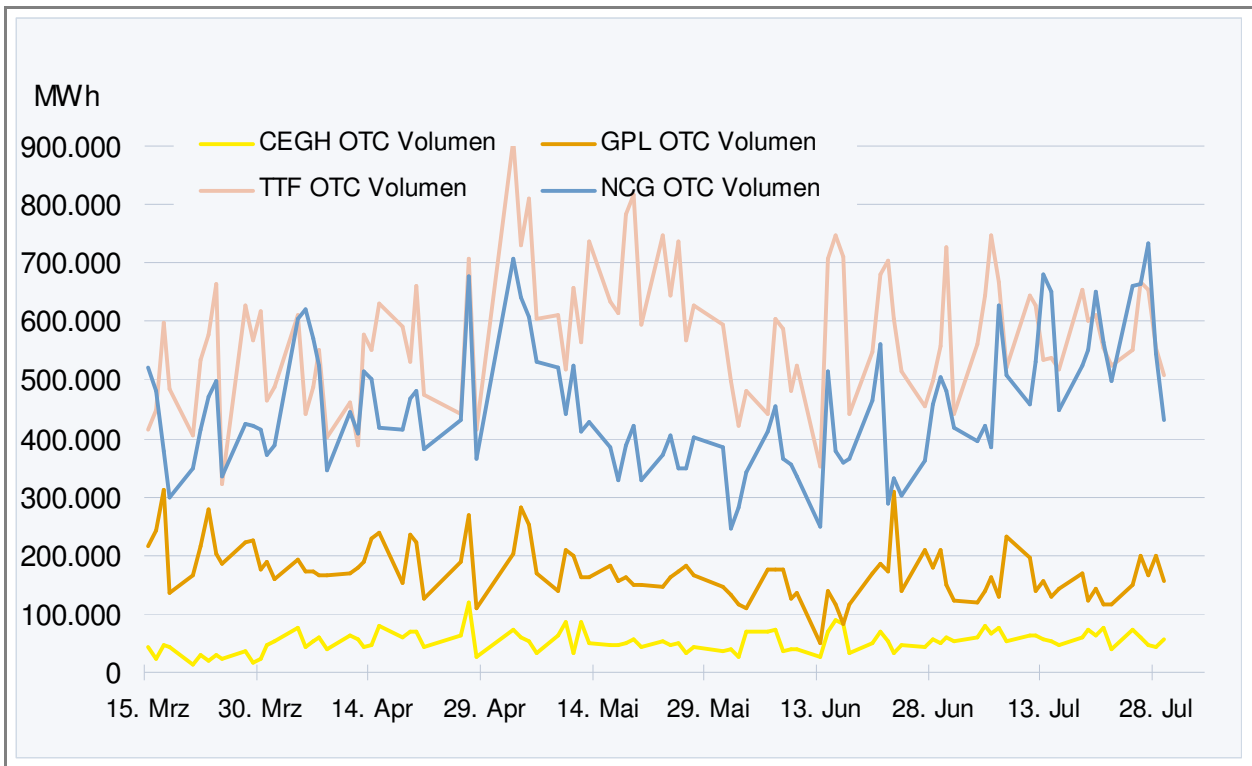


Abbildung 41: Entwicklung der OTC Handelsmengen am TTF, NCG, CEGH und Gaspool

Quelle: ICIS Heren

Eine wesentliche Entwicklung im Gasgroßhandelsmarkt ist die deutliche Zunahme der Markttransparenz: Durch die Entwicklung des Handels an den Hubs werden Spotpreise und Terminpreise publiziert. Waren bisher nur geringe Informationen über die langfristigen Verträge erhältlich, sind auch diese sind transparenter geworden. Zudem macht der zunehmende Handel an Hubs auch erforderlich, dass Fundamentaldaten über Transport- und Speicherflüsse sowie Produktionsflüsse allen Marktteilnehmern gleichermaßen und zeitnah zur Verfügung gestellt werden müssen.



3.2.3 Wettbewerb im Endkundenmarkt

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

1. Kleinkundenmarkt: Haushalte und Kleinverbraucher, nicht lastganggemessene Kunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100.000 m³.
2. Großkundenmarkt: lastganggemessene Kunden
 - a. mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 m³ bis 500.000 m³ und
 - b. Großkunden mit einem Jahresverbrauch mehr 500.000 m³.

Der gesamte Gasverbrauch betrug im Jahr 2010 102.106 GWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um + 11,4% gestiegen. Im Kalenderjahr 2009 wurden insgesamt 1,35 Mio Zählpunkte mit Gas beliefert.⁷⁴ Davon waren ca. 1,28 Mio Zählpunkte von Haushaltskunden, 70.000 Mio von sonstigen Kleinkunden (Gewerbe, Landwirtschaft, Unterbrechbare) und 4.000 leistungsgemessene Endkunden (Industriekunden).⁷⁵

Am Gasverbrauch hatten Haushaltskunden 2009 einen Anteil von 21%, sonstige Kleinkunden von 6,3%. Die verbrauchsstärkste Kundengruppe ist die Industrie mit 73%. Der Gasverbrauch der Haushalte und Kleinkunden ist in 2009 über 1,4% bzw. 1,3% gestiegen. Der Gasabsatz an die Industrie (leistungsgemessene Kunden) ist um 3% gesunken.⁷⁶

Marktstruktur

Ebenso wie im Strommarkt ist die Anbieterstruktur im österreichischen Gasmarkt ist durch den hohen Anteil der Gebietskörperschaften geprägt (Abbildung 41). Zum Teil sind – vor allem – im Kleinkundenmarkt die Anbieter auch als Anbieter im Strommarkt tätig (z.B. Energieallianz, Salzburg AG und Kelag). Auch im Gasmarkt sind die Anbieter untereinander stark verflochten.

⁷⁴ Daten für 2010 erst im September 2011 verfügbar.

⁷⁵ Daten für 2010 erst im September 2011 verfügbar.

⁷⁶ Daten für 2010 erst im September 2011 verfügbar.

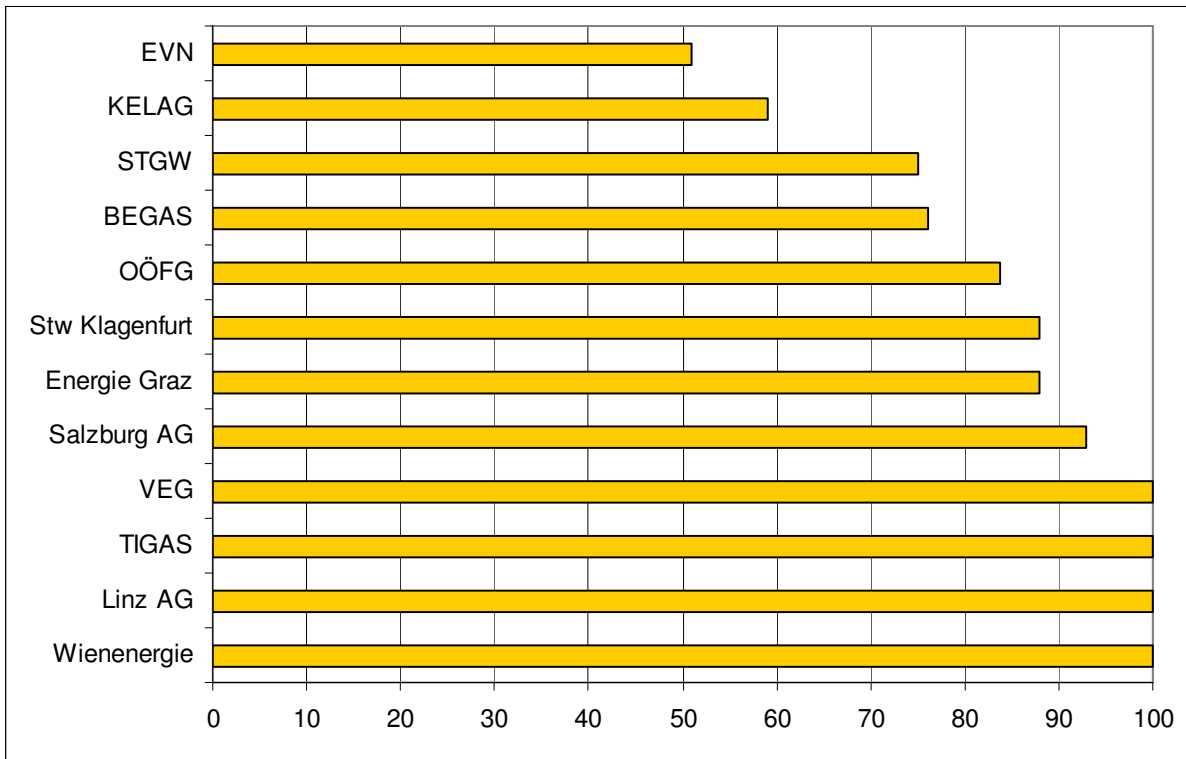


Abbildung 41: öffentlicher Anteil an österreichischen Gasunternehmen

Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, Homepages, Berechnungen 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. Bei vertraglichen Bindefristen haben diese Kunden ein außerordentliches Kündigungsrecht bei Preisveränderungen.

Für diese Kunden gibt es eine gesetzlich auferlegte Preistransparenz: Anbieter müssen Tarife veröffentlichen. Im Tarifkalkulator der E-Control können die Preise der einzelnen Lieferanten verglichen werden; auch auf den Homepages der Anbieter sind größtenteils Preisinformationen erhältlich.

Anbieter in diesem Marktsegment sind die etablierten Anbieter: die Energieallianz-Unternehmen (Vertriebsfirmen Wienenergie, EVN, Begas, Switch), Erdgas Oberös-



terreich, Steirische Gas Wärme, Kelag, Linz Gas, Salzburg AG, Tigas und VEG sowie Stadtwerke (z.B. Stadtwerke Steyr, Stadtwerke Kapfenberg etc.), die jedoch zum Teil nicht österreichweit anbieten. Diese Anbieter sind zum Teil auch über Tochtergesellschaften im Stromendkundenmarkt tätig. Die etablierten 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 (leistungsgemessen) mit einem Jahresverbrauch ab 100.000 m³ bis 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) ist mit einem HHI von 3.936 sehr hoch und deutlich über dem kritischen Wert von 1.800.⁷⁷ Der kumulierte Marktanteil der drei größten Lieferanten für das Jahr 2010 beläuft sich auf 74%, jener der fünf größten Lieferanten auf 83%. Die zehn größten Unternehmen beliefern 96% der Nachfrager.

Den größten Marktanteil in diesem Marktsegment hat EnergieAllianz über ihre Vertriebsgesellschaften Wienenergie, EVN und Begas mit über 61%.⁷⁸ Ausländische Anbieter haben keine Marktanteile im österreichischen Kleinkundenmarkt.

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. Seit 2008 sind weitere Anbieter wie Shell Austria, GDF Suez und Enlogs dazugekommen. Diese Anbieter stellen regelzonenweite Angebote.

Marktkonzentration am österreichischen Gasmarkt - Großkundenmarkt

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

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

⁷⁷ Quelle: Erhebungsbogen Marktstatistik, Berechnungen E-Control

⁷⁸ Vgl. Angaben auf Homepage der Energieallianz; www.energieallianz.at



Marktverhalten

Aktivitäten der Anbieter – Produktgestaltung und Marketing

→ Kleinkundenmarkt

Die Produktgestaltung erfolgt zum größten Teil über eine Rabattierung der Tarife, zumeist Abbucher- und Neukundenboni. Die Produktvielfalt auf dem Endkundenmarkt ist weiterhin sehr gering ausgeprägt. Die von den Lieferanten angebotenen Tarife sind mit wenigen Ausnahmen (z.B. Fixpreisangebote und Online-Produkte) einheitlich, die Preisunterschiede durch die mitunter deutliche Rabattierung jedoch mitunter wesentlich. Einige Lieferanten bieten jedoch auch sogenannte unbedingte Rabatte an, die jedem Kunden verrechnet werden. Besonders für Westösterreich ist diese Rabattgruppe von großer Bedeutung.

Umfangreiche Werbemaßnahmen um den Kunden sind auch neun Jahre nach der Liberalisierung noch sehr wenig vorhanden. Werbung wird hauptsächlich von den etablierten Lieferanten zur Imagepflege und damit in erster Linie zur Kundenbindung eingesetzt, neue Produkte werden selten beworben. Überregionale Werbung findet jedoch nach wie vor kaum statt.

In 2010 haben sechs große österreichische Gasanbieter Preisänderungen vorgenommen. Im ersten Halbjahr 2010 blieben die Preise mehrheitlich konstant.

Im ersten Halbjahr 2011 stieg Anzahl und Ausmaß der Preiserhöhungen drastisch an, diese betragen mitunter bis zu 20%. Preisänderungen zum Januar 2011 wurden von einer Erhöhung der Netznutzungstarife begleitet. Insgesamt haben die Gasanbieter deutlich stärkere Preisänderungen als die Stromanbieter durchgeführt.



Tabelle 10: Preisveränderungen der österreichischen Gasanbieter für Haushaltskunden in 2010/2011

Lieferant	Zeitpunkt der Änderung	Änderung Energiepreis netto	Änderung Gesamtpreis brutto
Steirische Gas Wärme	1. Juni 2011	13,40%	7,70%
Energie Graz	1. Juni 2011	13,20%	7,60%
Salzburg AG	1. Juni 2011	15,60%	8,50%
Stadtwerke Leoben	1. Juni 2011	14,30%	8,20%
E-Werk Wels	1. Mai 2011	19,90%	11,30%
Linz AG	1. Mai 2011	15,50%	8,40%
Erdgas OÖ - OÖTarif	16. April 2011	13,90%	7,50%
Erdgas OÖ - Öster- reich Tarif	16. April 2011	14,90%	8,70%
Begas	1. April 2011	16,90%	9,60%
EVN	1. April 2011	14,90%	8,70%
Stadtwerke Steyr	1. April 2011	6,80%	3,60%
Wien Energie	1. April 2011	17,50%	9,90%
Stadtwerke Steyr	1. Jänner 2011	+ 2,7%	+ 5,6%
Energie Klagenfurt Netzgebiet EKG	1. Dezember 2010	13,95%	7,97%
Energie Klagenfurt übriges Österreich	1. Dezember 2010	13,95%	7,97%
Kelag	1. Oktober 2010	+ 13%	+ 6,3%
gilt nicht für Kunden, deren Energiepreis bereits 3,101 Cent/kWh (Österreich-Paket) bzw. 2,95 Cent/kWh (Kärnten-Paket) beträgt			
Energie Klagenfurt nur für Neukunden außerhalb des Netz- gebiets der EKG	20. September 2010	+ 13,9%	abh. V Netzgebiet
Stadtwerke Steyr	1. Juli 2010	+ 7,4 %	+ 3,8 %
Switch (Kärnten)	7. April 2010	- 22,8 %	Netzgebiet Kärnten
Salzburg AG	1. Februar 2010	- 5,05%	- 2,83 %
Stadtwerke Steyr	1. Januar 2010	+ 4,5%	+ 5,4 %

→ *Großkundenmarkt*

Im Großkundenmarkt werden mehr Produktvariationen angeboten. So bietet der Lieferanten Fixpreisverträge, Verträge mit Preisgleitklauseln, angelehnt an „Marktpreisentwicklungen“ (z.B. Ölpreise) an, sowie Preismodelle mit variablen Preis, aber der Möglichkeit, diesen für einen bestimmten Zeitraum festzusetzen an.

Aktivitäten der Nachfrage -Wechselzahlen

Im Jahr 2010 haben rd. 10.000 Endkunden ihren Energieversorger gewechselt, das sind insgesamt 0,7% der gesamten Endkunden im österreichischen Gasmarkt. Kumuliert haben seit der Marktöffnung rd. 6% der Endkunden gewechselt.

Die Wechselaktivität der Industriekunden (leistungsgemessene Endkunden) ist deutlich höher als die der Haushaltskunden, die im Vergleich zu Anfang der Marktöffnung nachgelassen hat. Im Jahr 2010 haben 3,8% der leistungsgemessenen Endkunden den Lieferanten gewechselt, das sind fast die Hälfte weniger als im Jahr davor. Die Wechselrate bei den Haushalten sank im Jahresvergleich von 0,8% auf 0,6%. 2,3% der sonstigen Kleinkunden haben einen Lieferantenwechsel vorgenommen.

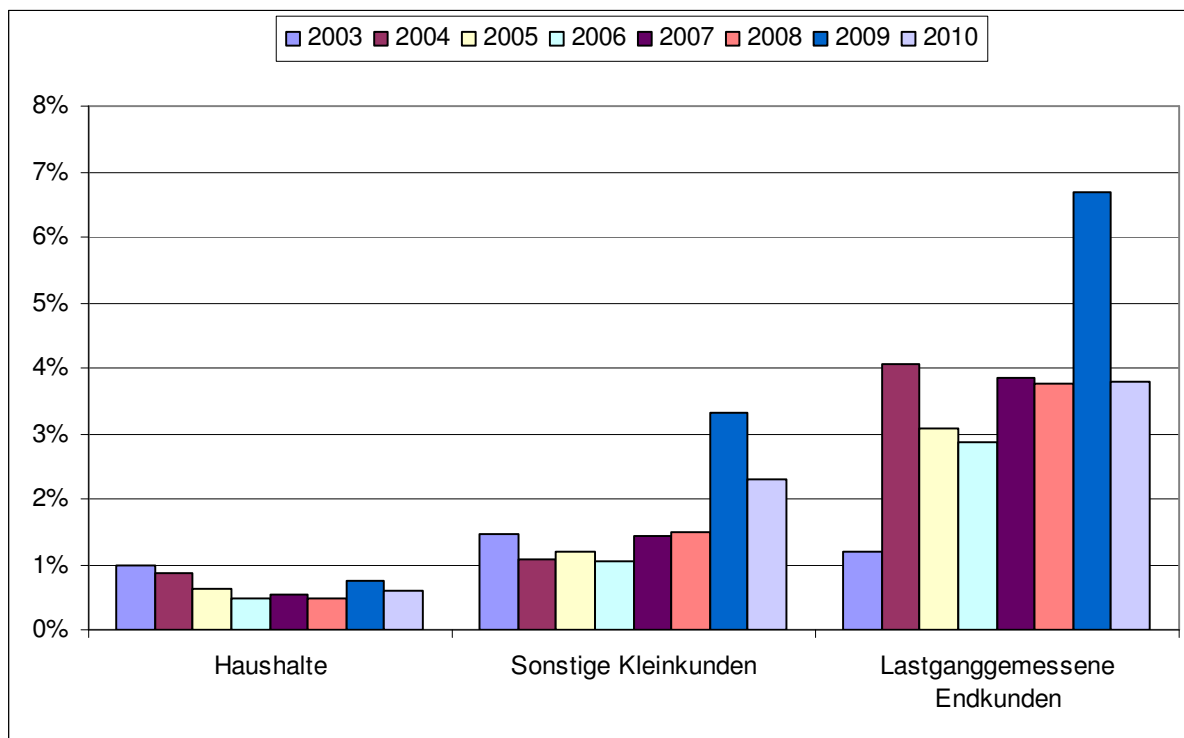


Abbildung 42: Lieferantenwechsel im Gasmarkt – Anteile der gewechselten Zählpunkte, 2003-2010

Quelle: E-Control

Betrachtet man die unterschiedlichen Netzbereiche in Österreich, so fällt auf, dass die Wechselraten für leistungsgemessene Gaskunden in Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg und der Steiermark überdurchschnittlich hoch sind. Endkunden mit Standardlastprofil (Haushalte und sonstige Kleinkunden) haben in den Netzbereichen Niederösterreich, Oberösterreich und Niederösterreich überdurchschnittlich

gewechselt. Wie Abbildung 45 zeigt, sind die Einsparungsmöglichkeiten in diesen Netzbereichen für Haushaltskunden am höchsten.

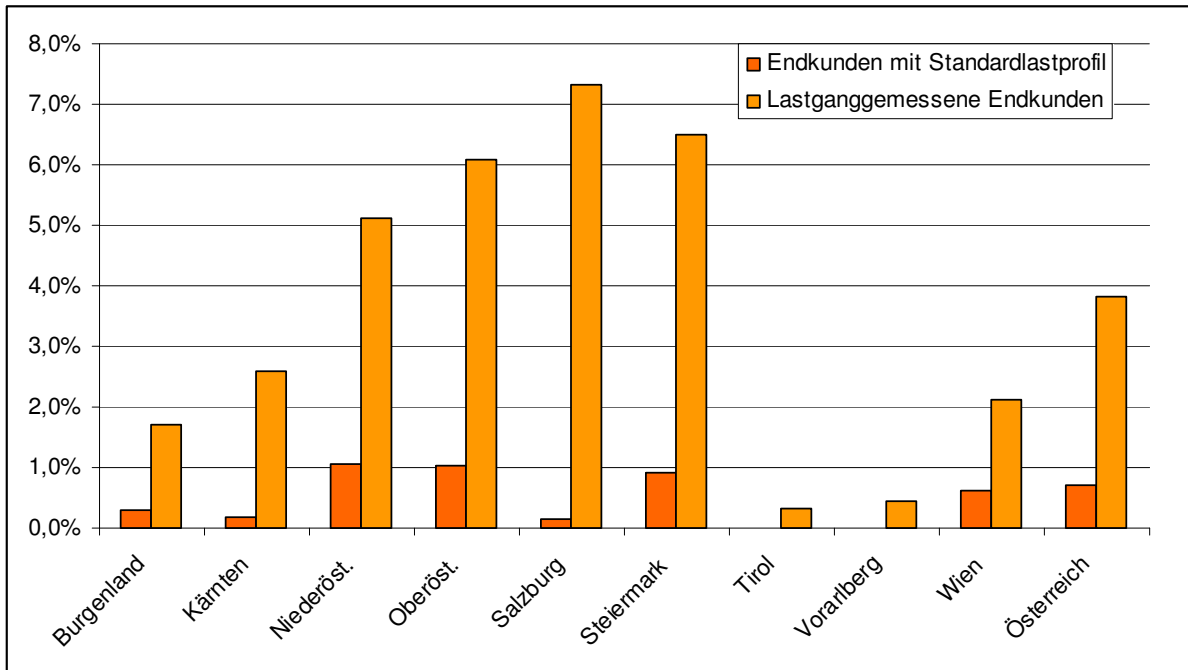


Abbildung 43: Wechselraten nach Netzbereichen in 2010

Quelle: E-Control

Preisentwicklung für Haushalts- und Gewerbekunden

Die Entwicklung des Gesamtgaspreises für Haushaltskunden wird in Abbildung 47 dargestellt. Die Gaspreise für Haushaltskunden sind seit 2002 kontinuierlich angestiegen. Der Höhepunkt wurde im Januar 2009 erreicht, seit Februar desselben Jahres ist ein Sinken zu verzeichnen. Seit Januar 2011 kommt es jedoch wieder zu einem Anstieg des VPI.

Abbildung 47 verdeutlicht, dass die Erhöhung der Importpreise zeitverzögert an die Endkunden weitergegeben wird. Die Importpreise sind in den letzten zwei Jahren konstant gestiegen, liegen jedoch noch um ca. ein Viertel unter dem Höchstwert von August 2008.

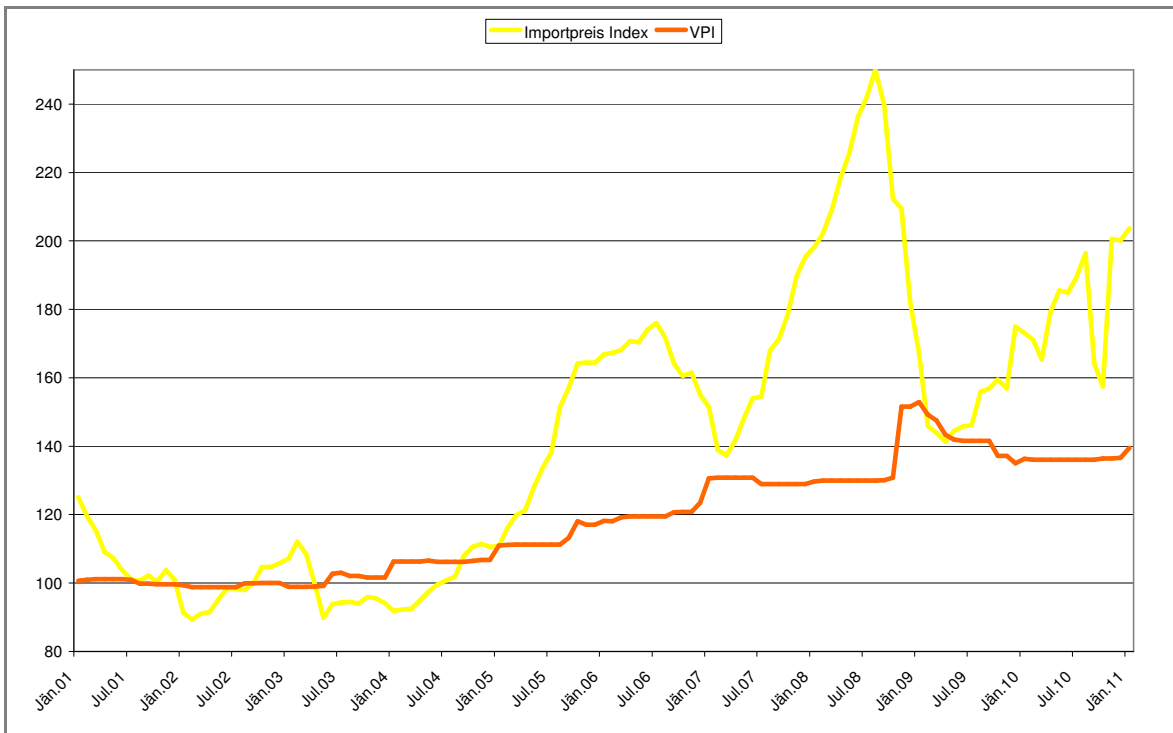


Abbildung 44: Entwicklung des Erdgasimportpreises und Gas-VPI (Gesamtpreis, Index Oktober 2002=100)

Quelle: Statistik Austria, E-Control

Die durchschnittlichen Erlöse bei den nicht-leistungsgemessenen Kleinkunden werden seit 2008 von E-Control im Rahmen der Marktstatistik erhoben (Tabelle 11). Nicht-leistungsgemessene Kunden werden auf der Basis von Standardlastprofilen in Verbrauchsgruppen eingeteilt. Tabelle 11 zeigt die Preisentwicklung für die Verbrauchsgruppen Haushalte und Gewerbe (für Heizgas). Im 1. Halbjahr 2010 erfolgte ein deutlicher Rückgang der Gaspreise, im 2. Halbjahr 2010 fand eine neuerliche, aber weitaus geringe Reduktion um max. 1 Prozent statt.

Tabelle 11: Entwicklung der Gaspreise für nicht leistungsgemessene Gaskunden von Juli 2008 bis Januar 2011; Anmerkung: Juli 2008 bedeutet: Durchschnittspreis für das erste Halbjahr 2008

Jul.09=100	Haushalte, Einfamilienhäuser, Heizgas	Haushalts, Mehrfamilienhäuser, Heizgas	Gewerbekunden, Heizgas
Jul.08	82,0%	85,3%	84,5%
Jan.09	87,5%	94,4%	93,4%
Jul.09	100,0%	100,0%	100,0%
Jan.10	98,2%	95,4%	94,9%
Jul.10	90,55%	90,32%	91,55%
Jan.11	89,39%	89,75%	91,51%

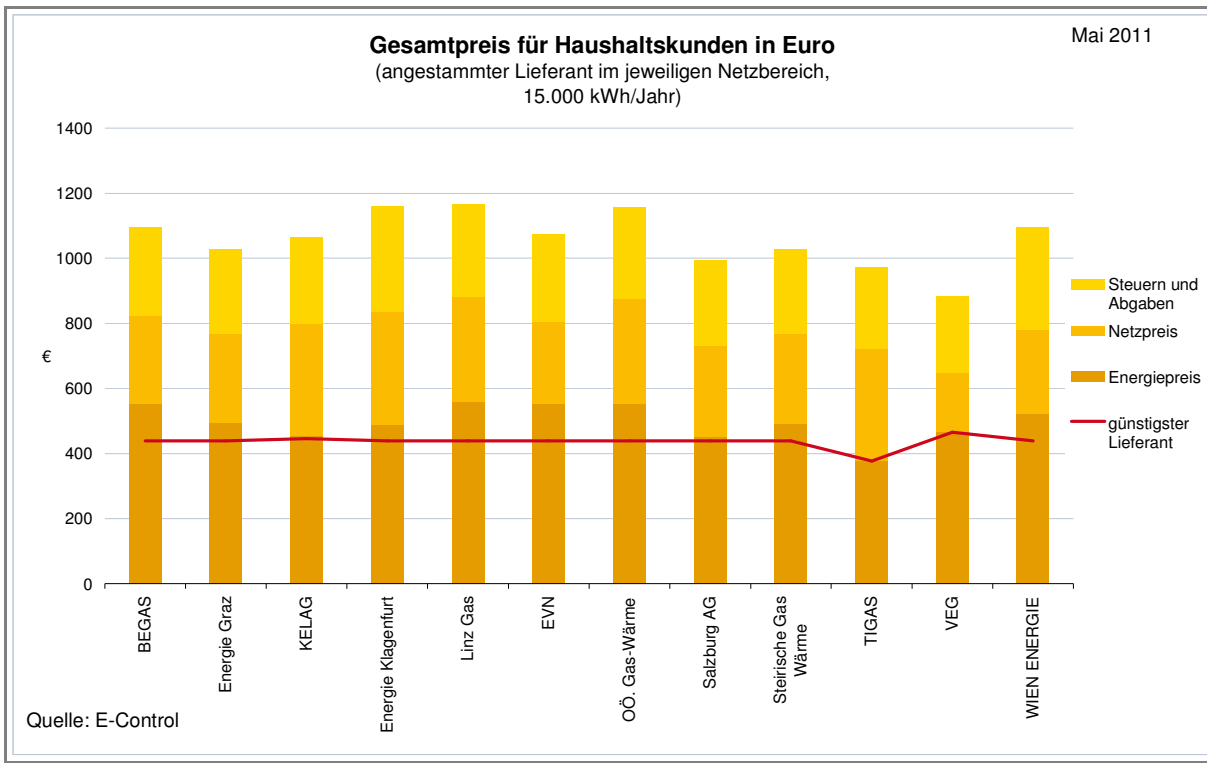


Abbildung 45: Gesamtpreis für Haushaltskunden im Mai 2011, Preise der etablierten Anbieter (Lokaler Anbieter)

Quelle: E-Control Austria

Abbildung 45 stellt die Energiepreise der jeweiligen lokalen Anbieter 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.

Die Energiepreise der einzelnen lokalen Anbieter sind unterschiedlich. In allen Netzgebieten der Regelzone Ost sind durch einen Wechsel des Lieferanten Einsparungen bei den Gaskosten möglich, maximal 145 Euro (beim Wechsel von Linz Gas zum günstigsten Anbieter).

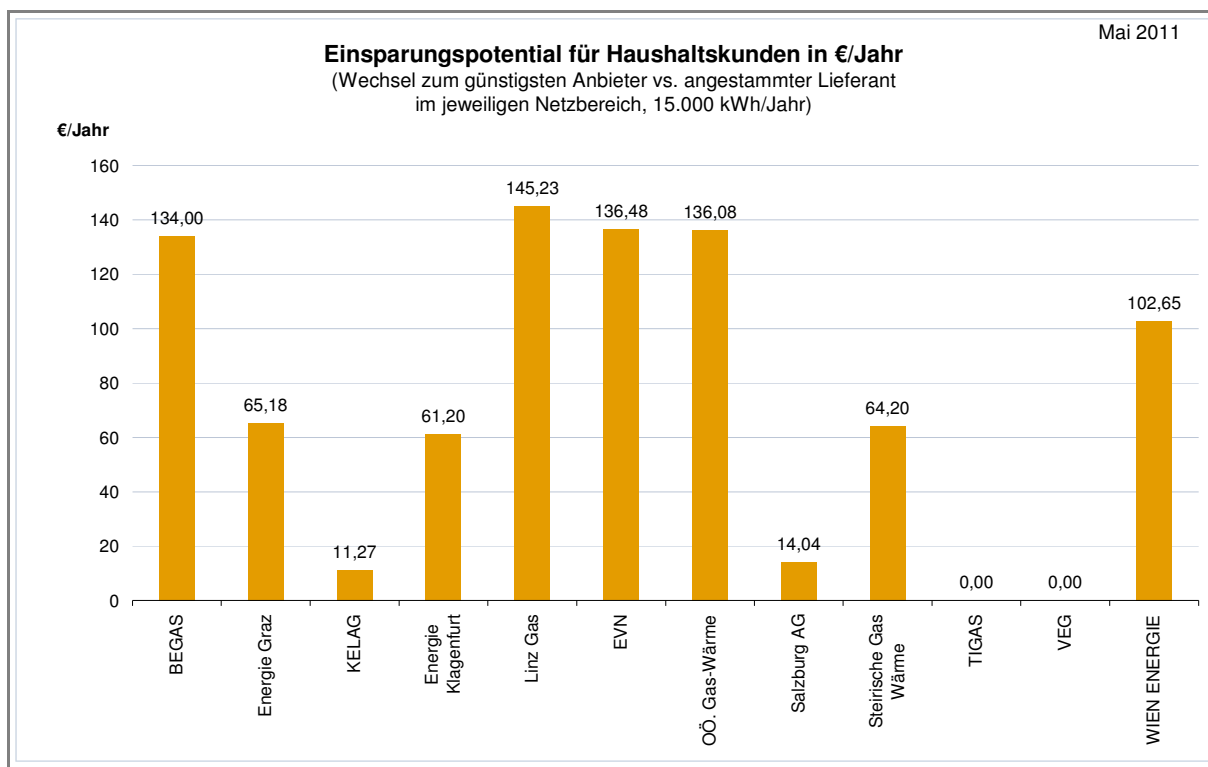


Abbildung 46: Einsparungspotential für Haushaltskunden in Euro/Jahr

Quelle: E-Control Austria

Entwicklung der Haushaltspreise im internationalen Vergleich

Im europäischen Vergleich liegen die Gesamtkosten inklusive aller Steuern und Abgaben im Mittelfeld (Abbildung 47). Vergleicht man die Gesamtpreise der Haushaltskunden im zweiten Halbjahr 2010, so liegt Österreich 0,29 Cent/kWh unter dem EU-27-Durchschnitt.

Die Gaspreisentwicklung für Haushaltskunden in der EU zeigt im 2. Halbjahr 2010 eine steigende Tendenz der Haushaltspreise. Preissenkungen waren bis auf wenige Ausnahmen, darunter auch Österreich, kaum zu verzeichnen.

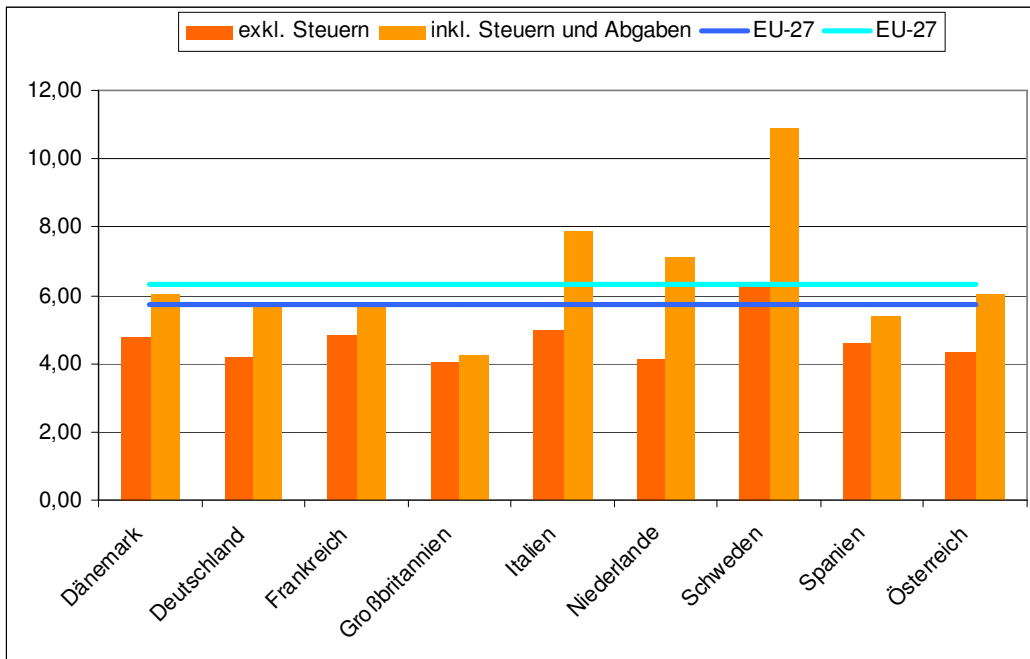


Abbildung 47: Haushaltsgaspreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich, zweites Halbjahr 2010, in cent/kWh, inklusive Steuern und Abgaben
Quelle: Eurostat

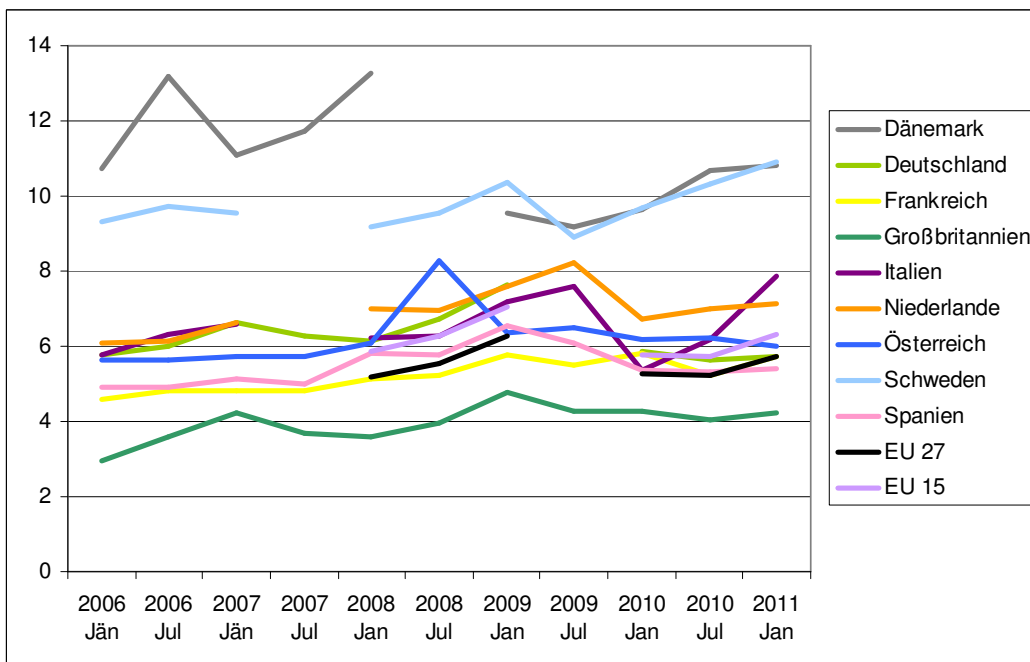


Abbildung 48: Entwicklung der Haushaltsgaspreise in ausgewählten Ländern der EU sowie im Durchschnitt, in cent/kWh, inklusive aller Steuern und Abgaben
Quelle: Eurostat

HEPI

Für 2009 zeigt der von E-Control erhobene Haushaltspreisindex der EU-15⁷⁹ (Abbildung 49) eine stark sinkende Tendenz der Haushaltsgaspreise in Europa. Seit Anfang 2010 ist wieder ein Anstieg zu verzeichnen. Die Gaspreise für Haushaltskunden in Wien, die in diesen Index eingehen, sind bis Januar 2011 auf einem weitgehend einheitlichen Niveau geblieben, in den letzten Monaten kam es hingegen Preiserhöhungen von 8 % (Tabelle 10).

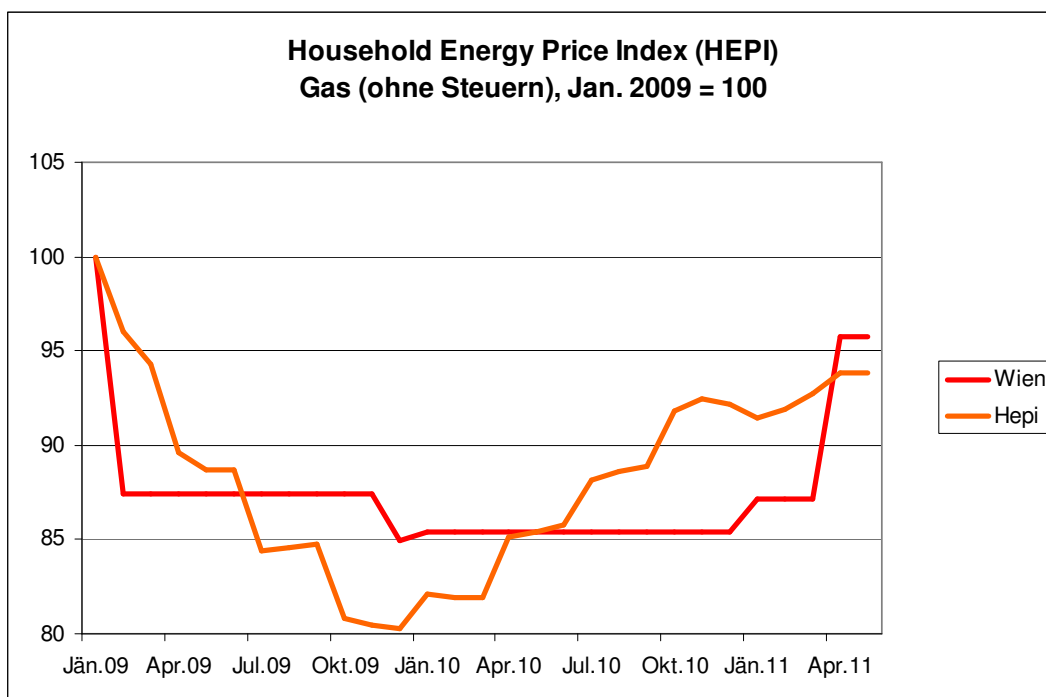


Abbildung 49: HEPI (Household Energy Price Index) – Mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU-15 Hauptstädte

Quelle: E-Control Austria

Gaspreisentwicklung – Großkunden

Transparenz über die Großkundenpreise ermöglicht die Industriepreiserhebung der E-Control. Seit dem 2. Halbjahr 2003 erhebt die E-Control zweimal jährlich (für Jänner und Juli) mittels Online-Formular die Energiepreise direkt bei den österrei-

⁷⁹ Der Europäische Haushalts-Energiepreisindex (HEPI) wird von der E-Control GmbH in Zusammenarbeit mit dem VaasaETT Global Energy Think-Tank erstellt. Für diesen gewichteten Haushaltspreisindex, dem die allgemeinen Preisentwicklungen von ganz Europa zugrunde liegen, 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.



chischen Industriekunden. Die Ergebnisse werden anschließend auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) veröffentlicht.

In den unten angeführten Darstellungen werden die Abnehmer in unterschiedliche Verbrauchskategorien eingeteilt. In der Erhebung wurden nur Unternehmen mit einer Jahresabnahme von über einem GWh eingebunden.

Tabelle 12: Ergebnisse der Industriegaspreiserhebung – 1. Halbjahr 2011 in Cent/kWh

	Auswertung	1/2011 Cent/kWh	7/2010 Cent/kWh
Kategorie A Jahresverbrauch > 100 GWh	Median	2,57	2,59
	Arithmetisches Mittel	2,51	2,52
	Standardabweichung	0,30	0,32
	Anzahl Unternehmen	31	24
	Durchschn. Vertragslaufzeit	31 Monate	34 Monate
Kategorie B Jahresverbrauch > 10 GWh und ≤ 100 GWh	Median	2,76	2,81
	Arithmetisches Mittel	2,74	2,83
	Standardabweichung	0,40	0,55
	Anzahl Unternehmen	88	81
	Durchschn. Vertragslaufzeit	26 Monate	23 Monate
Kategorie C Jahresverbrauch ≤ 10 GWh	Median	2,80	2,82
	Arithmetisches Mittel	2,80	2,75
	Standardabweichung	0,46	0,44
	Anzahl Unternehmen	99	87
	Durchschn. Vertragslaufzeit	21 Monate	20 Monate
Gesamt	Median	2,72	2,79
	Arithmetisches Mittel	2,74	2,76
	Standardabweichung	0,42	0,48
	Erstes Quartil	2,52	2,45
	Drittes Quartil	2,94	3,00
	Anzahl Unternehmen	218	192
Durchschn. Vertragslaufzeit	25 Monate	23 Monate	

Die Ergebnisse der Befragung (Tabelle 12, Abbildung 50) zeigen Preissenkungen in der Kategorie B im Vergleich zum Vorjahreshalbjahr. Insgesamt sind die Preise jedoch leicht gestiegen. Die Verträge werden auf 2-3 Jahre abgeschlossen. Abbildung 26 und Abbildung 27 zeigen die Entwicklung der Industriepreise für unterschiedliche Abnahmefälle.

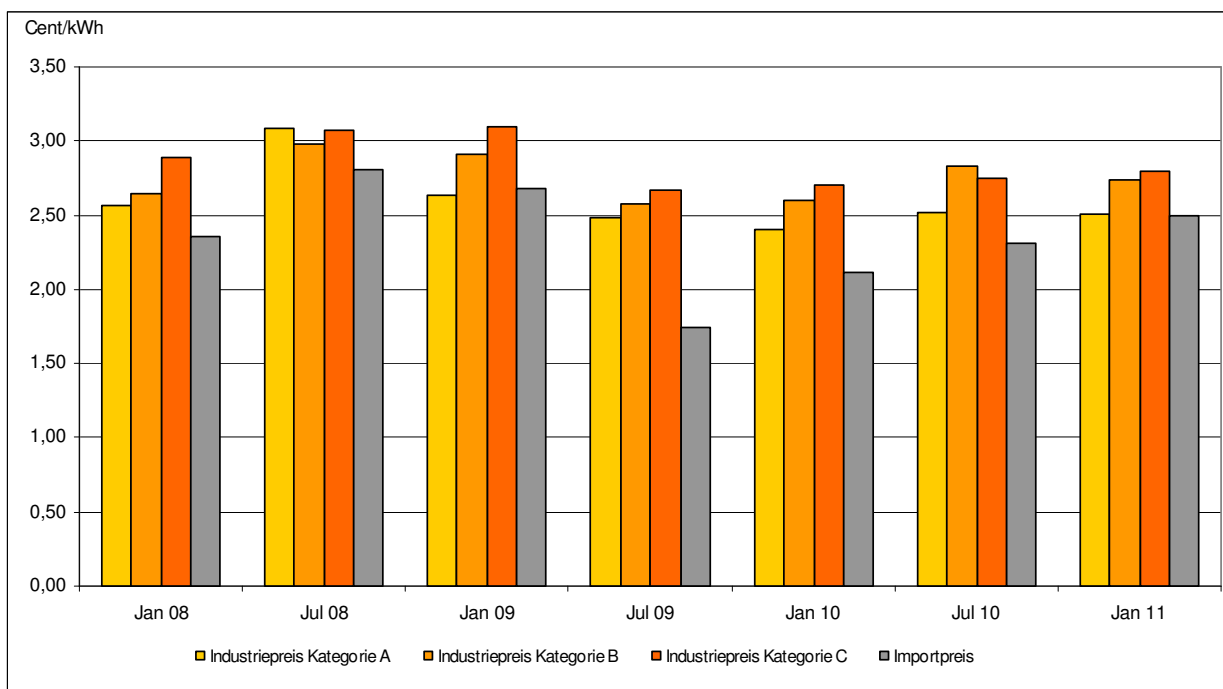


Abbildung 50: Industriegaspreisentwicklung, Kategorien siehe Tabelle 12Tabelle 1
 Quelle: E-Control GmbH

3.2.4 Wettbewerbsunterstützende Maßnahmen

Wie im Bereich Strom ist die E-Control gem § 10 Abs 1 Z 1 E-BRG auch für die Wettbewerbsaufsicht über alle Marktteilnehmer und Netzbetreiber, insbesondere hinsichtlich der Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer, zuständig (nunmehr § 24 E-ControlG). Es gab im Berichtszeitraum keine neuen Missbrauchsverfahren. Fälle, in denen vermutet wurde, dass Unternehmen ihre Position missbrauchten, konnten auf kurzem Wege erledigt werden.



4 Versorgungssicherheit

4.1 Strom

Übertragung der Aufgaben auf die E-Control Austria

Die Energie-Control GmbH hat gemäß § 20i Absatz 1 Energielenkungsgesetz 1982 (in der Fassung BGBl. I Nr. 106/2006) zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich durchzuführen. Durch die Überführung der Energie-Control GmbH in eine Anstalt öffentlichen Rechts per 3. März 2011, wurden auch die Aufgaben in diesem Bereich der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control). Konkret bestimmt das Energie-Control-Gesetz (idF BGBl. I Nr. 110/2010) in §21 Absatz 1 per Verfassungsbestimmung, dass die Aufgaben im Energielenkungsgesetz 1982 in den Zuständigkeitsbereich der Regulierungsbehörde fallen.

Die Ergebnisse dieser Monitoring-Tätigkeit zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen können gemäß Absatz 2, § 20i Energielenkungsgesetz für die langfristige Planung verwendet werden. Zudem hat die

„E-Control [...] jährlich jeweils bis 31. Juli einen Bericht über das Ergebnis ihres Monitorings der Versorgungssicherheit gemäß § 20i und § 20j Energielenkungsgesetz 1982 zu erstellen und in geeigneter Weise zu veröffentlichen und der Europäischen Kommission zu übermitteln. „

(E-ControlG §28 Absatz 3)

Die Versorgungssicherheit Monitoring Pflichten im Detail

Die Monitoring-Tätigkeiten gemäß § 20i Energielenkungsgesetz, Absatz 1 betreffen insbesondere:

1. das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt;
2. die erwartete Nachfrageentwicklung und das verfügbare Angebot;
3. die in der Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten;
4. die Qualität und den Umfang der Netzwartung;
5. Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger sowie
6. die Verfügbarkeit von Elektrizitätserzeugungsanlagen und Netzen.

7. (Energielenkungsgesetz 1982 § 20i Absatz 1)

Entwicklung von Angebot und Nachfrage

In den letzten 30 Jahren hat die Nachfrage nach elektrischer Energie in Österreich beinahe stetig zugenommen. Die größte Ausnahme bildet dabei das Jahr 2009, welches aufgrund der Wirtschafts- und Finanzkrise und dem daraus resultierenden Rückgang in der Industrieproduktion einen Verbrauchsrückgang von –3,57 Prozent hinnehmen musste. Auch im Jahr 2008 wurde bereits ein, wenn auch geringerer, Nachfragerückgang beobachtet. Eine negative jährliche Änderungsrate gab es beim Stromverbrauch seit 1977 lediglich im Jahr 1992.

Für die Jahre 2010 bzw. 2011 kann allerdings erwartet werden, dass der energetische Endverbrauch (der Statistik Austria) wieder entsprechend steigen wird, da der Bruttoinlandsstromverbrauch (der E-Control) eine eindeutig positive Tendenz aufweist. Bis allerdings das Vorkrisenniveau wieder erreicht wird könnte es, je nach Temperatur- und Wirtschaftslage noch bis 2012 oder darüber hinaus dauern. Die Analysen in diesem Bericht stützen sich, aufgrund der für das Modell benötigten Aufschlüsselung Industrie/Haushalte auf den energetischen Endverbrauch der Statistik Austria. Dabei entspricht der Bruttoinlandsstromverbrauch der gesamten Versorgung der Summe aus energetischem Endverbrauch, Stromverbrauchs des nicht-elektrischen Energiesektors, Netzverluste und Eigenbedarf.

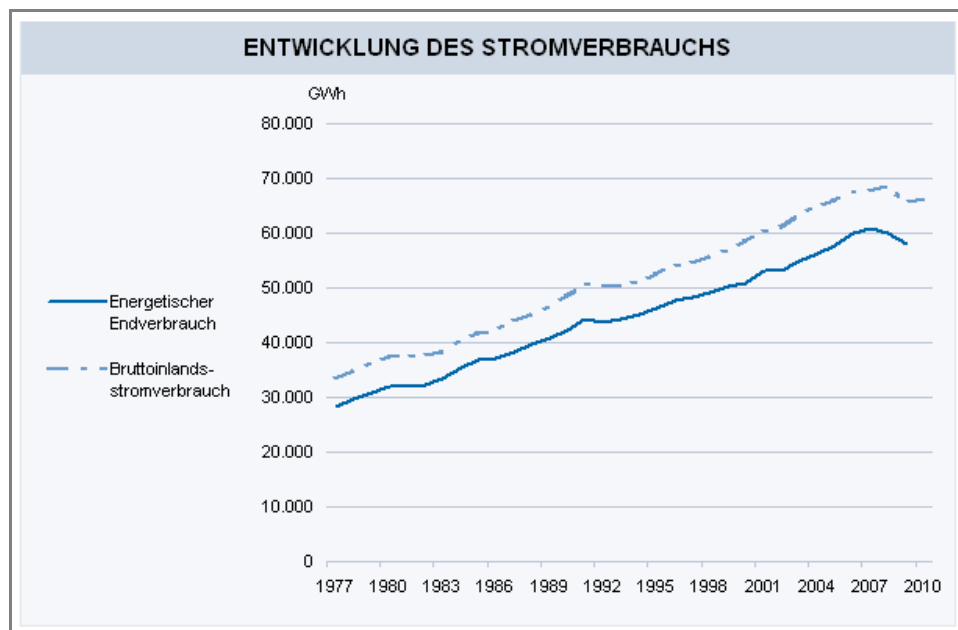


Abbildung 1

Entwicklung des Stromverbrauchs in Österreich im Zeitablauf, 1977 - 2010

Quelle: E-Control und Statistik Austria



Österreich verfügte Ende 2009 über eine gesamt installierte Kraftwerksleistung von 21,09 GW. Die Kraftwerke gliederten sich leistungsmäßig zu 5.241 MW in Lauf- und 7205 MW in Speicherkraftwerken (entspricht gesamt rund 60,1%). Damit ist der Anteil an der installierten Erzeugungsleistung, trotz des Zuwachses bei den Speicherkraftwerken leicht zurückgegangen. Dies liegt am Ausbau der thermischen Kraftwerke, welche Ende 2009 nach einem Zubau von rund einem GW Ende 2009 bei 7.388 MW Wärmekraftwerken (entspricht rund 35,0% gegenüber 33,1% im Vorjahr) lag. Dazu kamen 1.010 MW installierte Leistung der „sonstigen Erneuerbaren“ Kraftwerke (entspricht rund 4,9%), das sind z.B. Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen. Die resultierende Bruttostromerzeugung aus diesen Kraftwerken belief sich auf 68.283 GWh (gesamte Versorgung).

Dem gegenüber standen in Österreich im Jahr 2009 ein Inlandsstromverbrauch von 65.793 GWh, und der Verbrauch für Pumpspeicherung von 3.961 GWh. Durch die physikalischen Importe und Exporte ergab sich ein Saldo von 780 GWh, mit Österreich als Netto-Importeur. Allerdings ist der Einsatz der Kraftwerke in Österreich im Normalbetrieb in erster Linie von den marktwirtschaftlichen Gegebenheiten abhängig. So wird tendenziell in Richtung Süden (Italien, Slowenien bzw. Schweiz) exportiert, da hier ein höheres Preisniveau herrscht, und so verhältnismäßig höhere Gewinne zu erwirtschaften sind. Aufgrund der mangelnden Grenzkapazitäten sind die möglichen Exportmengen jedoch begrenzt. Einzig mit Deutschland gibt es keine Kapazitätsprobleme, weshalb die beiden Länder im Großhandelsmarkt auch einen gemeinsamen Markt bilden. Der Einsatz der österreichischen Kraftwerke innerhalb dieses Marktgebiets richtet sich somit nach den deutsch-österreichischen Großhandelspreisen und der jeweils durch Angebot und Nachfrage bestimmten Merit Order der einzelnen Stunden.

Prognose von Nachfrage und Angebot

→ Erwarteter Stromverbrauch in Österreich

Zum Monitoring der Versorgungssicherheit wurde von der E-Control das detaillierte empirische Nachfragemodell MEDA in der aktuellen Fassung verwendet. Dieses Modell bietet unter anderem die Möglichkeit, unter Festlegung der exogenen Parameter (Wirtschafts-, Preis-, Temperatur- und Einkommenswachstum), die Entwicklung der Stromnachfrage detailliert zu prognostizieren. Eine umfassende Beschreibung des Modells und der einfließenden Parameter findet sich in den vergangenen Monitoring Berichten der E-Control, insbesondere aus den Jahren 2006 und 2007 (veröffentlicht auf www.e-control.at).

Auf Grundlage verschiedener Annahmen bezüglich der Eingangsparameter wird mit dem Nachfragemodell MEDA für 2020 ein energetischer Endverbrauch von 66.247



GWh erwartet, welcher einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 1,24% oder 761 GWh entspricht. Dies ist wiederum ein leichter Rückgang gegenüber dem Vorjahr, hier wurde noch ein durchschnittliches Wachstum von 1,4% pro Jahr bis 2018 prognostiziert. Hauptverantwortlich zeigen sich der starke Verbrauchsrückgang in den Jahren 2008 und 2009 welcher innerhalb des Modells einen dämpfenden Effekt hat und auch noch die Folgejahre beeinflusst.

Vergleicht man die Prognose der E-Control mit Verbrauchsprognosen der Europäischen Kommission für Energie und Verkehr (DG TREN) sowie den Prognose des ENTSO-E Verbundes so lässt sich festhalten, dass einheitlich eine Verlangsamung des Stromverbrauchswachstums erwartet wird. DG TREN80 kommt mit ihrem Modell PRIMES ein durchschnittliches Wachstum zwischen 2000 und 2010 von 1,7% und zwischen 2010 und 2020 von 1,4%. Der ENTSO-E Verbund⁸¹ wiederum erwartet in ihrem „System Adequacy Forecast 2010-2025“ einen durchschnittlichen Stromverbrauchszuwachs in Europa (bis 2020) um 1,47% wobei, Österreich hier, laut ENTSO-E, im Mittel liegt. In der nachstehenden Abbildung 2 werden die beschriebenen unterschiedlichen Szenarien nochmals zusammenfassend dargestellt. Auffallend ist, dass im E-Control Modell MEDA der dämpfende Effekt der Finanz- und Wirtschaftskrise aufgrund der autoregressiven Effekte länger nachwirkt als bei den anderen Modellen. Generell ist aber auffällig, dass die Endwerte für 2020 sehr nahe aneinander liegen.

⁸⁰ Dazu: http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/index_en.htm

⁸¹ Siehe https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/SDC/SOAF/ENTSOE_SO_AF_2011-2025.pdf

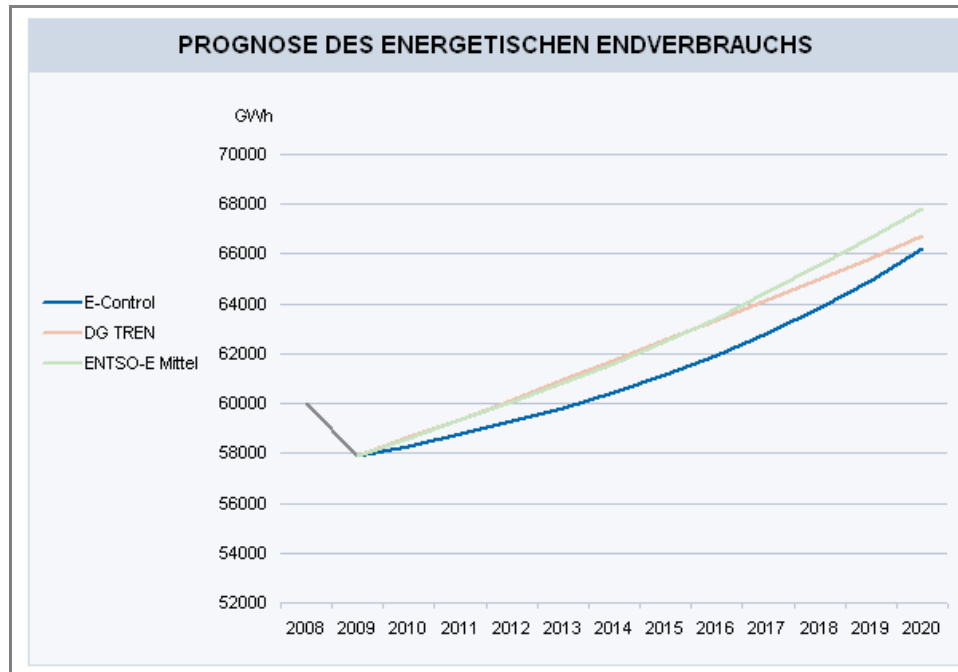


Abbildung 2

Prognose des energetischen Endverbrauchs im Vergleich 2010 - 2020

Quelle: E-Control, ENTSO-E, DG Tren

→ Erwartete Stromerzeugung in Österreich

Die Stromproduktion wird von unterschiedlichen Faktoren beeinflusst. Beispielsweise wirken sich Niederschlagsmengen und verfügbare Wassermengen auf die Speichereinhalte von (Pump)Speicherkraftwerken aus. Für die Prognose zu berücksichtigen ist, dass die verfügbare Kraftwerksleistung aufgrund von Revisionen, Stillständen, Störungen, Speichervolumen, Wasserführung, etc. geringer ist als die installierte Kraftwerksleistung.

In der Umsetzung des § 20i Abs 1 Energielenkungsgesetz 1982 (in der Fassung BGBl. I Nr. 106/2006) wurden für den diesjährigen Report die Kraftwerksausbauprojekte bis zum Jahr 2020 erhoben. Die in Abbildung 3 aufgelisteten in Planung, eingereichten und teilweise in Bau befindlichen zusätzlichen Erzeugungskapazitäten beziehen sich auf den Erhebungsstand Ende Juni 2011.

Das Hauptaugenmerk bei der Erhebung gemäß Energielenkungsgesetz liegt auf Wasser- und Wärmekraftwerken, da Projekte aus erneuerbaren Energiequellen (Windenergie, Biomasse, PV, etc..) einerseits einer großen Abhängigkeit von den ergriffenen Fördermechanismen unterliegen, andererseits, wie die Vergangenheit gezeigt hat, können solche Kraftwerksanlagen in vergleichsweise kurzer Zeit gebaut und in Betrieb genommen werden. Da auf Basis der Ökostromgesetz-Novelle 2011 für den Zeitraum der Jahre 2010 bis 2020 eine Zunahme von 2.200 MW bei Wind-, Biomasse- und Biogasanlagen angestrebt wird, ist dies ebenfalls in der Vorschau zu

berücksichtigen. Aufgrund der gesetzlichen Grundlage wird dafür die Realisierungswahrscheinlichkeit für diesen Prognosebericht mit 100 % angenommen.

Die bis zum Jahr 2020 neu hinzukommende Kraftwerksleistung beläuft sich gemäß dieser Erhebung auf 7.286 MW, wovon 3.546 MW auf Wasserkraftwerke und 3.740 MW auf thermische Kraftwerke entfallen. Kraftwerke bzw. Erzeugungsanlagen mit Leistungseinheiten von kleiner 25 MW fließen sofern diese bekanntgegeben wurden ebenfalls in die resultierenden Prognosen ein. Zusätzlich werden in Tabelle 1 auch gemeldete Stilllegungen berücksichtigt.

Insgesamt kann somit bis zum Jahr 2020 mit einer Leistungszunahme, sowohl durch geplante Kraftwerksprojekte, als auch durch prognostizierte Werte von Erneuerbaren Kraftwerksanlagen, und unter Berücksichtigung gemeldeter Stilllegungen von Kraftwerken von 8.480 MW gerechnet werden. Somit wird Österreich, wie in Tabelle 1 beziehungsweise Abbildung 3 ersichtlich, dann über eine installierte Kraftwerksleistung 29.223 MW verfügen.

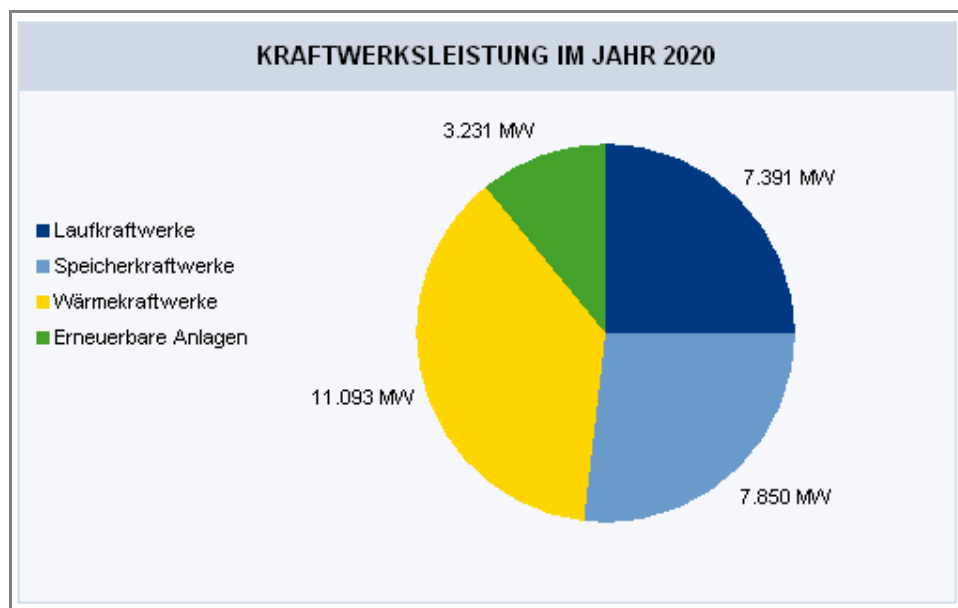


Abbildung 3

Prognostizierte Kraftwerksleistungen in Österreich für das Jahr 2020⁸²

Quelle: E-Control

⁸² inkl. statistischer Differenz durch Abschätzung für Kraftwerke mit einer Engpassleistung unter 1 MW, für die keine eindeutige Zuordnung nach Kraftwerkstyp getroffen werden kann

AUSBAUPROJEKTE FÜR DEN ZEITRAUM 2010 - 2020							
	Engpassleistung gesamt MW	In Planung ¹	Eingereicht	In Bau	Ausser- betrieb- nahmen	Inbetrieb- nahme	
		MW	MW	MW	Anzahl	Jahr	
thermische Kraftwerke	GDK	3.711		879	832		2011
			400				2015
			800				2017
			800				2019
	Dampf	-36				30	2011
					6		2013
	Sonstige	29			17		2011
			12			2012	
hydraulische Kraftwerke	Pump- speicher	645	140				2014
			505				2016
	Lauf	1.931			2	600	2011
					6	370	2012
				2.839	14		2013
			9	1			2014
			15	15			2015
		3			2016		

Tabelle 1

Kraftwerksausbau-
projekte (abzüglich
bekannter Stilllegun-
gen) in Österreich im
Zeitraum 2010 –
2020⁸³

Quelle: E-Control

Anm.: (1)... inkludiert Vorprojekte, Baubeschluss, Machbarkeitsstudien und UVE/UVP
Verfahren

→ Deckungsrechnung bis 2020

Basierend auf mit Hilfe von MEDA prognostizierte Stromverbrauchsentwicklung lässt sich nun die jährliche Lastspitze, ebenfalls ökonomisch, schätzen. Das dazu verwendete Verfahren eines Fehlerkorrekturmodells ist in den früheren Monitoring Berichten der E-Control ausführlich beschrieben.⁸⁴ Die dabei erhaltene Lastspitzenentwicklung (durchschnittlicher jährlicher Zuwachs zwischen 2011 und 2020 von 111 MW) wird in der nachfolgenden Abbildung 4 zusammen mit den erhobenen Leistungsmaxima der verfügbaren Kraftwerke dargestellt. Aufgrund unterschiedlicher Realisierungswahrscheinlichkeiten von Kraftwerken wurde bei in Planung befindlichen Projekten ebendiese unterstellt. Im Gegensatz wird unterstellt, dass „Er-

⁸³ inkl. statistischer Differenz durch Abschätzung für Kraftwerke mit einer Engpassleistung unter 1 MW, für die keine eindeutige Zuordnung nach Kraftwerkstyp getroffen werden kann

⁸⁴ Siehe insbesondere den Bericht des Jahres 2006 und die Seiten 18ff:

<http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/monitoring-report-strom-2006-2016-neu.pdf>

neuerbare“ Kraftwerksanlagen, auf Basis der rechtlichen Rahmenbedingungen zu 100 % verwirklicht werden.

Hieraus wird schließlich ersichtlich, dass das prognostizierte Leistungsmaximum der verfügbaren Kraftwerke über den betrachteten Zeitraum bis 2020 die prognostizierten Lastspitzen decken kann und somit keine Versorgungsprobleme erwartet werden. Allerdings ist dies auch davon abhängig, inwieweit geplante Projekte auch tatsächlich umgesetzt werden, was aus heutiger Sicht einer gewissen Unsicherheit unterliegt. Auch der ENTSO-E Verbund geht für Österreich bis 2025 von einer komfortablen Situation aus.⁸⁵ Auch im konservativen Szenario wäre ein Kapazitätsüberschuss (auch nach Abzug einer adäquaten Sicherheitsmarge) an einem durchschnittlichen Jänner 2020 von rund 10 GW vorhanden.

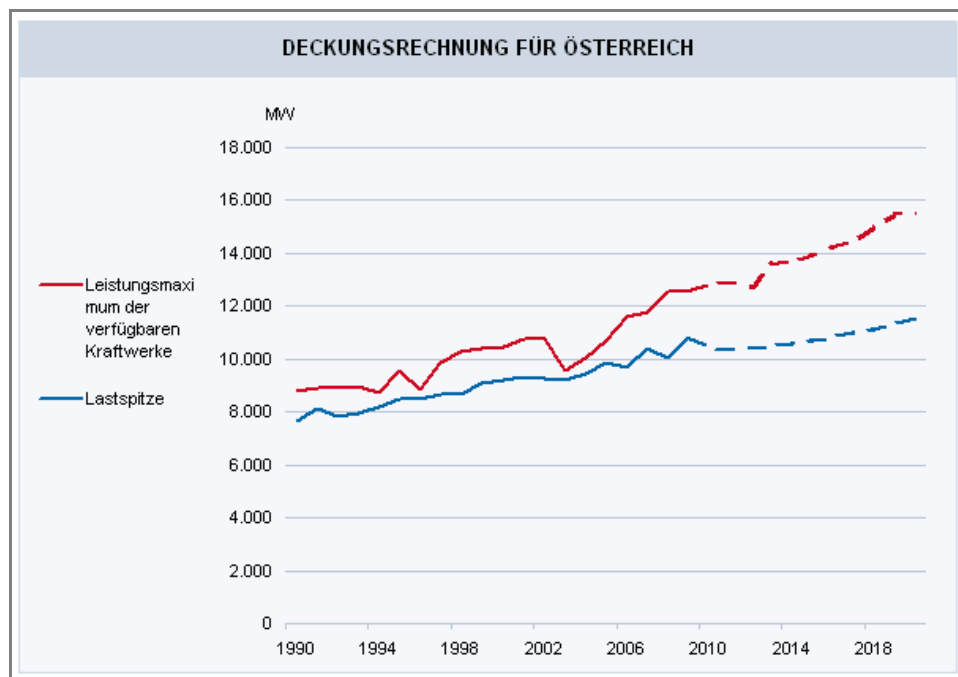


Abbildung 4

Prognostizierte Leistungsmaxima und prognostizierte Lastspitze in Österreich bis 2020

Quelle: E-Control

Etwas anders zeigt sich hingegen die Situation im gesamten ENTSO-E Verbund. Als Teil des Verbundnetzes ist es für Österreich zur Beurteilung der Versorgungssicherheit nicht irrelevant wie die Versorgungssituation in den anderen ENTSO-E Ländern beurteilt wird. Es zeigt, sich dass im konservativen Szenario im Jahr 2020 die verfügbare Kapazität unter die Sicherheitsmarge fällt, und somit eine ausreichend ho-

⁸⁵ Siehe https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/SDC/SOAF/ENTSOE_SO_AF_2011-2025.pdf

he Versorgungssicherheit in diesem Szenario nicht mehr gewährleistet ist. Im Szenario B würde die Überdeckung hingegen bei komfortablen 95 GW liegen.

Die, vor allem im Vergleich zu den Vorjahren, großen Unterschiede zwischen den beiden Szenarien lassen sich durch die größere Unsicherheit über die zukünftige Erzeugungssituation in Europa begründen. Die Auswirkungen der Wirtschafts- und Finanzkrise sind im Bereich der kapitalintensiven Kraftwerksinvestitionen laut ENTSO-E noch nicht vollkommen erfasst. Im Szenario A wird daher davon ausgegangen, dass die Übertragungsnetzbetreiber, in den nächsten Jahren noch weitere geplante Kraftwerke aus ihren Vorschäudaten entfernen, da die Finanz- und Finanzierungslage ungewiss ist. Die (recht plötzliche) neue Bewertung der Atomkraft in einigen Ländern Europas nach dem Unfall in Fukushima im März 2011 ist in dieser Prognose allerdings noch nicht miteinbezogen. Es wird sich zeigen, in wie weit hier ein Effekt auf die Versorgungssicherheit spürbar sein wird.

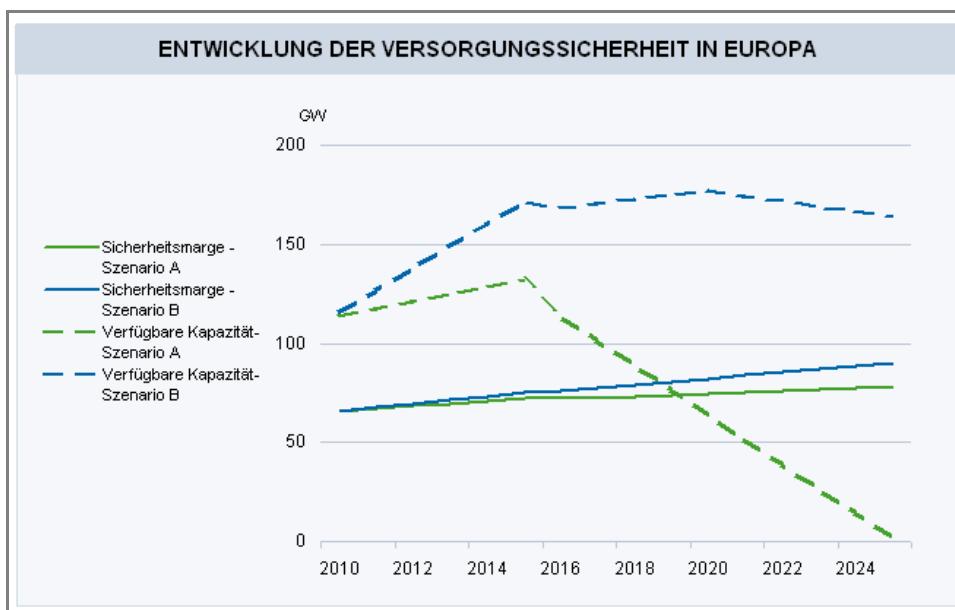


Abbildung 5

Prognostizierte Kapazität und Sicherheitsmarge im ENTSO-E Verbund bis 2025

Quelle: ENTSO-E

Ausbau der Stromnetze und Netzwartung

Neben dem österreichischen Höchstspannungsnetz muss durch die internationale Verbindung der Höchstspannungsnetze die Versorgungssicherheit auch das Funktionieren eines überregionalen Marktes gewährleistet sein. Deshalb muss in diesem Zusammenhang auf die Notwendigkeit langfristiger Verfügbarkeit von ausreichenden grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen hingewiesen werden, deren Erhalt



und Ausbau kontinuierlich fortgeführt werden muss. Dabei veröffentlicht der Übertragungsnetzbetreiber APG für Österreich (seit 1.1. 2011 mit Tirol aber gegenwärtig ohne Vorarlberg) seit 2009 regelmäßig einen Masterplan als Grundlage für die mittel- und langfristige Netzplanung. Dieser Masterplan ist auch Grundlage für die vom ENTSO-E Verbund veröffentlichten Prognosen zur Versorgungssicherheit.⁸⁶ Auf Basis des Masterplans veröffentlicht die APG den, gemäß § 37 EIWOG 2010, gesetzlich verpflichtenden Netzentwicklungsplan.⁸⁷ Dort findet sich auch eine detaillierte Auflistung der für die im Rahmen der Langfristplanung genehmigten Projekte.

In der Umsetzung des § 20i Abs 1 Energielenkungsgesetz 1982 (in der Fassung BGBl. I Nr. 106/2006) wurden für den diesjährigen Report die Netzausbauprojekte bis zum Jahr 2020 erhoben. Die in Tabelle 2 aufgelisteten in Planung, eingereichten bzw. in Bau befindlichen zusätzlichen Netzkapazitäten beziehen sich auf den Erhebungsstand Ende Juni 2011.

NETZAUSBAUPROJEKTE IN ÖSTERREICH					
Spannungsebene [kV]	In Planung ¹ [MW]	Eingereicht [MW]	In Bau [MW]	Ausserbetriebnahmen [MW]	Inbetriebnahme
110			229		2010
	140		1.242		2011
	1.324	230	147		2012
	2.387	200		122	2013
	1.304	1.220			2014
	774				2015
	800				2016
	400				2017
220	100				2012
	600				2013
		20	600		2014
380	200				2013
	1.000				2015

Tabelle 2

Netzausbauprojekte
in Österreich im Zeitraum 2010 – 2020

Quelle: E-Control

⁸⁶ Siehe online auf: <http://www.apg.at/de/netz/netzausbau/masterplan>

⁸⁷ Siehe: <http://www.apg.at/de/netz/netzausbau/netzentwicklungsplan>



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 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, um auch den prognostizierten Zubau an Erzeugungsleistung zeitgerecht anschließen und in Betrieb nehmen zu können.

→ Qualität und Umfang der Netzwartung

Im Bereich der Instandhaltung gibt es laufend Weiterentwicklungen. Die Netzbetreiber bedienen sich teilweise unterschiedlicher Monitoringsysteme zur Dokumentation und Analyse messtechnischer Daten aus automatischen Messungen von fix installierten Messgeräten sowie aus geplanten Prüfungen. Diese Systeme können bei der Instandhaltungsplanung helfen oder auch selbstständig Informationen über Grenzwertverletzungen an ausgewähltes Personal übermitteln.

Die Instandhaltung wird grundsätzlich gemäß gesetzlicher Vorgaben sowie betrieblicher Erfahrungen durchgeführt. In den meisten Fällen gibt es Netzbetreiberinterne Regelwerke, die Teilprozesse vorgeben. Dazu zählen

- Inspektionen: allgemeine Beurteilung des Betriebsmittels
- Festlegung der sich daraus ergebenden Wartungs- und Instandsetzungsintervalle
- Wartung: z.B. periodisch nach Herstellervorgaben, Ausbesserungsarbeiten an Bauwerken, Erneuerungen von Korrosionsschutz
- Instandsetzung, Revision.

Die Erweiterungsprogramme folgen langfristigen technischen und wirtschaftlichen Aspekten. Prognostizierte Lastflüsse, Sicherheits- und Zuverlässigkeitsüberlegungen spielen ebenfalls eine wichtige Rolle bei der Weiterentwicklung der Netze.

Die Netzbetreiber sind auch in einer Vielzahl nationaler wie internationaler Arbeitsgruppen vertreten, in denen sowohl die Weiterentwicklung von Bestehendem als auch zukünftige Neuerungen diskutiert werden. Dazu zählen Arbeitsgruppen beim Verband der österreichischen E-Wirtschaft und Verband für Elektrotechnik (OVE), CIGRE und Kooperationen mit technischen Universitäten. Weiters gibt es Kooperationen mit benachbarten Netzbetreibern im In- und Ausland. Zusätzlich zu Forschung und Entwicklung wird auch großes Augenmerk auf die regelmäßige Schulung des Betriebspersonals sowohl in fachspezifischen Bereichen als auch in Sicherheits- und



Bergungsmaßnahmen sowie allgemeiner Weiterbildung (z.B. Betriebsführung, Baustellenkoordination, Logistik) gelegt.

Maßnahmen in außergewöhnlichen Situationen

→ Von Erzeugungs- und Lastmanagement bis Netzwiederaufbau

Aus dem unterschiedlichen Verbrauchverhalten der Kunden (Verbraucher) werden die Lastgänge ermittelt. Entsprechend der Lastverläufe werden die notwendigen Kraftwerkskapazitäten abgerufen. Zwischen Netzbetreiber und angeschlossenen Erzeugungsanlagen erfolgt ein Datenaustausch zu aktuellen und zukünftigen Erzeugungswerten (Vorausschau). Im normalen Betriebszustand werden die Kraftwerke nach Marktlage betrieben.

Bei außergewöhnlichen Bedingungen können werden Maßnahmen zur Vermeidung von Engpässen gesetzt (Trafostellungen, Schaltzustände, Einsatz von Erzeugern). In kritischen Situationen verfügen die meisten Netzbetreiber über die Möglichkeit über Tonsteuerrundfrequenzanlagen oder automatisch, frequenz- und/oder spannungsabhängig, Abschaltungen vorzunehmen. Im Allgemeinen gibt es keine speziellen Vereinbarungen mit einzelnen Kunden (Lastmanagement, Nutzung der Einspeisung). Zur Vermeidung von Großstörungen sind auch Maßnahmen entsprechend den technischen und organisatorischen Regeln (TOR) Teil E zu setzen.

Im Falle eines weiträumigen Netzzusammenbruchs bestehen Vereinbarungen (Richtlinien und Verträge) zum Netzwiederaufbau der unterlagerten VNB mit dem ÜNB. Die koordinierten Vorgehensweisen werden regelmäßig gemeinsam (VNB und ÜNB) am Simulator geübt. Ebenso gibt es bei den meisten VNB regionale Notprogramme und Katastrophenpläne für flächenmäßig begrenzte Ausfallsszenarien.

Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen und Netzen

Gemäß den Vorgaben durch die Elektrizitätsstatistikverordnung sind von der Energie-Control GmbH jährlich die Ergebnisse der Auswertung der in österreichischen Netzbereichen erfassten Störungen (Versorgungsunterbrechungen) zu veröffentlichen. Die hierzu notwendigen Datenerhebungen werden in Zusammenarbeit mit den österreichischen Netzbetreibern und Österreichs Energie (vormals VEÖ) durchgeführt. Seit dem Auswertungsjahr 2003 werden bei dieser Erhebung 100% der österreichischen Netzbetreiber erfasst. Auf diese Weise kann eine laufende und umfassende Überwachung der Versorgungszuverlässigkeit gewährleistet werden.

Die jeweils aktuellen Ergebnisse werden von der E-Control jährlich in einem eigenem Bericht veröffentlicht (auch auf www.e-control.at). Das Ergebnis der Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit für das Jahr 2009 zeigt, dass sich die Nichtverfüg-



barkeit der Stromversorgung gegenüber den bisherigen Jahren nur gering verändert hat. Die Nichtverfügbarkeit der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen liegt im Jahr 2009 (Basis SAIDI) bei 41,90 min. Für die geplanten Versorgungsunterbrechungen errechnet sich ein Wert von 16,48 min. Daraus ergibt sich gesamt eine Nichtverfügbarkeit über alle erfassten Versorgungsunterbrechungen dieses Jahres von 58,38 min. Die durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung lag in Österreich bei 65,59 min.

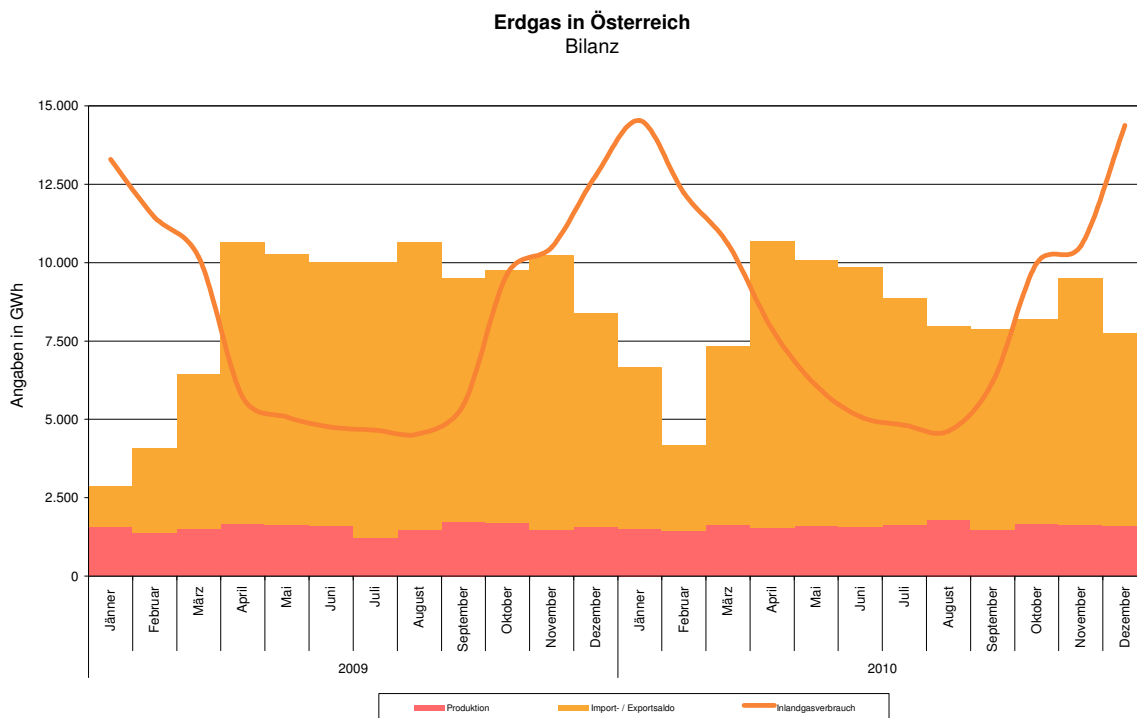


4.2 Gas

Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt

Rund 80% des Angebotes werden durch den Import gedeckt. Während bisher zu einem relativ konstanten Importstrom nur im Sommer Zusatzmengen für die Wiederauffüllung der Speicher hinzukamen, ist zunehmend eine stärkere Strukturierung über das Jahr festzustellen, die eine Tendenz zu einem Rückgang im Winter und verstärkte Importe im Sommer zeigt. Die Importe erfolgen über die Einspeisepunkte Baumgarten und Oberkappel, wobei der Schwerpunkt in Baumgarten mit ca. 80% der Importmengen liegt. Die geringeren Importmengen im Winter werden durch zusätzliche Speicherleistung ersetzt (siehe Abbildung 51).

Abbildung 51: Ergasaufbringung und Verbrauch in Österreich für 2009 und 2010



Quelle: E-Control

Mit der OMV Austria Exploration & Production GmbH und der Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) sind zwei Unternehmen in der Gasproduktion in Österreich tätig. Im Jahr



2010 wurden in Österreich insgesamt rd. 1,7 Mrd. Nm³ Naturgas⁸⁸ gefördert, was rd. 20% des Inlandgasverbrauchs entspricht. Der Hauptanteil, rd. 87%, wurde von der OMV Austria Exploration & Production gefördert (siehe Tabelle 13). Die sicher und wahrscheinlich gewinnbaren Reserven der beiden Unternehmen betragen mit Stichtag 1. Jänner 2010 24,8 Mrd. Nm³.

Tabelle 13: Naturgasproduktion in Österreich 2010

	in Mio. Nm ³	in %	% gg. 2009
OMV Austria Exploration & Production	1.478	86,7	10,2
Rohöl-Aufsuchungs AG	226	13,3	-5,6
Gesamt	1.704	100,0	7,8

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

Die Nachfragetreiber für Gas sind vor allem die Außentemperatur und der Kraftwerkseinsatz, die einen relativ gleichmäßigen Industriebedarf überlagern. Haushalte sowie Gewerbe und Industrie sind jedenfalls immer ausreichend versorgt, sodass das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage insgesamt als ausgeglichen betrachtet werden kann.

Von der im Jahr 2010 physisch importierten Menge an Gas wurde rd. 80% wieder exportiert. Insgesamt wurden 2010 rd. 417 TWh physisch importiert. Der größte Anteil der physikalischen Exporte ging nach Italien. Im Jahr 2010 waren dies rd. 238 TWh (siehe Tabelle 14).

⁸⁸ Unter Naturgas wird sowohl Erdgas als auch Erdölgas verstanden.



Tabelle 14: Physikalische Importe und Exporte 2010

Erdgasbilanz Österreich, Kalenderjahr 2010				
Physikalische Importe und Exporte¹				
	Importe		Exporte	
	in GWh	in Mio. Nm³	in GWh	in Mio. Nm³
Deutschland	62.370	5.574	26.810	2.396
Schweiz	-	-	731	65
Italien	-	-	238.221	21.289
Slowenien	-	-	18.894	1.688
Ungarn	-	-	49.100	4.388
Slowakei	353.840	31.621	3.221	288
Tschechische Republik	585	52		
Summe	416.794	37.247	336.977	30.114

¹ Physikalische Messwerte an den Grenzübergabestellen

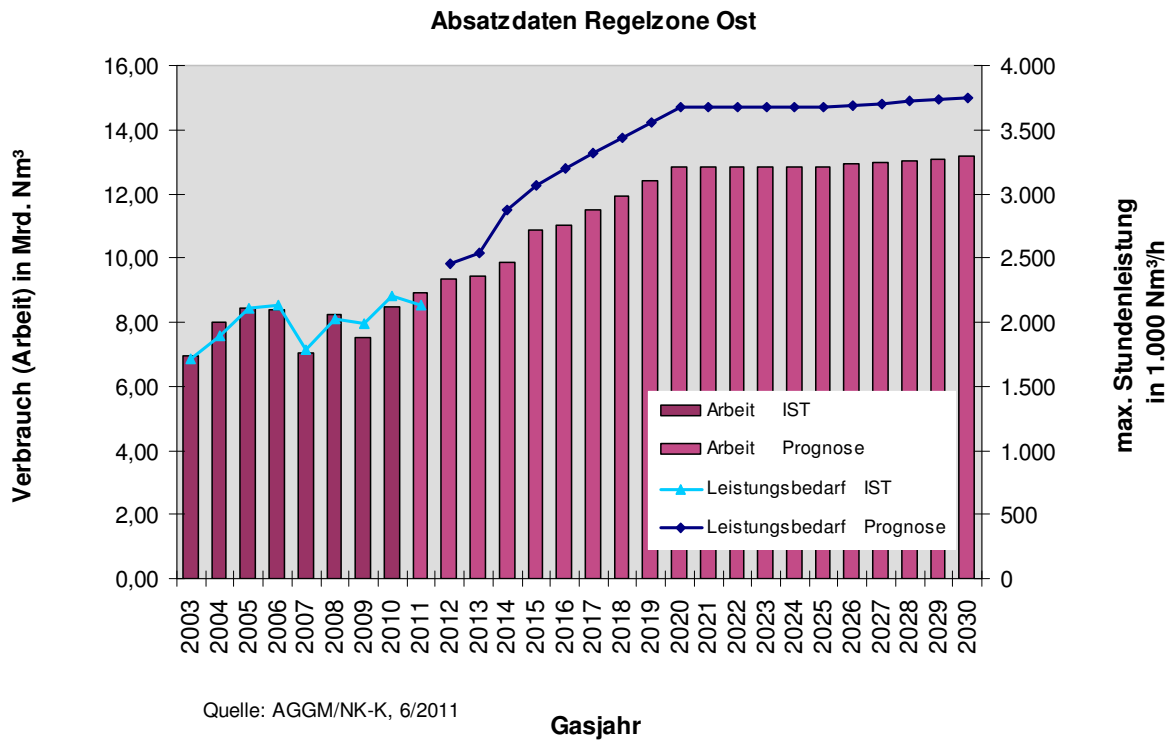
Quelle: E-Control

Erwartete Nachfrageentwicklung und verfügbares Angebot

Die Nachfrageentwicklung ist aufgrund der vom Regelzonenführer AGGM erstellten Prognose in Abbildung 52 dargestellt. Die Vorschau beruht auf Steigerungsprognosen für die Kleinverbraucher und konkreten Projekten. Die Deckung des Nachfragezuwachses ist aufgrund der gleichzeitig durchgeführten Befragung der Versorger (BGV) auf lange Sicht nicht durch entsprechende Angebote gesichert. Es ist jedoch davon auszugehen, dass diese aktuell absehbaren Versorgungslücken, sobald sich der Bedarf konkretisiert, durch neue Angebote gedeckt werden. Dabei können neue Anbieter und Gasquellen zum Zug kommen, was bei der Ausbauplanung der Infrastruktur durch ausreichende Flexibilität des Netzes bezüglich der Einspeisepunkte berücksichtigt wird.



Abbildung 52: Prognose der maximalen Stundenleistung und Verbrauch in der Regelzone Ost



Quelle: AGGM AG

In Planung und in Bau befindliche zusätzliche Kapazitäten

Physikalische Reverse Flow Kapazität von Deutschland nach Österreich am Netzkopplungspunkt Überackern wurde von OMV Gas GmbH am 1.4.2011 mit einer Kapazität von 424.400 Nm³/h in Betrieb genommen.

Physikalische Reverse Flow Kapazität von Italien nach Österreich am Netzkopplungspunkt Arnoldstein (TAG) wird ab 1.10.2011 mit einer Kapazität von 1.552.960 Nm³/h in Betrieb gehen.

Die Netzbetreiber OMV Gas GmbH und NET4GAS, s.r.o. testeten im 2. Halbjahr 2010 die Marktnachfrage für bidirektionale Transportkapazität zur Verbindung des österreichischen und tschechischen Gasmarktes zur Realisierung des Projekts "Lanžhot - Baumgarten Line" (LBL). 12 Unternehmen haben Interesse bekundet, Transportkapazität zu buchen. Eine Investitionsentscheidung wurde noch nicht getroffen.



In Umsetzung befindet sich die Erhöhung der Transportkapazität der WAG in beiden Richtungen. Das Projekt „WAG Plus 600“ wurde im 1. Quartal 2011 fertig gestellt. Das Projekt „WAG Expansion 3“ soll bis 2013 umgesetzt werden und eine weitere Erweiterung der Kapazität um ca. 230.000 m³/h in beiden Transportrichtungen bringen.

Qualität und Umfang der Netzwartung

Beim Betrieb und bei der Instandhaltung der Netze haben die Netzbetreiber die einschlägigen Regeln der Technik (ÖNORMEN, Richtlinien der ÖVGW) einzuhalten. Eine umfassende Darstellung der Mindestanforderungen an einen sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetrieb ist in einer von E-Control beauftragten Studie⁸⁹ enthalten.

Die technische Qualität der Netzdienstleistung ergibt sich primär aus dem Betrieb und der Instandhaltung der Netze. Wesentliche Aspekte der technischen Qualität der Netzdienstleistung sind die Versorgungszuverlässigkeit, die Gasqualität und die operative Versorgungssicherheit (Netzbetrieb, Instandhaltung, Dispatching), mit dem Ziel, eine unterbrechungsfreie Verteilung von Erdgas in ausreichender Qualität und Menge mit dem erforderlichen Betriebsdruck bis zur Kundenanlage sicherzustellen.

Im Rahmen der Monitorings der Qualität der Netzdienstleistung der österreichischen Gasverteilernetzbetreiber erhebt E-Control unter anderem Kenngrößen zur „technischen Qualität“ der Netzdienstleistung, die gemäß Kap. XII Abs (3) der Allgemeinen Bedingungen für Verteilernetzbetreiber von den Verteilernetzbetreibern mindestens einmal jährlich zum 1. März für das vorangegangene Kalenderjahr zu veröffentlichen sind.

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

Durch das in Österreich praktizierte Stundenregime in der Fahrplanabwicklung ist jeder Versorger zur stundengenauen Abdeckung der Verbrauchsspitzen seiner Endkunden verpflichtet. Darüber hinaus ist ein gut funktionierendes Bilanzausgleichs-

⁸⁹ Kiesselbach G., TÜV Österreich: Zusammenstellung von allgemein gültigen Mindestanforderungen an einen sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetrieb entsprechend den gesetzlichen und technischen Rahmenbedingungen in Österreich; Stand Dezember 2005 (Download unter: <http://www.e-control.at/de/publikationen/publikationen-gas/studien/gasnetzbetrieb>)



system eingeführt, das Ungleichgewichte, die trotzdem auftreten können, effizient beheben kann.

Grundsätzlich haben alle Nachfrager die gleiche Priorität bei der Belieferung, es ist jedoch davon auszugehen, dass in den Spitzenlaststunden eine gleichzeitige Versorgung aller Gaskunden, insbesondere mit dem gleichzeitigen Volllastbetrieb aller gasbetriebenen Kraftwerke, sowohl mangels verfügbarer Energie aber auch mangels verfügbarer Transportkapazität nicht möglich wäre. Das Engpassmanagement erfolgt aufgrund der begrenzten Aufbringungsmöglichkeit versorgerseitig, durch eine angepasste Kraftwerksbelieferung. Die Nachfragespitzen der Haushalte sowie Gewerbe und Industrie können jedoch jederzeit gedeckt werden.

Ausfälle von Versorgern können über den regulären Bilanzausgleich nur in geringem Ausmaß abgedeckt werden, für solche Fälle sind je nach Umfang und Dauer der Unterversorgung, unterschiedliche Engpassmaßnahmen vorgesehen. Im GWG §12g ist geregelt, dass im Fall von kurz- oder mittelfristigen Kapazitätsengpässen der Regelzonenführer mit den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern, Inhabern von Transportrechten, Bilanzgruppenverantwortlichen, Versorgern, Bilanzgruppenkoordinatoren bzw. Betreibern von Speicher- oder Produktionsanlagen einen Maßnahmenplan zur Beseitigung des Engpasses erarbeitet und umsetzt.

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



Umfang der Bevorratungskapazität (Gasspeicherung)

Die österreichischen Gasspeicher haben gemeinsam ein Arbeitsgasvolumen von rd. 7,1 Mrd. m³ und eine Entnahmeleistung von rd. 3,2 Mio m³/h (siehe Tabelle 7 auf Seite 64). Daneben nutzen am österreichischen Markt agierende Unternehmen auch den Speicher Lab 4 der Pozagas in der Slowakei (620 Mio. m³, 6,9 Mio. m³/Tag).

Anteil langfristiger Erdgaslieferverträge

Die bestehenden Langfristverträge sehen die folgenden Mengen vor:

- Ca. 7 Mrd. m³ / Jahr an russischen Lieferungen von Gazprom Export⁹⁰
- Ca. 1,2 Mrd. m³/ Jahr an norwegischen Lieferungen⁹¹
- Weitere, geringere Mengen von deutschen Lieferanten

Wie aus Pressemitteilungen in 2006⁹² zu entnehmen war, sind die Importverträge für russisches Erdgas zwischen Gazprom Export auf der einen Seite und EconGas, GWH Gashandel GmbH und Centrex auf der anderen Seite abgeschlossen worden und laufen bis 2027. GWH Gashandel GmbH (als reiner Zwischenhändler) verkauft diese Importverträge mit denselben Flexibilitätsbedingungen an drei weitere Unternehmen weiter: Kelag, Steirische Gas-Wärme GmbH und Erdgas Import Salzburg AG. Importverträge mit norwegischen Lieferanten halten ebenfalls dieselben Marktteilnehmer. Über weitere Verträge ist nichts bekannt.

Ordnungspolitische Rahmenbedingungen zur Schaffung angemessener Anreize für neue Investitionen

Ein Anreiz für Investitionen in Transportinfrastruktur wurde durch den § 19a (2) GWG geschaffen. Darin ist der Netzausbaupertrag definiert. Es handelt sich dabei um eine wechselseitige Verpflichtung zwischen Netzbenutzer und Netzbetreiber zwecks besserer Planbarkeit von Investitionen und Transportleitungen. Voraussetzung für die sichere Umsetzung der Investition ist auch die Genehmigung der entsprechenden Projekte in der langfristigen Planung durch die ECK, die der Regelzonenführer entsprechend dem §12b im Gaswirtschaftsgesetz durchzuführen hat. Durch dieses Verfahren erhält der Netzbetreiber die Zusicherung, dass er die Inves-

⁹⁰ Vgl. APA ots news vom 29.09.2006

⁹¹ Vgl. Norwegian Petroleum Directorate, <http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2009/>, Chapter 6, Norwegian gas exports, S. 49

⁹² Vgl. Pressemitteilung OMV vom 29.9.2006 auf www.omv.com



titionen über regulierte Tarife finanzieren kann. Der Netzbenutzer und der Endkunde bekommen Sicherheit für geplante Projekte.

Umsetzung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung

Eine Arbeitsgruppe aus Vertretern der Gasindustrie, der abnehmenden Industrie und Konsumenten und der Regulierungsbehörde hat unter der Leitung des Bundesministeriums für Wirtschaft, Familie und Jugend mit einem Berater die Risikobewertung gemäß Artikel 9 der Verordnung erstellt. Untersucht wurden der Infrastrukturstandard (N-1 Formel) gemäß Artikel 6 und der Versorgungsstandard gemäß Artikel 8.

Die Berechnung der N-1 Formel gemäß Anhang I ergibt ein Ergebnis von 161%. Die bestehende österreichische Gasinfrastruktur erfüllt also den Infrastrukturstandard (Anforderung >100%).

Generell kommt die Risikobewertung zu dem Ergebnis, dass hinsichtlich Ausbaugrad, Qualität des österreichischen Erdgasnetzes, Speicherstätten und Produktionsanlagen die überwiegende Mehrzahl der betrachteten Störungen mit einem geringen Risiko betreffend eines Ausfalls der Versorgung von geschützten Kunden bewertet werden können. Für die identifizierten Störungen mit moderatem und hohem Risiko werden im Präventionsplan geeignete Empfehlungen zur Beseitigung festgelegt. Einige der Empfehlungen befinden sich bereits in Umsetzung.



5. Public Service Themen – Strom und Gas

Allgemeine Bedingungen

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.

Lieferanten, die Endverbraucher beliefern, sind verpflichtet, ihre Allgemeinen Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit Strom oder Gas vor ihrem Inkrafttreten und vor jeder Änderung bei der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Die Anwendung sitten- 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 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. Diese Angaben werden bezüglich der Richtigkeit der Angaben von der Regulierungsbehörde überwacht. Im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 ist zur Stromkennzeichnung eine Verordnung vorgesehen, die momentan in Begutachtung ist und voraussichtlich im Herbst 2011 erlassen wird.

Annex A Maßnahmen zum Schutz der Kunden

Die Allgemeinen Bedingungen oder Vertragsformblätter zwischen Versorgern von Gas oder Strom und Kunden haben zumindest zu enthalten:

- Name und Anschrift des Versorgers,
- erbrachte Leistungen und angebotene Qualität,
- 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 und
- die Bedingungen, zu denen eine Versorgung in letzter Instanz (Pflicht zur Grundversorgung) erfolgt.

Im Sinne der Transparenz und Konsumentenfreundlichkeit sind auf Rechnungen bei einer gemeinsamen Abrechnung in transparenter Weise neben den Komponenten des Systemnutzungsentgelts, den Zuschlägen für Steuern und Abgaben sowie dem Preis für elektrische Energie in Cent pro kWh die folgenden Inhalte auszuweisen:

- die Zuordnung der Kundenanlage zu den Netzebenen,
- das vereinbarte bzw. erworbene Ausmaß für die Inanspruchnahme des Netzes in kW
- die Zählpunktsbezeichnung,
- die Zählerstände, die für die Abrechnung herangezogen wurden,
- Informationen über die Art der Zählerstandsermittlung, wobei anzugeben ist, ob eine Zählerablesung durch den Netzbetreiber, eine Selbstablesung durch den Kunden oder eine rechnerische Ermittlung des Zählerstandes vorgenommen wurde und
- der Energieverbrauch im Abrechnungszeitraum je Tarifzeit.

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 Kunde ausreichend Zeit hat, um sich einen neuen Lieferanten zu suchen, wobei er bis zum Wechsel zu den bisherigen Preisen vom alten Lieferanten beliefert wird.

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. Auch Gaskunden sollte jährlich ein Informationsblatt zugesendet werden, das über generelle Vertragsstrukturen und die Möglichkeit, den Lieferanten zu wechseln, informiert.



Versorger letzter Instanz

Jeder Stromlieferant, der Haushaltskunden beliefert, ist ein Versorger letzter Instanz und hat Interessenten zu den geltenden Allgemeinen Geschäftsbedingungen und zu einem zu veröffentlichen Allgemeinen Tarif zu versorgen. Einige Landesausführungsgesetze sehen vor, dass der erhöhte Administrationsaufwand für diese Kunden durch einen Aufschlag auf den Energiepreis berücksichtigt werden kann, wovon jedoch soweit ersichtlich bisher kein Lieferant Gebrauch gemacht hat.

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.

Vulnerable customers

In Österreich gibt es keine Definition für schutzbedürftige Kunden, allerdings gibt es gesetzliche Regelungen zu einem Versorger letzter Instanz sowie welche, die Abschaltungen erschweren. Es gibt zwar keine regulierten Energiepreise, allerdings gibt es einige nicht preisabhängige Unterstützungsmaßnahmen für verschiedene Konsumentengruppen, die in der alleinigen Verantwortung der österreichischen Bundesregierung und der Landesregierungen liegen.

Abschaltungen

Zu den Systemen, die in Österreich Kunden vor Abschaltungen schützen, gehören sowohl Mechanismen, die aufgrund rechtlicher Bestimmungen einzuhalten sind, als auch verschiedene Selbstverpflichtungen von Anbietern.

In den Allgemeinen Verteilernetzbedingungen (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 von Netz bzw. Versorgung getrennt werden kann.

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

Grundsätzlich ist zu erwähnen, dass eine Abschaltung immer möglich ist, es gibt keine Einschränkung während der Wintermonate. Der Regulierungsbehörde liegen



allerdings keine Daten zur Anzahl von Abschaltungen vor, was sich mit der neuen Gesetzgebung ändern soll.

Einführung intelligenter Messsysteme

Die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2009/72/EG sowie die Gas-Richtlinie 2009/73/EG sehen in ihren Anhängen vor, dass intelligente Messsysteme eingeführt werden.

Dadurch soll dem Endkunden eine ganze Reihe an innovativen Möglichkeiten bereit stehen, um den eigenen Energieverbrauch besser zu steuern und die Vorteile eines liberalisierten Energiemarktes voll zu nutzen. Dazu gehören folgende Aspekte:

- Steigerung der Energieeffizienz bzw. Reduktion des Energieverbrauchs,
- alternative Tarifmodelle und individuelle Angebote,
- Erleichterungen bei Zählerablesung und Rechnungslegung sowie
- Erleichterungen beim Lieferantenwechsel.

Der intelligente fernauslesbare Stromzähler wurde somit in die Systemnutzungstarife-Verordnung aufgenommen. Weiters enthält die Ende Dezember beschlossene EIWOG-Novelle 2010 Rahmenbedingungen über eine österreichweite Einführung von Smart Metering. Der Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend kann eine Verordnung über die Eckpunkte eines Roll-outs nach Durchführung einer Wirtschaftlichkeitsanalyse erlassen, die Regulierungsbehörde hat Verordnungsermächtigungen zu den technischen Vorgaben sowie zum Datenschutz.

Im Strombereich haben sich in den letzten Jahren bereits etliche Netzbetreiber, auch ohne gesetzliche Vorgabe, dazu entschlossen, diverse Smart Metering-Projekte zu starten. Derzeit befinden sich bereits über 60.000 intelligente Stromzähler im österreichischen Verteilnetz. Für den Konsumenten fallen aufgrund der derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen grundsätzlich keine Kosten durch die Installation oder den Betrieb eines Smart Meters an.