



MARKTBERICHT 2012  
NATIONALER BERICHT AN DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION

E-CONTROL

Profitieren. Wo immer Energie  
neue Wege geht.



PROFITIEREN.  
WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.



# Inhaltsverzeichnis

---

<b>Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2011</b>	<b>4</b>
<b>STROM- UND GASMARKT IN ZAHLEN</b>	<b>4</b>
<b>MASSGEBLICHE MARKTENTWICKLUNGEN 2011</b>	<b>6</b>
> Entwicklung des regulatorischen Rahmens in 2011	6
> Preisentwicklung an den österreichischen Strom- und Gasmärkten in 2011	10
> Wettbewerbsentwicklung	12

---

<b>Der österreichische Strommarkt</b>	<b>14</b>
<b>NETZREGULIERUNG</b>	<b>14</b>
> Übersicht über das Stromnetz	14
> Entflechtung der Netzbetreiber	15
> Technische Funktionsweise des Marktes	18
> Netzentgelte für Anschluss und Zugang	25
> Bestimmung der Netznutzungsentgelte	25
> Stromübertragung – Grenzüberschreitende Kapazitäten und Engpassmanagement-Mechanismen	27
> Überwachung der Gesetzeseinhaltung	29
> Streitschlichtung	30
<b>ENTWICKLUNG DES WETTBEWERBS AUF DEM ÖSTERREICHISCHEN STROMMARKT</b>	<b>31</b>
> Aufbringung und Verwendung von Elektrizität	31
> Großhandelsmarkt Strom	34
> Endkundenmarkt Strom	39
> Entwicklung der Margen im Strommarkt	56
> Entwicklung der Unternehmensergebnisse	60
> Erweiterte Überwachungsaufgaben für die E-Control im Strommarkt	65
> Empfehlungen für Endkundenpreise, Art. 37 (1)	66
> Durchführung von Untersuchung und Maßnahmen zur Wettbewerbsförderung	67
> Konsumentenschutz	68

---

<b>Versorgungssicherheit Strom</b>	<b>73</b>
------------------------------------	-----------

---

## Der österreichische Gasmarkt 77

### **NETZREGULIERUNG 77**

- > Übersicht über das Gasnetz 77
- > Unbundling 77
- > Technische Funktionsweise des Marktes 78
- > Netzentgelte für Anschluss und Zugang 85
- > Bestimmung der Netznutzungsentgelte 85
- > Gastransport – Grenzüberschreitende Kapazitäten und Engpassmanagement-Mechanismen 89
- > Überwachung der Gesetzeseinhaltung 90
- > Streitschlichtung 90

### **ENTWICKLUNG DES WETTBEWERBS AUF DEM ÖSTERREICHISCHEN GASMARKT 91**

- > Aufbringung und Verwendung von Gas 91
- > Großhandelsmarkt Gas 92
- > Endkundenmarkt Gas 104
- > Abschätzung der Margen der Gaslieferanten 116
- > Erweiterte Überwachungsaufgaben für die E-Control im Gasmarkt 118
- > Durchführung von Untersuchung und Maßnahmen zur Wettbewerbsförderung 118
- > Konsumentenschutz 118

## Versorgungssicherheit Gas 119

- > Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt 119
- > Erwartete Nachfrageentwicklung und verfügbares Angebot 120
- > In Planung und in Bau befindliche zusätzliche Kapazitäten 121
- > Qualität und Umfang der Netzwartung 122
- > Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger 122
- > Ordnungspolitische Rahmenbedingungen zur Schaffung angemessener Anreize für neue Investitionen 123
- > Umsetzung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung 123

### **ABBILDUNGSVERZEICHNIS 124**

### **TABELLENVERZEICHNIS 126**

---

# Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2011

## Strom- und Gasmarkt in Zahlen

Die elektrische Energie hatte 2010 einen Anteil am energetischen Endverbrauch von 19,4% (zweitgrößter Anteil nach dem Erdöl und seinen Produkten) und Erdgas einen Anteil von 17,1% (drittgrößter Anteil).

### **Kennzahlen der Stromwirtschaft**

Der gesamte Inlandsstromverbrauch betrug im Jahr 2011 68.823 GWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 0,2% gesunken. *Tabelle 1* zeigt die Bilanz der Stromwirtschaft für 2011 und die Veränderung gegenüber 2010. Die Bruttostromerzeugung ist um 7,6% gesunken, wobei sowohl die Erzeugung der Wasser- und Wärmekraftwerke wie auch jene der Wind- und Photovoltaikanlagen zurückging. Beim Stromaustausch über die Bundesgrenzen hinweg ist festzuhalten, dass die physikalischen Importe um 25,4% auf 24.972 GWh anstiegen, während gleichzeitig die Exporte um 4,0% auf 16.777 GWh zurückgingen.

Der vergleichsweise geringe Verbrauchsrückgang ist nahezu ausschließlich auf konjunkturelle Einflüsse zurückzuführen, da allein aufgrund der klimatischen Einflüsse ein Rückgang zwischen 0,5% und etwa 1,0% zu verzeichnen gewesen wäre.

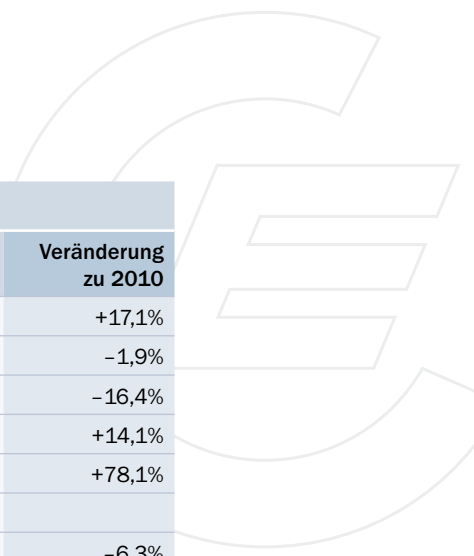
<b>BILANZ DER STROMWIRTSCHAFT FÜR 2011</b>		
	<b>GWh (2011)</b>	<b>Veränderung zu 2010</b>
Bruttostromerzeugung	65.688	-7,6%
Physikalische Importe	24.972	+25,4%
Physikalische Exporte	16.777	-4,0%
Verbrauch für PSP	5.060	-
Inlandsstromverbrauch	68.823	-0,2%

*Tabelle 1: Bilanz der Stromwirtschaft für 2011*  
Quelle: E-Control

### **Kennzahlen der Gaswirtschaft**

*Tabelle 2* zeigt die Bilanz der Gaswirtschaft für 2011 und die Veränderung gegenüber 2010. Die gesamte inländische Erdgasabgabe an Endkunden betrug im Berichtsjahr 95.634 GWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 6,3% gesunken.

Die Im- und Exporte sind mit Zuwächsen von 17,1% bzw. 14,1% jeweils deutlich angestiegen, während die inländische Produktion um 1,9% leicht gesunken ist. Bei der Speicherbewirtschaftung ist festzuhalten, dass im Berichtsjahr netto 22.069 GWh eingespeichert wurden, während im Vorjahr 7.934 GWh netto entnommen wurden. Diese Erhöhung ist im Wesentlichen auf die Befüllung der Speicher Haidach und Seven Fields zurückzuführen.



## BILANZ DER GASWIRTSCHAFT FÜR 2011

	Mio. m <sup>3</sup> (2011)	GWh (2011)	Veränderung zu 2010
Importe	43.628	488.199	+17,1%
Produktion	1.683	18.837	-1,9%
Speichereinentnahme	2.863	32.042	-16,4%
Export	34.358	384.467	+14,1%
Speichereinpressung	4.836	54.112	+78,1%
Eigenverbrauch, Verluste, Netzverluste; Stat. Differenz	435	4.865	
Abgabe an Endkunden	8.546	95.634	-6,3%
Maximaler Tagesverbrauch	46,7	523,0	
Minimaler Tagesverbrauch	9,1	102,2	

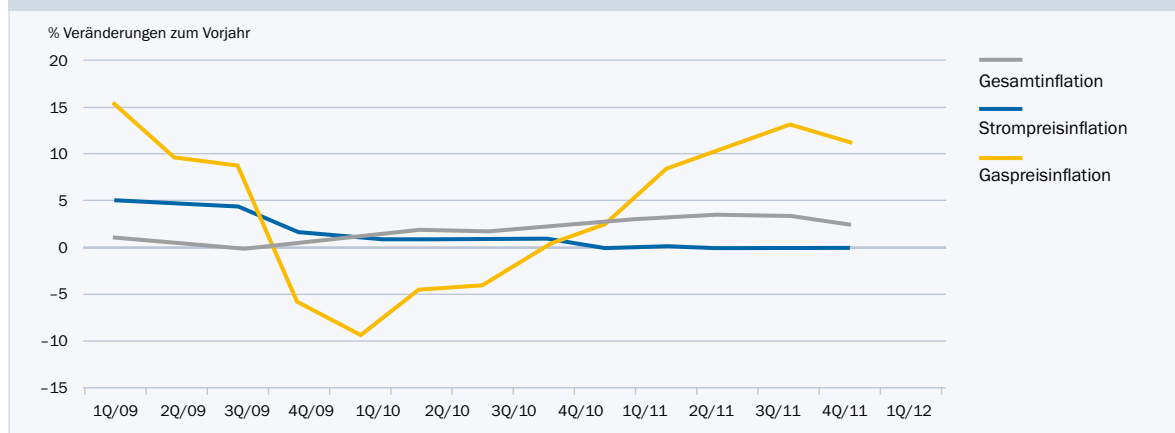
**Tabelle 2:** Bilanz der Gaswirtschaft für 2011

Quelle: E-Control

### Preisentwicklung 2011

Nach dem Rückgang der Inflationsrate in 2009 (im Vergleich zu den Vorjahresmonaten) stieg diese in den Jahren 2010 und 2011 wieder an und betrug in 2011 im Durchschnitt 3,27 %. Die Veränderungsrate bei den Strompreisen machte in 2011 +0,1% und bei den Gaspreisen +8,6% aus (*Abbildung 1*). Der Beitrag der Gaspreise zur gesamten Inflation ist daher erheblich angestiegen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass viele Lieferanten beginnend mit April 2011 die Preise erhöht haben.

### VERÄNDERUNG VPI VS. VERÄNDERUNG VPI STROM UND VPI GAS



**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: E-Control

## Maßgebliche Marktentwicklungen 2011

### ENTWICKLUNG DES REGULATORISCHEN RAHMENS IN 2011

#### **Neuer rechtlicher Rahmen für die Regulierungsbehörde: E-Control-Gesetz**

Gleichzeitig mit dem EIWOG 2010 trat das Energie-Control-Gesetz (ECG)<sup>1</sup> in Kraft, wodurch das Energie-Regulierungsbehördengesetz<sup>2</sup> aus dem Jahr 2000 abgelöst wurde. Das Inkrafttreten des GWG 2011 führte zu einer ersten Novellierung.<sup>3</sup> Auch diese Neuerlassung ist zu einem beträchtlichen Teil den Entwicklungen auf Ebene der Europäischen Union geschuldet: Sowohl die dritte Elektrizitätsbinnenmarkt-richtlinie (EBMRL)<sup>4</sup> als auch die dritte Erdgasbinnenmarkt-richtlinie (GBMRL)<sup>5</sup> sehen vor, dass auf nationaler Ebene nur **eine** nationale Regulierungsbehörde ernannt werden darf. Bis zum Inkrafttreten des ECG bestanden mit der Energie-Control GmbH und der Energie-Control Kommission zwei Regulierungsbehörden.

Nach aktueller Rechtslage gibt es mit der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control) nur noch eine nationale Regulierungsbehörde, die jedoch nun als Anstalt öffentlichen Rechts aus drei Organen (Vorstand, Regulierungskommission, Aufsichtsrat) besteht. Durch die neu geschaffene Behördenstruktur wird den Unabhängigkeitsvorgaben des dritten Energiebinnenmarktpakets Rechnung getragen.

#### *Vorstand*

Die Führung der E-Control steht nach der neuen gesetzlichen Grundlage nun nicht mehr einem Geschäftsführer, sondern einem Vorstand mit zwei Mitgliedern zu. Dieser wurde vom BMWFJ für eine Funktionsperiode von fünf Jahren am 25. März 2011 ernannt. Der Vorstand ist für all jene Aufgaben zuständig, die nicht der Regulierungskommission bzw. dem Aufsichtsrat gesetzlich zugewiesen werden. In den Materiengesetzen EIWOG 2010 und GWG 2011 finden sich eine Fülle neuer Kompetenzen, die so dem Vorstand zugeordnet sind. Er nimmt die Zertifizierung der Übertragungsnetzbetreiber und die Überwachung der Entflechtungsbestimmungen wahr, genehmigt und überwacht die Netzentwicklungspläne und verfügt über eine Reihe von Verordnungskompetenzen. Diese reichen von der Regelung des Verfahrens des Lieferantenwechsels über die Ausgestaltung der Stromkennzeichnung und einzelner Aspekte smart metering betreffend bis hin zu Qualitätsstandards für Netzdienstleistungen.

#### *Regulierungskommission*

Die Regulierungskommission besteht aus fünf von der Bundesregierung ernannten Mitgliedern, wovon eines dem Richterstand anzugehören hat. Ebenso wie der Vorstand werden auch die Mitglieder der Regulierungskommission für eine Funktionsperiode von fünf Jahren bestellt. In ihren Aufgabenbereich fällt die Schlichtung von Streitigkeiten, die Untersagung Allgemeiner Bedingungen, Entscheidungen über Netz- und Speicherzugangsverweigerungen sowie die Bestimmung von Speichernutzungsentgelten. Als Verordnungsgeber legt sie die Systemnutzungsentgelte fest. Zusätzlich fungiert die Regulierungskommission im Verfahren zur Feststellung der Kostenbasis der Netzbetreiber als Beschwerdeinstanz; für diese Aufgabe ist als Unterstützung eine unabhängige Stabstelle innerhalb der Regulierungsbehörde eingerichtet. Die nach alter Rechtslage bestehende Generalkompetenz für Berufungen gegen Bescheide des Vorstands (ehemals Energie-Control GmbH) wurde dadurch stark eingeschränkt.

<sup>1</sup> Bundesgesetz über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz – E-ControlG) BGBl I Nr 110/2010.

<sup>2</sup> Bundesgesetz über die Aufgaben der Regulierungsbehörden im Elektrizitätsbereich und die Errichtung der Elektrizitäts-Control GmbH und der Elektrizitäts-Control Kommission (Energie-Regulierungsbehördengesetz – ERBG) BGBl I Nr 121/2000.

<sup>3</sup> BGBl I Nr 107/2011.

<sup>4</sup> Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, AB L 211/55.

<sup>5</sup> Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG, AB L 211/94.

### *Aufsichtsrat*

Der Aufsichtsrat ist für die Überwachung der Geschäftsführung der E-Control zuständig. Er besteht aus einem Vorsitzenden, dessen Stellvertreter und zwei weiteren Mitgliedern. Auch sie werden für fünf Jahre bestellt.

### **Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 und Gaswirtschaftsgesetz 2011**

Am 3. März 2011 trat das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010)<sup>6</sup> in Kraft. Seit 22. November 2011 ist auch das Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011)<sup>7</sup> in Kraft. Mit diesen Neuerlassungen wurde das österreichische Energieregulierungsrecht an die Vorgaben des dritten Energiebinnenmarktpakets, insbesondere der dritten EBMRL bzw. der dritten Erdgasbinnenmarktrichtlinie GBMRL angepasst. Die in den Gesetzen vorgesehenen Verordnungen wurden und werden in 2012 erlassen. Diese betreffen u.a. die Festlegung von Qualitätsstandards für Netzbetreiber und das Markt-Monitoring im Gasbereich.

Wie auch schon sein Vorgänger enthält das EIWOG 2010 aus kompetenzrechtlichen Gründen zahlreiche Verfassungs- und Grundsatzbestimmungen, wobei Letztere in den jeweiligen Ausführungsgesetzen der Bundesländer bis zum 24. Juni 2011 umzusetzen waren. Die größten Änderungen finden sich in beiden Gesetzen in den Bereichen Entflechtung, Systemnutzungsentgelte und Konsumentenrechte. Im GWG 2011 wurden zusätzlich noch wesentliche Änderungen am bisher bestehenden Marktmodell vorgenommen.

### *Neues Marktmodell Gas*

Auch die Veränderungen im österreichischen Gas-Marktmodell sind insbesondere auf europarechtliche Entwicklungen zurückzuführen. Die zweite Erdgasverordnung<sup>8</sup> sieht vor, dass Netzentgelte nicht mehr auf der Grundlage von Vertragspfaden festgesetzt werden dürfen. Diese Vorgabe ist für die Einführung des so genannten Entry-Exit-Systems verantwortlich und brachte eine Neugestaltung des gesamten Gas-Marktmodells mit sich, das mit 1. Jänner 2013 implementiert sein soll.

Die bisherigen Regelzonen werden durch Marktgebiete abgelöst. Diese stellen eine Zusammenfassung von Netzen unterschiedlicher Netzbetreiber dar, in dem gebuchte Kapazitäten an den vordefinierten Ein- und Ausspeisepunkten flexibel genutzt werden können. Dadurch werden keine Transportwege, sondern Ein- und Ausspeisekapazitäten gebucht.

Eine Verbesserung der Liquidität des Gashandels soll durch den Virtuellen Handelspunkt (VHP) erreicht werden. Der VHP ist ein virtueller Platz im Marktgebiet, an dem Erdgas nach der Einspeisung und vor der Ausspeisung innerhalb des Marktgebiets gehandelt werden kann. Er ist keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt zugeordnet und ermöglicht Käufern und Verkäufern von Erdgas, auch ohne Kapazitätsbuchungen Erdgas zu kaufen oder zu verkaufen.

Um dieses System zu bewirtschaften, wurden auch neue Marktteilnehmer installiert: Marktgebietsmanager als Verantwortliche für Marktgebiete mit Fernleitungen, Verteilergebietsmanager als „Regelzonenführer“ im Verteilgebiet und der Betreiber des VHP.

Die rechtlichen Vorgaben für das neue Marktmodell (Festlegungen für den Netzzugang, das Kapazitätsmanagement und das Bilanzierungssystem) sind in der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (GMMO-VO 2012), die am 29. Mai 2012 im Bundesgesetzblatt veröffentlicht worden ist, konkretisiert worden.

<sup>6</sup> Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010) BGBl I Nr 110/2010.

<sup>7</sup> Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011) BGBl I Nr 107/2011.

<sup>8</sup> Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005.



#### *Neues Ausgleichsenergie-Modell ab 1. Jänner 2013*

Zukünftig nimmt der Virtuelle Handlungspunkt eine zentrale Stellung bei der Ausgleichsenergiebeschaffung ein: Die Abrufe und somit auch die Preisbildung im neuen Ausgleichsenergie-Modell erfolgen sowohl beim Marktgebietsmanager als auch beim Verteilergebietsmanager (im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenkoordinators) über die Erdgasbörse am Virtuellen Handlungspunkt (VHP) des Marktgebietes, wobei der Verteilergebietsmanager ebenfalls die Möglichkeit hat, von einer Merit-Order-List (preislich gereichte Ausgleichsenergieangebote) seinen Ausgleichsenergiebedarf zu decken, wenn die Angebote am VHP nicht ausreichend sind.

Grundsätzlich wird mit dem neuen Bilanzierungs- und Ausgleichsenergie-Modell den Vorgaben aus der Framework Guideline on Gas Balancing in Transmission Systems entsprochen und ein Tagesbilanzierungsregime eingeführt. Auf Marktgebietsebene gibt es allerdings den Bedarf an stündlichen Anreizen zur ausgeglichenen Mengenanmeldung für Marktteilnehmer.

Auch auf Endverbraucherebene wird für alle nicht lastganggemessenen Endverbraucher eine Tagesbilanzierung gemäß § 18 Z 5 GMMO-VO 2012 vorgesehen, zum anderen gibt es aber auch weiterhin die Stundenbilanzierung für mittels Lastprofilzähler gemessene Endverbraucher (gemäß § 18 Z 6 GMMO-VO 2012) und auch eine Optionsmöglichkeit, zwischen den Bilanzierungsregimen zu wechseln (gemäß § 18 Z 7 GMMO-VO 2012).

#### ***Überprüfung der Erfüllung der rechtlichen Vorschriften für Fernleitungsnetzbetreiber und Speicherbetreiber in Bezug auf VO (EG) 715/2009***

Seit dem 3. März 2011 gelten für die Fernleitungsnetzbetreiber und Speicherbetreiber strengere Vorschriften bezüglich Transparenzanforderungen und Netzzugang Dritter. Die Umsetzung dieser Vorgaben wurde von der E-Control erstmalig geprüft. Für die Umsetzung im Speicherbereich hat die E-Control Auslegungsgrundsätze entwickelt, die die Rechtsansicht der Regulierungsbehörde wiedergeben und diesbezügliche Mindestanforderungen festgelegt. Das GWG 2011 sieht zudem die Errichtung einer Online-Plattform (durch den Marktgebietsmanager) vor, auf welcher in Zukunft alle Veröffentlichungspflichten zentral erfüllt werden.

Zudem wurde von der Regulierungsbehörde die Umsetzung der Kooperation bei den regionalen Investitionsplänen und bei der Erarbeitung des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans durch den Europäischen Verbund der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (ENTSOG) überprüft.

#### ***Ausgleichsenergiemarkt Strom***

Mit Beginn des Jahres 2011 wurde der Netzbereich Vorarlbergs, der bis dahin eine eigene Regelzone bildete, mit der Regelzone Ost vereint. APG ist nunmehr der alleinige Regelzonenführer für das österreichische Netzgebiet. Auch im Bereich der Regel- und Ausgleichsenergiebewirtschaftung wurden die notwendigen Rahmenbedingungen für eine marktbasiertere Beschaffung der Sekundärregelung ab 2012 geschaffen. Die Ausgleichsenergiekosten in der Regelzone APG sanken gegenüber dem Vorjahr um EUR 4,3 Mio., was vor allem auf das generell niedrige Marktpreisniveau zurückzuführen ist.

### **Entwicklung Netzentgelte**

Im Rahmen der Systemnutzungsentgeltverordnung (SNE-VO) 2012 sind die Netzentgelte im **Strommarkt** im Durchschnitt über alle Netzebenen lediglich um 0,5 % gesunken. Insgesamt wurden im Rahmen der Entgeltermittlung für das Jahr 2012 rund EUR 8 Mio. im Vergleich zum Vorjahr eingespart. Seit dem Start der Regulierungstätigkeit der E-Control im Jahr 2001 konnten für die Kunden bisher insgesamt mehr als EUR 600 Mio. eingespart werden. Die rückläufigen Absatzmengen der letzten Jahre, ausgelöst durch die Finanz- und Wirtschaftskrise, sind wieder etwas angestiegen und der Druck auf die Tariffhöhe wurde dadurch etwas gemindert. Nichtsdestotrotz werden aufgrund des anhaltenden Investitionsbedarfs der Stromnetze Tarifsenkungen in den nächsten Jahren nur mehr eingeschränkt realisierbar sein – vielmehr kann mit einem leichten Anstieg der Entgelte in den nächsten Jahren gerechnet werden.

Die Netznutzungsentgelte im Gasbereich wurden mit Beginn des Jahres 2011 durch eine entsprechende Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2008 Novelle 2011) angepasst. Für 2012 ergibt sich aufgrund der wesentlichen Aspekte der Investitionstätigkeit und der Entwicklung der Tarifermenge unter Berücksichtigung der Parameter der Anreizregulierung im Österreichschnitt eine Senkung der Netztarife zum Vorjahr von 1%. 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 5 % gesenkt wurde.

Das GWG 2011 sieht vor, dass die Fernleitungsnetzentgelte ab 1. Jänner 2013 nicht mehr auf Basis von Vertragspfaden, sondern auf Basis eines Entry-Exit-Systems ausgestaltet werden sollen. Im Bereich der Fernleitungen wurde weiters im Jahr 2011 mit der Evaluierung der genehmigten Tarifmethoden begonnen. Diese Regulierungssystematik wurde im Jahr 2007 implementiert und wird seitens der Behörde alle vier Jahre überprüft.

Derzeit laufen intensive Vorbereitungen für die Ausgestaltung der Regulierungssystematiken für die bevorstehenden Anreizregulierungsperioden der Gas- und Stromverteilernetze. Obwohl selbstverständlich Regulierungsgrundsätze wie etwa Versorgungssicherheit und Effizienz nach wie vor oberste Priorität haben, ist darauf zu achten dass für die Unternehmen ein stabiler Regulierungsrahmen, verbunden mit Investitionssicherheit und einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals, sichergestellt ist. Während die Rahmenbedingungen für die zweite Anreizregulierungsperiode Gas (Start der Regulierungsperiode mit Beginn 2013) ähnlich zur ersten Periode fortgesetzt werden und die Effizienzziele der Unternehmen unverändert bleiben, wird das bestehende Regulierungsmodell für die Stromverteilernetze analysiert und für die 3. Periode mitunter völlig neu spezifiziert werden.

## **PREISENTWICKLUNG AN DEN ÖSTERREICHISCHEN STROM- UND GASMÄRKTEN 2011**

### ***Preisentwicklung im Großhandel***

#### ***Strommarkt***

Die **Spotpreise** an der deutschen und österreichischen Strombörse (Spotmarkt) verzeichneten im Jahr 2011 eine relativ moderate Entwicklung. Grund waren gegensätzliche Impulse, die die Preise beeinflusst haben. Einerseits gab es an den internationalen Energiemärkten, allen voran am Erdölmarkt, Preissteigerungen, andererseits wurde im ersten Quartal 2011 die Preiserwartung an den Strommärkten durch die gute Versorgungslage und Kraftwerksverfügbarkeit gedämpft. Ende März 2011 sorgten dann die Kraftwerksabschaltungen durch die Wende in der deutschen Energiepolitik für einen Preisanstieg im Frühjahr. Zum Sommer hin fielen die Preise im Day-ahead-Markt wieder recht deutlich, während im Herbst kein eindeutiger Trend auszumachen war.

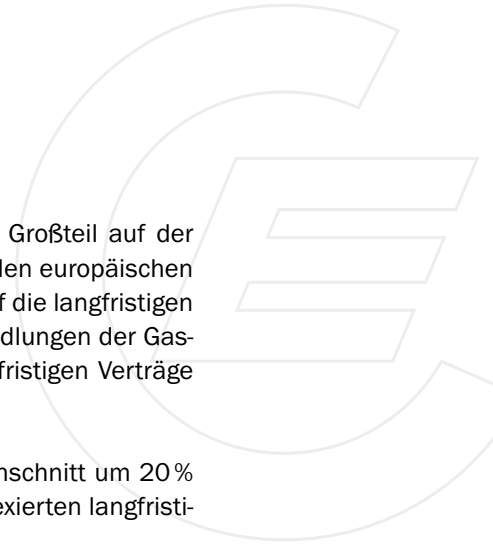
Gab es zu Beginn der kälteren Monate noch Bedenken bezüglich möglicher Knappheit und Preisanstiege, wurden diese durch die überdurchschnittlich warmen Temperaturen bald wieder in den Hintergrund gedrängt. Vergleicht man daher die Terminmarktpreise des 2011-Jahreskontrakts mit den Spotmarktpreisen des Jahres 2011, so ist der Unterschied relativ gering. Die gemischte Stimmung sorgte also dafür, dass die Day-ahead-Base-Preise im Jahresdurchschnitt beinahe identisch mit den Base Futures 2011 (im Durchschnitt der Handelsperiode 2009–2010) waren.

Im **Terminmarkt**, also beim Kauf einer zukünftigen Lieferung zu einem heute vereinbarten Preis, prägt vor allem die Erwartungshaltung der Händler das Bild. Im Jahr 2011 war hier der Preissprung nach Bekanntgabe des deutschen Atom-Moratoriums sehr markant, verstärkt durch die preistreiberischen Tendenzen im Gasmarkt. Damals kam es für einige Tage zu sehr hohen Umsätzen an der Strombörse EEX für Jahreskontrakte, da plötzlich unklar war, wie die deutsche Atompolitik weiterverlaufen würde und die Upside Risks – also das Risiko unerwarteter Preissteigerungen – sehr groß wurden.

Eine treibende Kraft für Preisänderungen am Strom-Futuresmarkt war Anfang 2011 auch der CO<sub>2</sub>-Markt. Nach kurzem Aufschwung zu Jahresanfang brach der Markt für CO<sub>2</sub>-Zertifikate mit Ende des 2. Quartals komplett ein. Grund dafür waren Meldungen zum hohen Überschuss an Zertifikaten und die Erwartung, dass dies (auch aufgrund geplanter Effizienzsteigerungsbestrebungen auf EU-Ebene) weiterhin, zumindest bis zum Ende der 2. Phase des EU-ETS, bestehen wird.

Aufgrund dieser Entwicklung, den im Jahresverlauf stärker werdenden Rezessionsängsten und der aufgrund der milden Temperaturen entspannten Lage am Gasmarkt verloren die Stromfutures im zweiten Halbjahr 2011 deutlich an Fahrt. Ab Herbst sorgte die wirtschaftliche Lage an den meisten Energiemärkten für eine preissenkende Stimmung im Terminmarkt. Am stärksten zeichnete sich dies wieder bei den CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen am Terminmarkt ab. Auch in der zweiten Jahreshälfte senkten die neuerlichen Rezessionsängste die zu erwartende zukünftige Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-Zertifikaten. Vor allem im Industriebereich wird für das Jahr 2012 ein Zertifikatsüberschuss erwartet, der folglich auch die Preise dämpfen würde. Neben den CO<sub>2</sub>-Preisen hatten auch die Finanzkrise und die relativ günstigen Kohlepreise gegen Ende des Jahres bei den Stromfutures einen preissenkenden Effekt.

Langfristig ist auch zu erkennen, dass der Spread, also der Abstand, zwischen Base und Peak sich in den letzten Jahren deutlich verringert hat. Das liegt einerseits daran, dass sich die Erzeugungsstruktur laufend verändert hat – vor allem im Hinblick auf die vermehrte Einspeisung aus PV-Anlagen. Die Mittagsspitze wird dadurch vor allem im Sommer zunehmend abgeflacht. Andererseits liegen Base- und Peak-Preise in Niedrigpreisphasen tendenziell näher beieinander als in Hochpreisphasen.



### Gasmarkt

Die Gasbeschaffung der österreichischen Gasgroßhändler erfolgt nach wie vor zum Großteil auf der Basis langfristiger Verträge. In 2011 und auch 2012 hat sich jedoch die Liquidität an den europäischen Hubs weiter erhöht, sodass auch diese als Beschaffungsoption zu sehen sind. Auch auf die langfristigen Verträge hat diese Entwicklung Einfluss, da die Gaspreise an den Hubs – nach Verhandlungen der Gasgroßhändler mit ihren Vorlieferanten – teilweise in die Preisbildungsformeln der langfristigen Verträge eingehen.

Die **Gasimportpreise** nach Österreich sind 2011 wieder gestiegen und lagen im Durchschnitt um 20 % höher als im Vorjahr. Diese Preise spiegeln im Wesentlichen die Entwicklung der ölindexierten langfristigen Verträge wider.

Die Gaspreise am österreichischen Handelsplatz CEGH werden aufgrund der direkten Transportverbindungen zum deutschen und italienischen Markt durch die Entwicklung am deutschen Handelspunkt NCG, aber auch am italienischen PSV bestimmt. Im Zeitverlauf kann man beobachten, dass die Preise am CEGH in der Regel höher als die Preise am NCG, aber deutlich niedriger als die Preise am PSV liegen. Dabei hat das deutlich höhere Preisniveau am PSV eher preissteigernde Auswirkungen auf die Preise am CEGH.

Die **Gasspotpreise** sind in 2011 zunächst aufgrund der Unruhen in Ägypten und Libyen angestiegen, wesentlicher Preistreiber war der gestiegene Ölpreis. Zunächst starke Auswirkungen hatte das Erdbeben in Japan, da erwartet wurde, dass mehr LNG nach Japan fließen wird, um die Ausfälle der Kernkraftwerke mit Stromerzeugung in Gaskraftwerken zu ersetzen. Insgesamt haben die Unsicherheiten über die Entwicklung in Libyen und in Japan zu einem Preisanstieg an den Hubs geführt, der aber eher psychologisch begründet war. Im 2. Quartal 2011 war daher schon wieder eine Preissenkungstendenz zu erkennen. Seit Anfang August 2011 sind dann die Spotpreise wieder deutlich angestiegen – bis zu 4 EUR/MWh, allerdings nicht begründet durch Fundamentaldaten des Gasmarktes, sondern durch die Krise an den Finanzmärkten.

Der höchste Anstieg der Spotpreise war Anfang Februar 2012 aufgrund der europaweiten Kältewelle und der Liefereinkürzungen aus den langfristigen Verträgen mit dem russischen Vorlieferanten zu verzeichnen. Dabei lagen die Preise am CEGH mehrere Tage über den Preisen in den ölindexierten langfristigen Verträgen. Im Monatsdurchschnitt Februar waren diese Verträge aber weiterhin teurer. Vor allem verstärkte Speicherentnahmen hatten in dieser Zeit eine preisdämpfende Wirkung.

Die **Terminpreise** sind in 2011 im Vergleich zu 2010 gestiegen. Im März waren – aufgrund der damaligen Ereignisse in Japan – die Terminpreise (Month Ahead) niedriger als die Spotpreise. Ähnliches wiederholte sich im August/September 2011. Die Beschaffung für 2011 (in 2010) über den Terminmarkt (Jahresverträge am TTF) war günstiger als die kurzfristige Beschaffung am Spotmarkt in 2011.

Nach wie vor bestehen blieb der Preisabstand zwischen Spot- und Terminmärkten und den langfristigen Verträgen, der auch die österreichischen Gasgroßhändler weiter unter Druck setzte. Im Jahr 2011 war der Import nach Österreich um 13 % teurer als die kurzfristige Beschaffung (Spotmarkt) am CEGH. Die Beschaffung über Jahresverträge (am TTF) war in 2011 um knapp 30 % günstiger als der durchschnittliche Importpreis.

### **Preisentwicklung für Endkunden**

Im Jahr 2011 haben die **Stromlieferanten** für Haushaltskunden Preiserhöhungen vorgenommen. Die Preissenkungen in der ersten Hälfte 2012 waren die Folge der Senkung des Verrechnungspreises für die verpflichtende Abnahme des Ökostroms seitens Lieferanten, welche diese Kosten an ihre Kunden weiter verrechnen. Im Großkundenmarkt ist dagegen festzustellen, dass die Preise in 2011 gesunken sind.

Im **Gasmarkt** sind sowohl bei den Kleinkunden als auch bei den Großkunden in 2011 Preissteigerungen zu verzeichnen. Bei den Haushaltskunden haben die Gaslieferanten zum Teil zweimal im Jahr 2011 die Preise erhöht. Die Anzahl und das Ausmaß der Preiserhöhungen sind im Vergleich zu 2010 drastisch angestiegen ist, diese betragen mitunter bis zu 20 %. Preiserhöhungen zum Januar 2011 und 2012 wurden von einer Änderung der Netznutzungstarife begleitet. Insgesamt haben die Gasanbieter deutlich stärkere Preisänderungen als die Stromanbieter durchgeführt. Auch im Großkundenmarkt sind Preissteigerungen festzustellen.

### **WETTBEWERBSENTWICKLUNG**

#### *Strommarkt*

Die Zahl der österreichweiten Anbieter hat 2011 stagniert: Im Massenkundenmarkt sind es insgesamt 16 Lieferanten (Stand Juni 2012), welche österreichweit Strom anbieten. Insgesamt sind je nach Netzgebiet bis zu 17 Anbieter tätig. In diesem Marktsegment ist jedoch kein ausländischer Anbieter aktiv.

Im Sondervertragskundenmarkt kann ein Kunde theoretisch von maximal 12 unterschiedlichen Lieferanten ein Angebot bekommen, in der Praxis sind es aber rund sechs Angebote, je nachdem, ob die Lieferanten Interesse am jeweiligen Kunden haben. Die Aktivitäten ausländischer Lieferanten sind sehr gering. Diese beliefern Kunden erst ab einer Jahresabnahme von 10 bis 20 GWh, was zudem noch meist standortabhängig ist.

Die Einsparungsmöglichkeiten bei einem Wechsel des Stromlieferanten sind im Haushaltskundenmarkt im Vergleich zu 2010 (außer im Netzgebiet der Energie Graz und Steweag Steg) gesunken. Die gesamte Wechselrat, sowohl bei Großkunden als auch bei Haushalten, ist von 1,8 % in 2010 auf 1,5 % in 2011 gesunken. Von den sonstigen Kleinabnehmern haben in 2011 rund 1,6 % ihren Stromanbieter gewechselt, auch weniger als 2010. Im Jahr 2011 wechselten nur 4,6 % der lastganggemessenen Kunden ihren Versorger, weniger war es nur in 2001 und 2002. Der Grund liegt darin, dass das Preisniveau relativ niedrig und stabil war, wodurch das Interesse auch angesichts der Wirtschaftskrise niedrig war.

Die Marktkonzentration im österreichischen Strommarkt liegt in den unterschiedlichen Marktsegmenten teilweise über dem Schwellenwerten, die für einen stark konzentrierten Markt sprechen. Die Marktkonzentration in den beiden Kundengruppen Haushalte und Gewerbe (2011) hat sich geringfügig im Vergleich zum Jahr 2010 verringert. 2011 ist es zu einer geringen Verschiebung der Marktanteile gekommen. Die lokalen Lieferanten verfügen nach wie vor über eine starke Marktmacht, alternative Lieferanten konnten jedoch aufgrund attraktiver Bundesland- und Neukundenaktionen Kunden gewinnen.

Zahlreiche Unternehmen haben in den letzten Jahren Vertriebstöchter gegründet, die sich auf Ökostrom spezialisiert haben. Beispiele für aus integrierten Unternehmen entstandene Ökostromtöchter sind die Linz Öko-Energievertriebs GmbH, Salzburg Ökoenergie GmbH, die Enamo Ökostrom GmbH, Naturkraft der Energie Allianz, VKW-Ökostrom GmbH, Wels Strom Öko und seit Juni 2012 Solar Graz, Tochterunternehmen der Energie Graz.

### Gasmarkt

Im Gasmarkt sind eine Erhöhung der Anbieterzahl und ein verstärktes Interesse am Markteintritt neuer Lieferanten, vor allem aus Deutschland, festzustellen. Dies resultiert auch daraus, dass die etablierten Gaslieferanten durch die traditionelle Beschaffung über langfristige Verträge ungünstiger einkaufen als neue Anbieter, die an den Hubs beschaffen können, und es daher für neue Anbieter Möglichkeiten für günstigere Angebote gibt. Im Haushaltskundenmarkt sind 7 Anbieter österreichweit tätig.

Die deutlichen und mehrmaligen Preiserhöhungen in 2011 haben sich jedoch auch in der Wechselaktivität der Endkunden niedergeschlagen. Als Reaktion auf die zum Teil mehrmaligen Preissteigerungen der Gaslieferanten in 2011 sind die Wechselzahlen gestiegen und lagen bei 1,1 %.

Trotzdem bleibt die Marktkonzentration im österreichischen **Kleinkundenmarkt** (nicht lastganggemessene Kunden) nach wie vor sehr hoch. Dabei blieb die Marktdominanz der EnergieAllianz über ihre Vertriebsgesellschaften Wienenergie, EVN und Begas mit über 60 % Marktanteil bestehen. Im **Großkundenmarkt** bleibt Eongas marktdominantes Unternehmen.

Nach wie vor sind die österreichischen Gaslieferanten wegen des Preisunterschieds an den Handelsplätzen und den Preisen in ihren langfristigen Beschaffungsverträgen unter Druck: Während der durchschnittliche Spotpreis (Day Ahead) am CEGH in 2011 bei 23,84 EUR/MWh lag, betrug der durchschnittliche Importpreis 2011 26,1 EUR/MWh und war damit um ca. 13 % höher. Auch der durchschnittliche Terminpreis an der Börse (Month Ahead) lag unter dem durchschnittlichen Importpreis und betrug 2011 24,53 EUR/MWh.

Dieser wirtschaftliche Nachteil durch die Ölindexierung in den langfristigen Verträge versuchen die österreichische Gaslieferanten – ebenso wie die anderen europäischen Großhändler – auf verschiedene Weisen zu verringern: Unternehmen wie Eongas haben in den üblichen Preisrevisionen, die in langfristigen Verträgen vorgesehen sind, Preisreduktionen erreichen können. STGW dagegen hat ein Kartellverfahren angestrebt, um zu erreichen, dass die Vertragselemente marktgerechter werden. Andere Gashändler sollen Schiedsverfahren mit ihren Vorlieferanten anhängig haben.

# Der österreichische Strommarkt

## Netzregulierung

### ÜBERSICHT ÜBER DAS STROMNETZ

2011 betrug die gesamte Leitungslänge der Hochspannungsleitungen des österreichischen öffentlichen Stromnetzes 17.624 km (Systemlängen), davon 96 % Freileitungen und 4 % Kabelleitungen (Tabelle 3). In 2010 gab es drei Regelzonenführer (neben APG auch TIWAG Netz AG und VKW Netz AG) und ca. 130 Verteilnetzbetreiber. Ab 1. Jänner 2011 ist die Regelzonenführeranzahl von drei auf zwei reduziert worden.<sup>9</sup>

<b>ÜBERSICHT ÜBER DIE SYSTEMLÄNGEN DES ÖSTERREICHISCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZES</b>					
<b>Trassenlängen*</b>					
<b>Spannungsebenen</b>	<b>Freileitungen</b>		<b>Kabelleitungen</b>		<b>Summe km</b>
	<b>km</b>	<b>Anteil</b>	<b>km</b>	<b>Anteil</b>	
380 kV	1.374	0,6%	55	0,0%	1.429
220 kV	1.854	0,8%	3	0,0%	1.857
110 kV	6.004	2,5%	507	0,2%	6.511
von 1 kV bis 110 kV	29.253	12,4%	36.272	15,4%	65.525
1 kV und darunter	37.614	16,0%	122.719	52,1%	160.332
<b>Insgesamt</b>	<b>76.099</b>	<b>32,3%</b>	<b>159.555</b>	<b>67,7%</b>	<b>235.654</b>
<b>Systemlängen*</b>					
<b>Spannungsebenen</b>	<b>Freileitungen</b>		<b>Kabelleitungen</b>		<b>Summe km</b>
	<b>km</b>	<b>Anteil</b>	<b>km</b>	<b>Anteil</b>	
380 kV	2.783	1,1%	55	0,0%	2.838
220 kV	3.671	1,5%	5	0,0%	3.676
110 kV	10.460	4,2%	650	0,3%	11.110
von 1 kV bis 110 kV	29.890	11,9%	37.798	15,0%	67.688
1 kV und darunter	38.546	15,3%	127.477	50,7%	166.023
<b>Insgesamt</b>	<b>85.350</b>	<b>34,0%</b>	<b>165.984</b>	<b>66,0%</b>	<b>251.335</b>

\*einschließlich Hoch- und Höchstspannungsleitungen von öffentlichen Erzeugern

**Tabelle 3:** Übersicht über die Systemlängen des österreichischen Übertragungsnetzes, Stand Juli 2012, Quelle: E-Control

<sup>9</sup> 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.



## **ENTFLECHTUNG DER NETZBETREIBER**

*Gleichbehandlungsbericht der E-Control für den Strom- und Gasbereich*

Die Grundsätze der Entflechtungsaufsicht, welche sich aus den Art. 26 2009/72/EC und Art. 26 2009/73/EC ergeben, bemächtigen die E-Control zur Überwachung der Einhaltung der Entflechtungsvorschriften. Die Gleichbehandlungsberichte der Strom- und Gasverteilernetzbetreiber über das Kalenderjahr 2010 mussten die Verteilernetzbetreiber bis Ende des zweiten Quartals 2011 der E-Control übermitteln. Gemäß den gesetzlichen Bestimmungen wurden die Berichte über alle Strom- und Gas-Verteilernetzbetreiber auf der Homepage der E-Control veröffentlicht. Mit dem Inkrafttreten des EIWOG 2010 im März 2011 und des GWG 2011 im November 2011 gelten nun die genannten Entflechtungsbestimmungen ohne Übergangsfrist. Aus den §§ 42 EIWOG 2010 und 106 GWG 2011 ergeben sich für die Regulierungsbehörde die Prüfungsschwerpunkte über das Kalenderjahr 2011. Diese sind vor allem die Unterscheidbarkeit zum vertikal integrierten Unternehmen (**Kommunikationsaktivität und Markenpolitik**) (§ 42 Abs. 6 EIWOG 2010 bzw. § 106 Abs. 3 GWG 2011) und die Umsetzung der **Ressourcenausstattung** bei Verteilernetzbetreibern (42 Abs. 3 Z 3 EIWOG 2010 bzw. § 106 Abs. 2 Z 3 GWG 2011).

*Kommunikationsaktivität und Markenpolitik (Corporate Identity)*

Bei der Corporate Identity (Unternehmensidentität und gesamter Außenauftritt) eines Verteilernetzbetreibers ist unbedingt auf die eindeutige Unterscheidbarkeit zur Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens (VIU) zu achten. Bei der Beurteilung der Unterscheidbarkeit ist der Grad der Zeichenähnlichkeit, der Grad der Ähnlichkeit der Waren und Dienstleistungen oder der Grad der Branchenverschiedenheit oder -nähe, die Kennzeichnungskraft (originäre Unterscheidungskraft) des Zeichens sowie ein allfällig gesteigerter Schutzzumfang durch Bekanntheit des Zeichens zu beachten. Es kommt dabei auf die Eignung zur Verwechslung an. Die Ähnlichkeit von Kennzeichen, Marken etc. kann auf Übereinstimmung im Bild, Sinn oder Klang beruhen.

Der Gesamteindruck von Firmenname, Marke, Kennzeichen, urheberrechtlich geschütztem Werk, Farbe, Bedeutung etc. darf bei einem Durchschnittsverbraucher nicht den Eindruck erwecken, dass die Dienstleistungen aus demselben Unternehmen stammen.

Als positive Beispiele in Bezug auf Gestaltung des Logos und Firmennamens können im Strombereich im Jahr 2011 die **Vorarlberger Energienetze GmbH**, die **LINZ STROM Netz GmbH** sowie die **Austrian Power Grid AG** genannt werden. Im Gasbereich sind die **LINZ GAS Netz GmbH**, die **Gas Connect Austria**, die **Trans Austria Gasleitung GmbH** sowie die **Baumgarten Oberkappel Gasleitungen GmbH** für ihre positive Gestaltung der Corporate Identity zu nennen. Hinzuzufügen sei noch, dass viele Netzbetreiber im Jahr 2012 ihre Kommunikationspolitik und Markenpolitik umstellen. Es wurde seitens der Unternehmen angekündigt, die Ergebnisse im zweiten Halbjahr 2012 vorzustellen.



ÜBERSICHT					
Gas			Strom		
Marke Konzern	Marke 2010	Marke 2011	Marke Konzern	Marke 2010	Marke 2011
BEGAS Energievertrieb GmbH & Co KG	BEGAS Netz GmbH		BEWAG	BEWAG Netz GmbH	
					
Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG	Wien Energie Gasnetz GmbH		Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG	Wien Energie Stromnetz GmbH	
					
Linz AG	Linz GAS Netz GmbH		Linz AG	Linz STROM Netz GmbH	
					
Salzburg AG	Salzburg Netz GmbH		Salzburg AG	Salzburg Netz GmbH	
					
TIGAS-Erdgas Tirol GmbH	TIGAS-Erdgas Tirol GmbH		TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	TIWAG-Netz AG	
					
EVN Energievertrieb GmbH & Co KG	EVN Netz GmbH		EVN AG	EVN Netz GmbH	
					
KELAG Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft	KELAG Netz GmbH		KELAG Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft	KELAG Netz GmbH	
					
OÖ. Gas-Wärme GmbH	OÖ. Ferngas Netz GmbH		Verbund AG	Austrian Power Grid AG	
					
Steirische Gas-Wärme GmbH	Gasnetz Steiermark GmbH		Energie Steiermark AG	Stromnetz Steiermark GmbH	
					
OMV Gas & Power GmbH	OMV Gas GmbH (Gas Connect Austria)		IKB AG	IKB AG	
					
Eni International B.V. OMV Gas GmbH	Trans Austria Gasleitung GmbH		Vorarlberger Kraftwerke AG	VKW-Netz AG (Vorarlberger Energienetze GmbH)	
					
E.ON Ruhrgas AG (15%) GDF SUEZ S.A. (34%) OMV Gas GmbH (51%)	Baumgarten Oberkappel Gasleitungs GmbH		Energie Graz GmbH & Co KG	Stromnetz Graz GmbH & Co KG	
					
			Energie AG Oberösterreich	Energie AG Netz GmbH	
					

Abbildung 2:  
Übersicht über die unbedingt eindeutige Unterscheidbarkeit von Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens (VIU)  
Stand: 30. Juni 2012

### *Ressourcenausstattung*

Im Art. 26 2009/72/EC Abs. 2c und Art. 26 2009/73/ EC Abs. 2c sowie im § 42 Abs. 3 Z 3 EIWOG 2010 bzw. § 106 Abs. 2 Z 3 GWG 2011 wird klargestellt, dass der Verteilernetzbetreiber über alle erforderlichen personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen verfügen muss, um die Aufgaben (Betrieb, Wartung und Ausbau des Netzes) effizient – im Sinne einer tatsächlichen Entscheidungsbefugnis, unabhängig vom vertikal integrierten Unternehmen (VIU) – wahrnehmen zu können. Eine Offenlegung von Informationen über die Tätigkeiten der Netzbetreiber in diskriminierender Weise, insbesondere zugunsten des VIU, ist zu vermeiden (§ 11 EIWOG 2010, § 11 GWG 2011) und das Diskriminierungsverbot zu beachten (§ 9 EIWOG 2010, § 9 GWG 2011). Dies bedeutet, dass der Verteilernetzbetreiber alle Prozesse mit Diskriminierungspotential zu vermeiden hat.

Ausnahmsweise darf das vertikal integrierte Unternehmen (VIU) Tätigkeiten für den Verteilernetzbetreiber durchführen, die nicht kritisch in Bezug auf das Verbot von Diskriminierungen und die Vertraulichkeit von wirtschaftlich sensiblen Daten sind – auch einem unabhängigen Dritten wäre dies gestattet (siehe Erläuternde Bemerkungen zu § 42 Abs. 3 EIWOG 2010 sowie § 106 Abs. 2 GWG 2011).

Will ein Verteilernetzbetreiber allerdings Aufgaben auslagern, die kritisch in Bezug auf wirtschaftlich sensible Informationen oder das Diskriminierungsverbot sind, dann dürfen solche Tätigkeiten nur von unabhängigen Dritten inkl. Vertraulichkeitserklärungen durchgeführt werden. Solche Aufgaben dürfen auf keinen Fall vom VIU erbracht werden.

Folgende Angelegenheiten **können** Berührungspunkte mit wirtschaftlich sensiblen Daten iSd § 11 EIWOG 2010, § 11 GWG 2011 und das Diskriminierungsverbot iSd § 9 EIWOG 2010, § 9 GWG 2011 haben:

- > Rechtsdienste- bzw. Rechtsabteilung,
- > Controlling, Buchhaltung, Bilanzierung,
- > Call Center, Abrechnung, Forderungsmanagement, Bearbeitung von Kündigungen,
- > Personalangelegenheiten,
- > Ablesung, Wartung und Austausch sämtlicher für die Verrechnung und den Betrieb der Netze erforderlichen Messgeräte etc.

Dem gegenüber steht iSd § 42 Abs. 4 EIWOG 2010 bzw. § 106 Abs. 2 Z 3 GWG 2011 die Einrichtung von Koordinierungsmechanismen nicht entgegen, durch die sichergestellt wird, dass die wirtschaftlichen Befugnisse des Mutterunternehmens und seine Aufsichtsrechte über die Rentabilität des Tochterunternehmens geschützt sind. Jedenfalls wäre zu beachten, dass ein Zukauf vieler Prozesse/Dienstleistungen vom vertikal integrierten Unternehmen nicht dazu führen darf, dass insgesamt eine starke Abhängigkeit des Netzbetreibers vom VIU entsteht.

Um die tatsächlich eingehaltene Ressourcenausstattung der rechtlich entflochtenen Verteilernetzbetreiber zu überprüfen, hat die E-Control Anfang 2012 eine Liste über technisch-konstruktive, operative und organisatorische Maßnahmen eines Verteilernetzbetreibers ausgeschickt. Anhand dieser Liste sollen die Verteilernetzbetreiber eintragen, welche Prozesse zum Stichtag 1. April 2012 vom VIU, vom Verteilernetzbetreiber oder von unabhängigen Dritten durchgeführt werden, sowie gleichzeitig die ausreichenden technischen und finanziellen Mittel (z. B. Ausgestaltung des Anlagevermögens des Verteilernetzbetreibers) darlegen.

Auf internationaler Ebene wird im Jahr 2012 die „Unbundling and Reporting Task Force“ (UR-TF), vormals „Unbundling Benchmarking and Reporting Task Force“ (URB-TF) die Ressourcenausstattung und Gestaltung des Markenauftritts von Strom- und Gasverteilernetzbetreibers mit Hilfe eines Fragebogens, der an alle nationalen Regulierungsbehörden der EU-Mitgliedstaaten versandt wird, überprüfen. Ziel des Fragebogens soll eine Erhebung des aktuellen Status der Entflechtung aufgrund der Erfahrungen der nationalen Behörden sein. Erste Ergebnisse aus dieser Befragung werden für Herbst 2012 erwartet.

## **TECHNISCHE FUNKTIONSWEISE DES MARKTES**

### ***Ausgleichsenergiemarkt***

Der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch in Österreich erfolgt, gemäß den allgemein gültigen Regeln für das Übertragungsnetz, mittels Ein- oder Ausspeisung von Regel- und Ausgleichsenergie

- > durch die Primärregelenergie, wobei die Anpassungen der Erzeugung innerhalb von 30 Sekunden zu erfolgen hat;
- > durch die Sekundärregelenergie, wobei die Anpassung der Erzeugung innerhalb von 5 Minuten zu erfolgen hat;
- > durch die Tertiärregelenergie oder „Minutenreserve“, wobei die Anpassung innerhalb von 10 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 Abweichung der Prognose in einer Bilanzgruppe verursacht Ausgleichsenergie. Die saldierte Ausgleichsenergie über alle Bilanzgruppen ergibt den Regelenergiebedarf, für dessen Aufbringung der Regelzonenführer zu sorgen hat.

Der österreichische Regel- und Ausgleichsenergiemarkt bestand im Jahr 2011 aus zwei Regelzonen. Der Netzbereich Vorarlbergs (Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH) bildete dabei eine eigene Regelzone, welche innerhalb des ENTSO-E-Verbunds dem deutschen Regelblock angehörte. Das restliche Bundesgebiet bildete als Regelzone „Ost“ (oder auch APG-Zone) einen eigenständigen Regelblock im ENTSO-E-Verbund. Mit Beginn des Jahres 2012 endete diese organisatorische Unterteilung des österreichischen Netzgebietes durch Inkrafttreten eines Kooperationsvertrags zwischen Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH und APG, wodurch APG zum alleinigen Regelzonenführer in Österreich wird.

Die Bilanzierung der Ausgleichsenergie in Österreich erfolgt, im Gegensatz zu den meisten anderen Mitgliedstaaten, über eine unabhängige Verrechnungsstelle, die vom Regelzonenführer beauftragt wird. Im Jahr 2011 wurde diese Aufgabe in der Regelzone APG durch die Austrian Power Clearing and Settlement AG (APCS) durchgeführt bzw. im Netzbereich Vorarlbergs durch die Ausgleichsenergie- und Bilanzgruppenmanagement AG (A&B). Mit Inkrafttreten des Kooperationsvertrags zwischen Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH und APG erfolgt die Bilanzierung der Ausgleichsenergie ausschließlich durch APCS.

Die Regeln für den Ausgleichsenergiemarkt werden in den Sonstigen Marktregeln und den Allgemeinen Geschäftsbedingungen der Verrechnungsstellen festgelegt. Diese umfassen auch die Preisbildung für den Ausgleichsenergiepreis. Während die Sonstigen Marktregeln von der Regulierungsbehörde in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern erstellt werden, erfolgt die Genehmigung der Allgemeinen Geschäftsbedingungen ausschließlich durch die Regulierungsbehörde. Da diese Regelung im § 11 des Verrechnungsstellengesetzes bereits bestand, war keine gesonderte Umsetzung von Art. 37 Abs. 8 der Richtlinie erforderlich. Diese Genehmigungspflicht galt bis Ende 2011 auch für die Beschaffungsregeln der Sekundärregelung durch APG. Mit Beginn 2012 wurde dieser Beschaffungsmechanismus jedoch gemäß § 69 EIWOG 2010 durch wettbewerblich organisierte Ausschreibungen ersetzt. Die notwendige Primärregelleistung im Netzgebiet wird von APG bereits seit dem Jahr 2010 auf Basis von Ausschreibungen beschafft. Aufgrund der technischen Anforderungen an den Kraftwerkspark (wie z. B. Anbindung an den Regler, Betriebsdynamik ...) ist die Anzahl potentieller Anbieter an den Regelenergie- und Regelleistungsmärkten in Österreich überschaubar.

Die Sekundärregelenergie wurde bis Ende 2011 auf Basis bilateraler Verträge mit einzelnen Kraftwerksbetreibern erbracht. Die abgerufene Sekundärregelenergie wurde den Erzeugern dabei ex-post über Rücklieferprogramme kompensiert. Die Beschaffung dieser Liefermengen erfolgte über die Strombörse EXAA. Die Minutenreserve wird bereits seit Ende 2001 mittels marktbasierter Ausschreibungen bereitgestellt. Dabei werden die abgegebenen Gebote nach steigenden Preisen in der Merit Order List (MOL) gereiht und vom Regelzonenführer im Bedarfsfall abgerufen. Um eine ausreichende Liquidität des Minutenreservemarktes sicherzustellen, werden ergänzend und auf wöchentlicher Basis Market-Maker-Auktionen durchgeführt. Der ungewollte Austausch im ENTSO-E-Verbund wird mittels Kompensationsprogrammen, die ebenfalls über die Strombörse EXAA beschafft werden, abgewickelt.

Die Preise des Ausgleichsenergieclearings werden auf 15-Minuten-Basis von den Verrechnungsstellen ermittelt und setzen sich aus den folgenden 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 3 zeigt die Zusammensetzung der monatlichen Ausgleichsenergiekosten für die Regelzone APG. Diese Kosten werden über eine festgelegte Preisformel auf viertelstündliche Ausgleichsenergie-mengen umgelegt und den Bilanzgruppenverantwortlichen in Rechnung gestellt. Die Ausgleichsenergiekosten und das Ausgleichsenergieisiko sind von den Lieferanten bei der Festlegung der Energiepreise für Endkunden mit zu berücksichtigen. Es gibt jedoch keine Ausgleichsenergie-Kostenkomponenten, die direkt an Endkunden weiter verrechnet werden.

Die Gesamtkosten des Marktes (RZ-Ost, ohne Primärregelleistung) betragen 2011 18 Mio. Euro gegenüber 22,3 Mio. Euro im Jahr 2010. Das generell niedrigere Marktpreisniveau hat sich auch im Bereich der Ausgleichsenergie niedergeschlagen und zu einem niedrigen Kosten- und Erlösniveau geführt.

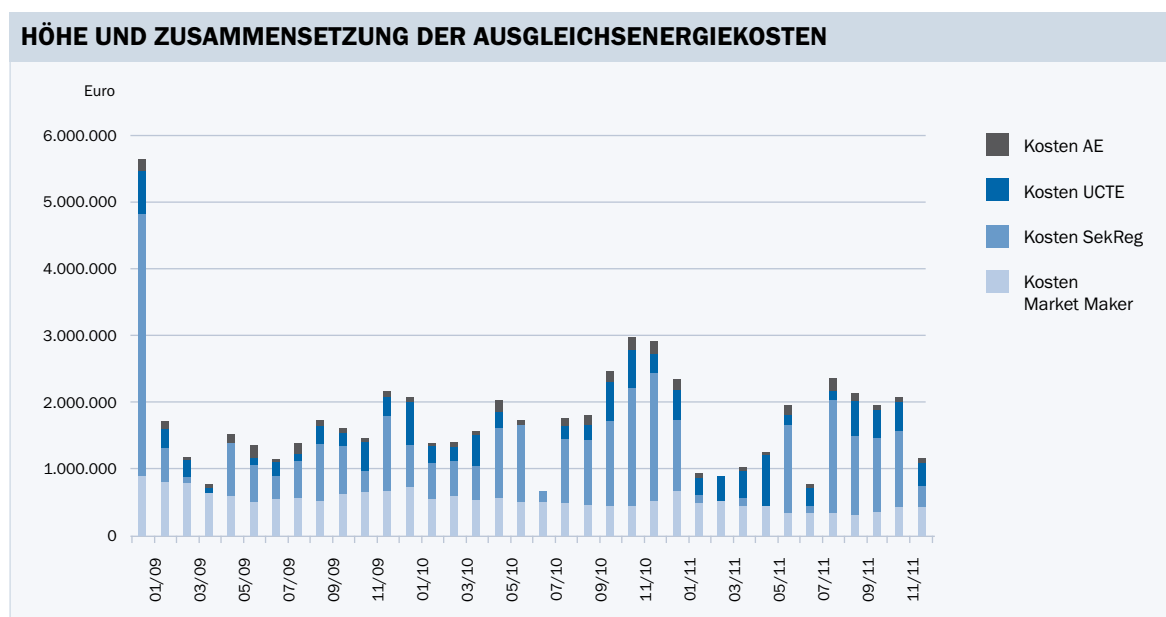


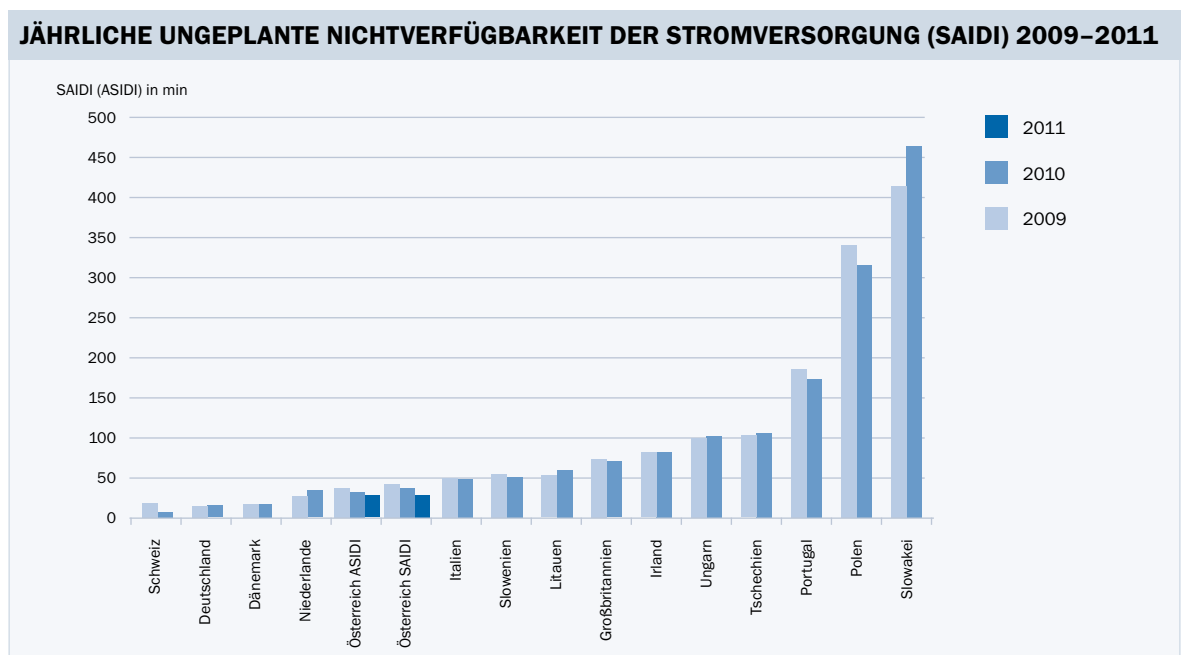
Abbildung 3: Höhe und Zusammensetzung der Ausgleichsenergiekosten in der Regelzone APG, in Euro  
 Quellen: APCS, E-Control

### Sicherheits- und Qualitätsstandards

#### Zusammenfassung Störstatistik

Gemäß den Vorgaben durch die Elektrizitätsstatistikverordnung sind von der E-Control jährlich die Ergebnisse der Auswertung der in österreichischen Netzbereichen erfassten Störungen (Versorgungsunterbrechungen) zu veröffentlichen. Die hierzu im Vorfeld notwendigen Datenerhebungen werden seit dem Jahr 2002 in Zusammenarbeit mit den österreichischen Netzbetreibern und Österreichs E-Wirtschaft („Österreichs Energie“) 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. Eventuelle Verschlechterungen im Jahresverlauf werden schnellstmöglich erkannt und so ein rasches Entgegenwirken ermöglicht.

Österreich nimmt auch im internationalen Vergleich eine sehr gute Position ein. *Abbildung 4* bietet einen Eindruck der Bandbreite der Ergebnisse von Zuverlässigkeitsanalysen in Europa. Aufgrund unterschiedlicher Erfassungsmodalitäten und nicht immer vollständig verfügbarer Datensätze ist der internationale Vergleich aber nur beschränkt aussagekräftig.



**Abbildung 4:** Ungeplante Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung in Mittelspannungsnetzen im europäischen Vergleich (SAIDI, nur für Österreich auch ASIDI)<sup>10</sup> 2009–2011

Quelle: 5. Benchmarking Report, E-Control

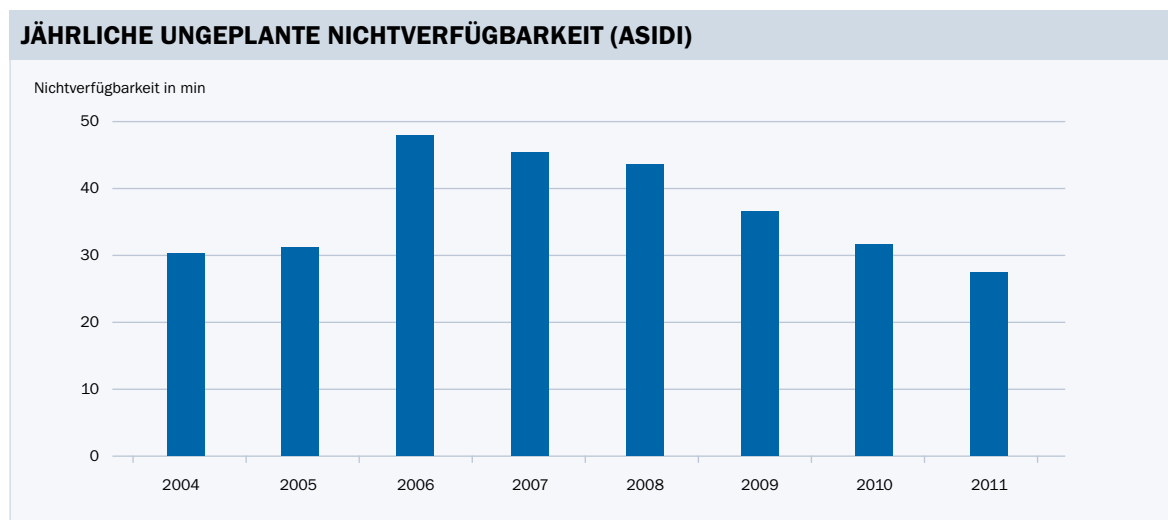
Der Wert für die **Nichtverfügbarkeit** der Stromversorgung (**ASIDI**) liegt für das Berichtsjahr 2011 für Österreich bei **48,73 min** (exkl. Naturkatastrophen). Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die unterbrochene bzw. installierte Nennscheinleistung der Transformatoren. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich Werte von 21,26 min und 27,48 min.

<sup>10</sup> Der historisch für die Österreich-Auswertung gewählte Bezug ist die Großtransformerennennscheinleistung (siehe ASIDI). Zuverlässigkeitszahlen mit der Bezugsgröße Netzbenutzer sind mit der Einschränkung zu betrachten, dass die Anzahl der betroffenen Netzbenutzer von einigen Netzbetreibern zurzeit lediglich geschätzt wird. An einer Verbesserung der Aussagekraft dieses Indikators (SAIDI) wird kontinuierlich weitergearbeitet, da er im internationalen Vergleich bevorzugt verwendet wird.

Die **Nichtverfügbarkeit** der Stromversorgung (**SAIDI**) ergibt für das Berichtsjahr 2011 für Österreich einen Wert von **44,96 min** (exkl. Naturkatastrophen). Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die Anzahl der betroffenen bzw. die Gesamtzahl der Netzbenutzer. Unterschieden nach *geplanten und ungeplanten* Versorgungsunterbrechungen errechnen sich hier Werte von 16,89 min und 28,07 min.

Bezieht man diesen Wert der Nichtverfügbarkeit auf die Verfügbarkeit der Stromversorgung im Jahr (Jahresstundenanzahl), so ergibt sich eine sehr gute Verfügbarkeit der Stromversorgung in Österreich für das Jahr 2011 und damit eine erneute Bestätigung der bisherigen sehr guten Ergebnisse.

In *Abbildung 5* ist der Verlauf der jährlichen *ungeplanten* Nichtverfügbarkeit der Jahre 2004 bis 2011 ersichtlich. Ausgewiesene Naturkatastrophen wie die Hochwasser 2005 und 2011, die europaweite Störung im Höchstspannungsnetz am 4. November 2006, der Sturm „Kyrill“ im Jahr 2007, die beiden Stürme „Paula“ und „Emma“ im Jahr 2008 sowie Nassschnee in der Steiermark im Jahr 2009 wurden bei der Berechnung gesondert berücksichtigt. Das Ergebnis der Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit für das Jahr 2011 zeigt, dass sich die Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung gegenüber den letzten Jahren erneut verbessert hat.



**Abbildung 5:** Jährliche ungeplante Nichtverfügbarkeit (ASIDI) der Stromversorgung in Österreich  
Quelle: E-Control

*Umsetzung von Art. 37 (1)(h) sowie (1)(m) in nationales Recht – Qualitätsstandards*

Die Anforderungen zur Sicherung von Qualitäts- und Sicherheitsstandards wurden in Österreich in § 19 ff EIWOG 2010 in nationales Recht überführt.

Die Regulierungsbehörde hat hier über die im EIWOG festgelegten Aufgaben und Pflichten hinaus Standards für Netzbetreiber bezüglich der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der gegenüber den Netzbekutzern und anderen Marktteilnehmern erbrachten Dienstleistungen und Kennzahlen zur Überwachung der Einhaltung der Standards mit Verordnung festzulegen. Es sind etwaige Entschädigungs- und Erstattungsregelungen bei Nichteinhaltung der Standards für Netzbetreiber in der Verordnung festzulegen, wenn die Einhaltung der festgelegten Standards ansonsten nicht vollständig gewährleistet ist. Der Verordnungserlassung hat ein allgemeines Begutachtungsverfahren voranzugehen, bei dem insbesondere den betroffenen Netzbetreibern Gelegenheit zur Stellungnahme einzuräumen ist.

Diese per Verordnung festzulegenden Standards können insbesondere umfassen:

1. Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzbetriebes einschließlich Dauer und Häufigkeit der Versorgungsunterbrechungen;
2. Fristen für die Herstellung von Anschlüssen an das Netz und die Vornahmen von Reparaturen bzw. die Ankündigung von Versorgungsunterbrechungen;
3. Fristen zur Beantwortung von Anfragen zur Erbringung der Netzdienstleistung;
4. Beschwerdemanagement;
5. die einzuhaltenden Kennzahlen betreffend die Spannungsqualität.

Zusätzlich sind die in dieser Verordnung festzulegenden Standards für Netzbetreiber in deren Allgemeine Bedingungen aufzunehmen, insoweit sie die Rechte und Pflichten des Netzbetreibers gegenüber den Netzzugangsberechtigten betreffen. Außerdem haben die Netzbetreiber die in der Verordnung festgelegten Kennzahlen jährlich der Regulierungsbehörde zu übermitteln und zu veröffentlichen.

Die Regulierungsbehörde ist daher verpflichtet, die erwähnten Standards sowie die Kennzahlen zu deren Überwachung per Verordnung festzulegen. Die für den Netzbekutzer relevanten Standards sind zudem in die Allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber aufzunehmen, welche dann der E-Control gemäß § 47 EIWOG zur Genehmigung vorzulegen sind.

Die erwähnte Verordnung wurde im Jahr 2011 noch nicht erlassen. Die E-Control plant jedoch, die Verordnung zur Festlegung von Qualitätsstandards bei Netzbetreibern noch im Jahr 2012 zu erlassen und die entsprechenden Änderungen in den Allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber nachzuziehen.



### **Smart Meter**

Die in den Anhängen der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2009/72/EG vorgesehene Einführung von intelligenten Messgeräten fand ihre Umsetzung in § 83 Abs. 1 EIWOG 2010, wonach der Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWfJ) nach Durchführung einer Kosten/Nutzenanalyse die Einführung von intelligenten Messeinrichtungen festlegen kann. Mit dieser Kompetenz zur Durchführungsverordnung hat der BMWfJ die Netzbetreiber zu verpflichten, jene Endverbraucher, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, mit diesen Messgeräten auszustatten. Eine weitere Verordnungskompetenz findet sich in § 83 Abs. 2 EIWOG 2010, wonach die Regulierungsbehörde Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control) jene Anforderungen durch Verordnung zu bestimmen hat, denen diese intelligenten Messgeräte zu entsprechen haben. Dies ist dann in weiterer Folge relevant für die Netzbetreiber, wenn es um die Ermittlung der Kostenbasis für die Entgeltbestimmungen gem. § 59 EIWOG 2010 geht, denn nur jene Messgeräte, die dieser Verordnung gem. § 83 Abs. 2 EIWOG 2010 entsprechen, können hier dann in Ansatz gebracht werden.

Eine dritte Verordnungsermächtigung findet sich in § 84 Abs. 4 EIWOG 2010, wonach die Regulierungsbehörde E-Control das Datenformat zur Datenübermittlung von Netzbetreiber zu Lieferant und Darstellung der Verbrauchsinformation an die Kunden festlegen kann.

Die Regulierungsbehörde hat auf Grundlage von § 83 Abs. 2 EIWOG 2010 im Oktober 2011 die Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 (IMA-VO) erlassen, mit der jene Mindestfunktionalitäten bestimmt werden, welche in Zukunft von Netzbetreibern bei der Einführung von intelligenten Messgeräten einzuhalten sind. Durch die Erlassung dieser Verordnung soll sichergestellt werden, dass allen österreichischen Kunden die gleichen Funktionalitäten durch den Einbau von intelligenten Messgeräten zur Verfügung stehen.

In Bezug auf die Rahmenbedingungen für die Einführung von intelligenten Messgeräten wurde vom Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend im April 2012 die Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) kundgemacht. Diese sieht vor, dass bis Ende 2019 mindestens 95 % aller österreichischen Stromkunden mit einem intelligenten Messgerät auszustatten sind. Der Einführungsplan sieht eine stufenweise Umsetzung vor: So sind bis Ende 2015 10 % und bis Ende 2017 70 % aller Kunden mit einem intelligenten Messgerät auszustatten.

Zusätzlich zu den genannten Rahmenbedingungen sind in der IME-VO auch umfangreiche Berichts- und Monitoringpflichten für die Netzbetreiber und die Regulierungsbehörde sowie eine notwendige Übergangsregelung für bereits im Einsatz befindliche intelligente Messgeräte enthalten.

Die Regulierungsbehörde E-Control hat im September 2012 die Verordnung gemäß § 84 Abs. 4 EIWOG 2010 erlassen, nämlich die Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungs-VO.



***Darstellung der technischen Zusammenarbeit zwischen Übertragungsnetzbetreibern der Gemeinschaft und Übertragungsnetzbetreibern von Drittländern***

Die österreichischen Übertragungsnetzbetreiber sind nur im Fall der Schweiz mit dem Übertragungsnetz eines Drittlandes verbunden. Die Verhandlungen der Schweiz mit der Europäischen Union über eine Übernahme der EU-Rechtsvorschriften im Bereich des Energiebinnenmarktes laufen aktuell. Ein Zeitpunkt für den Abschluss der Gespräche kann derzeit nicht vorhergesagt werden. Ungeachtet dessen gibt es auf Grund der technischen Notwendigkeiten für den Übertragungsnetzbetrieb bereits weitgehende Kooperationen, welche mit jenen von Übertragungsnetzbetreibern innerhalb der Europäischen Union vergleichbar sind.

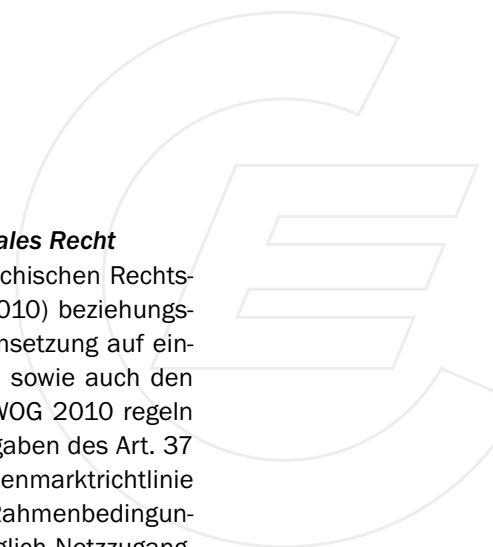
Als herausragendste Initiative in diesem Zusammenhang soll die Transmission System Operator Security Cooperation (TSC) genannt werden. Dabei arbeiten 12 europäische Übertragungsnetzbetreiber in der Betriebsplanung, im Austausch von Winderzeugungsdaten, in der frühzeitigen Erkennung kritischer Netzsituationen und deren Behebung sowie in der insgesamt dazu erforderlichen IT-Unterstützung eng zusammen.

Weiters werden für die Kapazitätsvergaben zwischen der Schweiz und Österreich über die unterschiedlichen Zeithorizonte (jährlich, monatlich, täglich, intra-day) die für den Handel verfügbaren Kapazitätswerte zwischen den Übertragungsnetzbetreibern der beiden Länder abgestimmt ermittelt. In Zusammenhang damit erfolgt die Kooperation auch für die Vergaben (Auktionen) der Kapazitäten nicht nur auf bilateraler Ebene, sondern durch die Versteigerung über das Auktionsbüro CASC-CWE. Weiterentwicklungen in Richtung lastflussbasierter Vergabeverfahren sind hierzu erforderlich und werden zu einer weiteren Vertiefung der Zusammenarbeit führen.

***Darstellung der Schutzmaßnahmen gem. Art. 42: Energielenkungskonzept***

Gemäß Energielenkungsgesetz 1982 idF des BGBl. I Nr. 106/2006 (EnIG 1982) obliegen der Energie-Control Austria (E-Control) die Vorbereitung und Koordinierung der wesentlichen im Rahmen der Energielenkung notwendigen Aktivitäten sowohl im Elektrizitäts- wie auch im Erdgasbereich. Die dafür erforderlichen Daten werden auf Basis der Energielenkungsdaten-Verordnungen erhoben.

Weiters werden regelmäßig Übungen der Datenübermittlung im Engpassfall in Kooperation mit den Behörden durchgeführt. Dabei werden die Abläufe zwischen den Bundes-, Landes- und Bezirksbehörden insbesondere im Zusammenhang mit generellen Einschränkungen im Rahmen des Landesverbrauchs sowie im Falle konkreter Kontingentierungsmaßnahmen für einzelne Industriestandorte getestet. Im ersten Quartal 2012 wurde eine derartige Übung im Land Salzburg unter Beiziehung aller betroffenen Landesstellen – Landesregierung und deren Dienststellen, Erzeuger, Lieferanten und Netzbetreiber auf der Stromseite sowie betroffene Netzbetreiber auf der Erdgasseite – sowie der Bundesebene – vom zuständigen Bundesministerium über den Regelzonenführer bis zur E-Control – durchgeführt. Die bei dieser Übung gemachten Erfahrungen wurden diskutiert und sollen eine Ausgangsbasis für weitergehende Aktivitäten bilden.



## **NETZENTGELTE FÜR ANSCHLUSS UND ZUGANG**

### ***Umsetzung der Art. 37 (1)(a), (6)(a), (8), (10), (12) und Art. 37 (3)(c) und (d) in nationales Recht***

Die Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009/72/EG erfolgt im österreichischen Rechtsrahmen durch das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010) beziehungsweise durch das Energie-Control-Gesetz (E-ControlG). Generell ist es schwierig, die Umsetzung auf einzelne Paragraphen zu beziehen, da Teilaspekte in unterschiedlichen Gesetzesstellen sowie auch den beiden benannten Gesetzesgrundlagen getrennt behandelt werden. Die §§ 48 ff EIWOG 2010 regeln das Verfahren zur Festsetzung der Systemnutzungsentgelte und setzen damit die Vorgaben des Art. 37 Abs. 1 lit a, Art. 37 Abs. 3 lit d, Art. 37 Abs. 8 sowie Art. 37 Abs. 10 der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie um. Weiters finden sich auch in § 22 E-ControlG in diesem Zusammenhang relevante Rahmenbedingungen für die Erledigung der Regulierungsaufgaben der E-Control. Die Regelungen bezüglich Netzzugang- und -anschluss sowie deren Entgelte finden sich in den §§ 44, 54 sowie 55 EIWOG und setzen somit den Artikel 37 Abs. 6 lit a der Richtlinie um. Beschwerdemöglichkeiten, wie in Artikel 37 Abs. 12 der Richtlinie vorgesehen, werden in § 9 E-ControlG umgesetzt. Die Paragraphen 38 und 39 EIWOG enthalten Bestimmungen zur Genehmigung und Überwachung des Netzentwicklungsplans und setzen damit die Vorgaben des Art. 37 Abs. 3 lit c um. In diesem Zusammenhang sind auch die §§ 24 und 25 E-ControlG relevant, welche die Überwachungs- und Aufsichtsfunktionen der Regulierungsbehörde regeln – diese sind insbesondere auch hinsichtlich Entflechtung sowie der Behandlung von Quersubventionen von Bedeutung. Zur Verhinderung von Quersubventionen sind weiters die §§ 8 und 59 EIWOG relevant.

## **BESTIMMUNG DER NETZNUTZUNGSENTGELTE**

Seit der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 2001 werden seitens der Regulierungsbehörde die Netztarife für das Stromübertragungs- und -verteilernetz jährlich neu bestimmt. Während dies im Übertragungsnetzbereich nach wie vor auf Basis eines Kosten-Plus-Regulierungsansatzes (die Erlöse folgen den Kosten) erfolgt, wurde im Stromverteilernetz mit Beginn des Jahres 2006 ein langfristig stabiles Anreizregulierungsregime implementiert (vormals ebenfalls Kosten-Plus-Regulierung). Dabei werden die tatsächlichen Kosten von den zugestandenen Erlösen für die Dauer der Regulierungsperiode (4 Jahre) entkoppelt und eine geprüfte Kostenbasis mittels Auf- und Abschlagsfaktoren, welche im Wesentlichen die Preissteigerungen der Branche (Inflation) sowie die branchen- und unternehmensspezifische Effizienzentwicklung (genereller und individueller Effizienzfortschritt) abbilden, jährlich neu angepasst.

Im Bereich der Stromverteilernetze sind die Unternehmen gefordert, ihre im Rahmen einer Benchmarkinganalyse evaluierten Ineffizienzen innerhalb von zwei Regulierungsperioden mit jeweils 4 Jahren (also bis Ende 2013) abzubauen. Unter Berücksichtigung von Investitions- und Betriebskostenfaktoren, welche die Entwicklung der Kapital- und Betriebskosten während der Regulierungsperiode berücksichtigen, wird die angepasste Kostenbasis in jährlich neu bestimmte Entgelte übergeleitet. Innerhalb der obig dargestellten Systematik werden die Systemnutzungsentgelte mit 1.1. des jeweiligen Jahres für 15 Netzgebiete im Bereich der Strominfrastruktur jährlich neu angepasst und in den jeweiligen Entgeltverordnungs novellen verlautbart. Da für jeden Netzbereich einheitliche Entgelte ermittelt werden, sorgt ein

Ausgleichzahlungsmechanismus dafür, dass Unterschiede in der Erlösstruktur zwischen den Netzbetreibern (Über- bzw. Unterdeckungen) bereinigt werden.

Im Übertragungsnetz gibt es keine individuellen Effizienzvorgaben auf Basis eines Benchmarkings, sondern die Kosten werden mit einem generellen Faktor jährlich neu angepasst. Die Investitionen aus Großprojekten werden auf Planwertbasis im Rahmen der regulierten Anlagenbasis berücksichtigt.

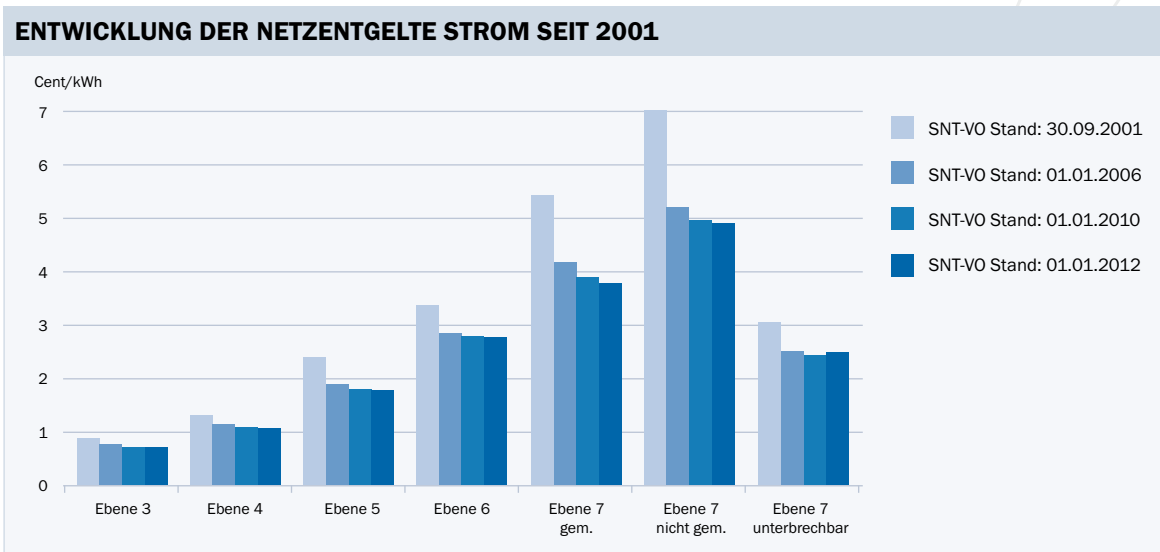
Die dargestellte Systematik beruht im Grunde auf Vorgaben des § 59 EIWOG, wonach die den Entgelten zugrunde liegenden Kosten dem Grundsatz der Kostenwahrheit zu entsprechen und differenziert nach Netzebenen zu ermitteln sind. Dem Grunde und der Höhe nach angemessene Kosten sind zu berücksichtigen. Investitionen sind in angemessener Weise, ausgehend von den ursprünglichen Anschaffungskosten sowie den Finanzierungskosten, zu berücksichtigen. Für die Ermittlung der Kosten sind Zielvorgaben zugrunde zu legen, die sich am Einsparungspotential der Unternehmen orientieren. Dabei sind die festgestellten Kosten sowohl um generelle Zielvorgaben, die sich an Produktivitätsentwicklungen orientieren, als auch um die netzbetreiberspezifische Teuerungsrate anzupassen. Individuelle Zielvorgaben können aufgrund der Effizienz der Netzbetreiber berücksichtigt werden. Der Zeitraum zur Realisierung der Zielvorgaben (Zielerreichungszeitraum) kann durch die Regulierungsbehörde im jeweiligen Kostenbescheid in ein- oder mehrjährige Regulierungsperioden unterteilt werden. Beeinflusst das vertikal integrierte Elektrizitätsunternehmen die Kosten des Netzbetreibers durch Verrechnungen, muss der Netzbetreiber diese Kosten ausreichend belegen. Um Quersubventionen zu verhindern, hat daher das vertikal integrierte Elektrizitätsunternehmen auf Verlangen der Regulierungsbehörde die Kalkulationsgrundlage für die Verrechnungen vorzulegen.

#### ***Festsetzung der Netztarife für das Übertragungsnetz und die Verteilnetze***

Im Übertragungsnetz werden die jährlich geprüften Kosten mit 1.1. des jeweiligen Jahres in Übertragungstariere übergeleitet. Im Verteilernetz wurden auf Grundlage des EIWOG 2010 im Entgeltverfahren 2011 die Kosten und Mengengerüste aller Stromverteiler mit über 50 GWh Abgabemenge im Jahr 2008 bestimmt und die Tarife für das Jahr 2012 ermittelt. Dies erfolgte erstmals im Rahmen eines zweistufigen Verfahrens, welches den Netzbetreibern verstärkte Rechtssicherheit bietet. In einem ersten Schritt werden das Kosten- und Mengengerüst des Netzbetreibers in einem Bescheid der Behörde festgestellt. Diese bilden die Basis für die Entgeltermittlung, welche den zweiten Schritt darstellt.

Während die Netzentgeltanpassung (Netznutzung und Netzverluste) im Zuge der Anpassungen der Systemnutzungstarifverordnung 2010 Novelle 2011 zu einer Reduktion der Netzentgelte von durchschnittlich rund 0,95 % (Gesamtösterreich über alle Netzebenen bewertet mit Mengengrundbasis des Jahres 2008) geführt hat, sind die Entgelte im Rahmen der Systemnutzungsentgeltverordnung (SNE-VO) 2012 im Durchschnitt über alle Netzebenen lediglich um 0,5 % gesunken. Insgesamt wurden im Rahmen der Entgeltermittlung für das Jahr 2012 rund 8 Mio. EUR im Vergleich zum Vorjahr eingespart.

Seit dem Start der Regulierungstätigkeit der E-Control im Jahr 2001 konnten für die Kunden bisher insgesamt mehr als 600 Mio. Euro eingespart werden. Die rückläufigen Absatzmengen der letzten Jahre, ausgelöst durch die Finanz- und Wirtschaftskrise, sind wieder leicht angestiegen und der Druck auf die Tariffhöhe wurde dadurch etwas gemindert. Nichtsdestotrotz werden aufgrund des anhaltenden Investitionsbedarfs der Stromnetze Tarifsenkungen in den nächsten Jahren nur mehr eingeschränkt realisierbar sein – vielmehr kann mit einem leichten Anstieg der Entgelte in den nächsten Jahren gerechnet werden. *Abbildung 6* stellt die Entwicklung der Netztarife seit der Liberalisierung dar.



**Abbildung 6:** Entwicklung der Netznutzungstarife Strom für Gesamt-Österreich in Cent/kWh  
Quelle: E-Control

Derzeit laufen intensive Vorbereitungen für die Ausgestaltung der Regulierungssystematik für die Regulierungsphase ab dem Jahr 2014. Obwohl selbstverständlich Regulierungsgrundsätze wie etwa Versorgungssicherheit und Effizienz nach wie vor oberste Priorität haben, ist darauf zu achten, dass für die Unternehmen ein stabiler Regulierungsrahmen, verbunden mit Investitionssicherheit und einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals, sichergestellt ist.

## **STROMÜBERTRAGUNG – GRENZÜBERSCHREITENDE KAPAZITÄTEN UND ENGPASSMANAGEMENT-MECHANISMEN**

*Umsetzung der Art. 37 (6)(c), (8), (9), (12) und Art. 37 (3)(f) in nationales Recht*

Die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2009/72/EG sieht in Art. 37 umfassende Genehmigungserfordernisse für die nationalen Regulierungsbehörden vor. U.a. wird in den Absätzen (6)(c) und (9) die Genehmigung der Bedingungen für den Zugang zu grenzübergreifenden Infrastrukturen (Übertragungsnetzen) einschließlich der Verfahren zur Kapazitätszuweisung und des Engpassmanagements durch die Regulierungsbehörden vorgesehen.

Im Zuge der Umsetzung des Binnenmarktpakets wurde diese Anforderung im § 23 Abs. 2 (23) EIWOG 2010 aufgenommen. Damit wird verlangt, dass Regelzonenführer diese Regeln der E-Control Austria zur Genehmigung vorlegen. Anders als in der Vergangenheit, wo zwar eine inhaltliche Diskussion, jedoch kein formaler Genehmigungsschritt erfolgte, wird zukünftig eine entsprechende Entscheidung der Behörde bescheidmässig ergehen. Die Regulierungsbehörde hat weiters gem. § 23 Abs. 2 (6) des Energieregulierungsbehördengesetzes die Aufgabe, an einer weiterreichend koordinierten Version dieser Regeln (im Gegensatz zu lediglich grenzbezogenen, bilateralen) mitzuwirken. In Anwendung von Art. 37 Abs. 3 (f) erstellt die E-Control Austria auch jährlich Berichte über die Erlöse aus den Kapazitätsvergaben an den österreichischen Grenzen sowie deren Verwendung durch den Übertragungsnetzbetreiber. Darin zeigt sich, dass die Erlöse im Jahr 2011 nahezu vollständig für Netzinvestitionen herangezogen wurden.

#### *Überwachung der TSO-Investitionspläne in Bezug auf den TYNDP gem. Art. 37 (1) g*

Der Ausbau des Übertragungsnetzes ist für die Weiterentwicklung des Binnenmarktes und für die Aufrechterhaltung der Netzbetriebssicherheit eine entscheidende Voraussetzung. Deshalb wird dem Übertragungsnetzausbau auch im Binnenmarktpaket große Aufmerksamkeit gewidmet. Die E-Control hat den Netzentwicklungsplan gem. § 38 EIWOG bescheidmäßig zu genehmigen und dabei insbesondere die Kohärenz mit dem europäischen Ten Years Network Development Plan (TYNDP) zu prüfen.

Dem vorgesehenen Prozedere folgend, wurde der von APG im Herbst 2011 eingereichte Netzentwicklungsplan mit Interessenvertretungen konsultiert und insbesondere unter den Kriterien Wirtschaftlichkeit, technische Notwendigkeit und Übereinstimmung mit dem europäischen 10-Jahres-Plan einer Prüfung unterzogen. Für einzelne Projekte wurde die Genehmigung bedingt erteilt. Dabei wird insbesondere der koordinierte Netzausbau mit benachbarten Übertragungsnetzbetreibern als Kriterium definiert.

#### *Allokationsregeln und Engpassmanagement; Ergebnisse Auktionen*

Bestehende Engpässe an den Grenzen zu Tschechien, Ungarn, Slowenien, Italien und zur Schweiz werden weiterhin mittels koordinierter Auktionen bewirtschaftet. Die Durchführung der Vergaben für die knappen Kapazitäten wird im Auktionsbüro Central Allocation Office (CAO) als einer einheitlichen Anlaufstelle für Marktteilnehmer für die gesamte Region CEE zusammengefasst. Mittlerweile – drei Jahre nach seiner Gründung – verzeichnet CAO mehr als 70 registrierte Unternehmen und 200 User-Accounts. Zusätzlich zu Tages-, Monats- und Jahresauktionen war im Jahr 2011 CAO für die Entwicklung der regional koordinierten täglichen Kapazitätsermittlung auf Basis der lastflussbasierten Vergabe zuständig. CAO hat gemeinsam mit den TSOs der Region die geplante lastflussbasierte Kapazitätsberechnung im Herbst 2011 zur Umsetzungsreife gebracht. Die lastflussbasierte Kapazitätsvergabe und -ermittlung berücksichtigt die Auswirkungen von physischen Transaktionen im Netz wesentlich genauer als die derzeit angewandte NTC-Methode und bringt Wohlfahrtsgewinne sowie verbesserte Netzsicherheit. Trotzdem bestanden zwischen den TSOs und den Regulierungsbehörden in der Region Auffassungsunterschiede über die Priorisierung der Umsetzungsschritte, sodass im 1. Quartal 2012 eine gemeinsame Lösung für das weitere Vorgehen gefunden werden musste. Die Regulierungsbehörden der Region erarbeiteten gemeinsam mit ACER im Frühjahr 2012 eine gemeinsame Deklaration, welche eine Umsetzung eines lastflussbasierten Market Couplings durch die TSOs und Börsen der CEE-Region bis Ende 2013 vorsieht.

Für die Region Central-South lag der Schwerpunkt im abgelaufenen Jahr auf der Erarbeitung gemeinsamer harmonisierter Auktionsregeln für die jährlichen und monatlichen Kapazitätsauktionen. Im selben Schritt wurde auch eine Harmonisierung mit den Regeln der Region Central-West durchgeführt und die Durchführung der Vergaben wurden von den TSOs an das Auktionsbüro CASC-CWE übergeben. Dadurch wird für Marktteilnehmer eine einheitliche Kontaktstelle für eine größere Zahl von Grenzen geschaffen.

#### *Zusammenarbeit mit anderen NRAs oder Behörden in grenzüberschreitenden Angelegenheiten*

Durch die neue Zusammenarbeit via **ACER** ergeben sich für Österreich Vorteile, beispielsweise durch koordinierteren Netzausbau, der verbesserte Möglichkeiten für Energietransport bietet. Für den Konsumenten bedeutet dies ein höheres Maß an Versorgungssicherheit und für die Marktteilnehmer eine deutliche Vereinfachung der Teilnahme am Binnenmarkt.

Für die **regionalen Initiativen** wurde im vergangenen Jahr die regionenübergreifende Koordination strukturell gestärkt. Für alle Regionen wurden regionale Umsetzungsroadmaps für die Erreichung der Marktintegrationsziele im Jahr 2014 erarbeitet. Diese regionalen Pläne werden von überregionalen Plänen zu 4 Kernthemen (Langfristige Kapazitätsvergaben, tägliche Kapazitätsvergaben, Intra-day-Kapazitätsvergaben, Kapazitätsberechnung) überlagert. Die überregionalen Pläne sind die Referenz für die Umsetzungsschritte.

Das **Pentalaterale Energieforum** wurde im Juni 2007 von Regierungsvertretern Deutschlands, Frankreichs, Luxemburgs, Belgiens und der Niederlande als Plattform der Minister zur besseren regionalen Kooperation, insbesondere in grenzüberschreitenden Netzangelegenheiten, gegründet. Dabei arbeiten Regierungsvertreter, Regulatoren, Übertragungsnetzbetreiber, Strombörsen und Marktteilnehmer an der Schaffung und Weiterentwicklung des gemeinsamen Elektrizitätsbinnenmarkts zusammen.

Da es zwischen Österreich und dem wichtigsten Stromhandelspartner Deutschland im Stromübertragungsnetz keine Engpässe gibt und in beiden Ländern die Strompreise angeglichen sind, wurde Österreich im Juni 2007 ein Beobachterstatus im Pentalateralen Energieforum eingeräumt. Mit der Aufnahme als Vollmitglied im Februar 2011 wurde die enge Verbindung im Zentralwesteuropäischen Raum gefestigt. Der Schritt vom Beobachterstatus zum Vollmitglied wird nun zunehmend auch in der konkreten Arbeit umgesetzt.

### **ÜBERWACHUNG DER GESETZEINHALTUNG**

Art. 37 (4) b RL 2009/72/EG (nachfolgend: Strom-RL) wurde durch § 21 Abs. 2 E-ControlG umgesetzt, wonach die E-Control Untersuchungen macht und Gutachten sowie Stellungnahmen über die Markt- und Wettbewerbsverhältnisse im Elektrizitäts- und Erdgasbereich erstattet. Weiters sind der E-Control Überwachungs- und Aufsichtsaufgaben zugewiesen; in Erfüllung dieser Aufgaben kann die E-Control mit Bescheid die Herstellung des rechtmäßigen Zustandes auftragen (§ 24 Abs. 1 und 2 E-ControlG).

Art. 37 (4) c Strom-RL wurde durch § 10 EIWOG 2010 iVm § 34 E-ControlG umgesetzt: Danach ist die E-Control bei Erfüllung ihrer Aufgaben befugt, in alle relevanten Unterlagen und Aufzeichnungen Einsicht zu nehmen.

Art. 35 (5) a Strom-RL wurde in § 104 EIWOG 2010 umgesetzt, wonach über Antrag der Regulierungsbehörde das Kartellgericht Geldbußen bei Verletzung des Gleichbehandlungsgebotes zu verhängen hat.

Die Art. 37 (1) b, q, (3) a, b, e, (5) b, d, e, f, g und h Strom-RL wurden durch § 24 Abs. 1 und § 25 E-ControlG in nationales Recht umgesetzt. Der E-Control sind demnach Überwachungs- und Aufsichtsaufgaben zugewiesen; in Erfüllung dieser Aufgaben kann die E-Control mit Bescheid die Herstellung des rechtmäßigen Zustandes auftragen (§ 24 Abs. 1 und 2 E-ControlG). Gemäß § 25 E-ControlG bestehen besondere Überwachungs- und Aufsichtsfunktionen in Bezug auf Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber (wie z. B. Überwachung der Kommunikation, Genehmigung der Verträge, Überprüfung des Schriftverkehrs, fortlaufende Kontrolle der geschäftlichen und finanziellen Beziehungen, Übertragung der Aufgaben des ITO an einen benannten ISO bei wiederholten Verstößen des ITO).

Art. 37 (4) d und Art. 37 (5) a Strom-RL wurden insbesondere durch die Verwaltungsübertretungen in den §§ 99 ff EIWOG 2010 umgesetzt. Darüber hinaus bestehen Geldbußentatbestände in den §§ 104 Abs. 1 und Abs. 2 EIWOG 2010 und eine gerichtlich strafbare Handlung in § 108 EIWOG 2010.

Die Umsetzung von rechtlich bindenden Entscheidungen von ACER und der Kommission nach Art. 37 (1) und Art. 39 Strom-RL wurde im nationalen Recht in § 21 Abs. 6 E-ControlG verankert.

### **STREITSCHLICHTUNG**

Art. 37 Abs. 11 und 12 und Art. 37 Abs. 4e sind im E-ControlG in § 26 (Schlichtung von Streitigkeiten) umgesetzt worden. Dabei ist der Zeitraum, innerhalb dessen eine Entscheidung herbeigeführt werden muss, auf 6 Wochen verkürzt worden.

Für die Streitschlichtung gem. § 22 (Streitigkeiten zwischen Netzzugangsberechtigten und Netzbetreibern über die Rechtmäßigkeit der Verweigerung des Netzzuganges) und § 30 Abs. 3 Z 2 4 EIWOG 2010 (Bilanzgruppenvertrag) ist dabei die Regulierungskommission zuständig (§ 12 Abs. 1 E-ControlG).

Die neu eingesetzte Regulierungskommission wurde 2011 mit insgesamt 24 Streitschlichtungsverfahren befasst, wobei – so wie auch in den Vorjahren – der Schwerpunkt bei den Streitigkeiten zwischen Erzeugern und Netzbetreibern über die Entrichtung bzw. Nicht-Entrichtung von Netzverlustentgelt lag. Die restlichen Verfahren betrafen unterschiedliche Sachverhalte, wobei ein zunehmender Trend zur Geltendmachung von Schadenersatzansprüchen gegen Netzbetreiber zu beobachten ist.

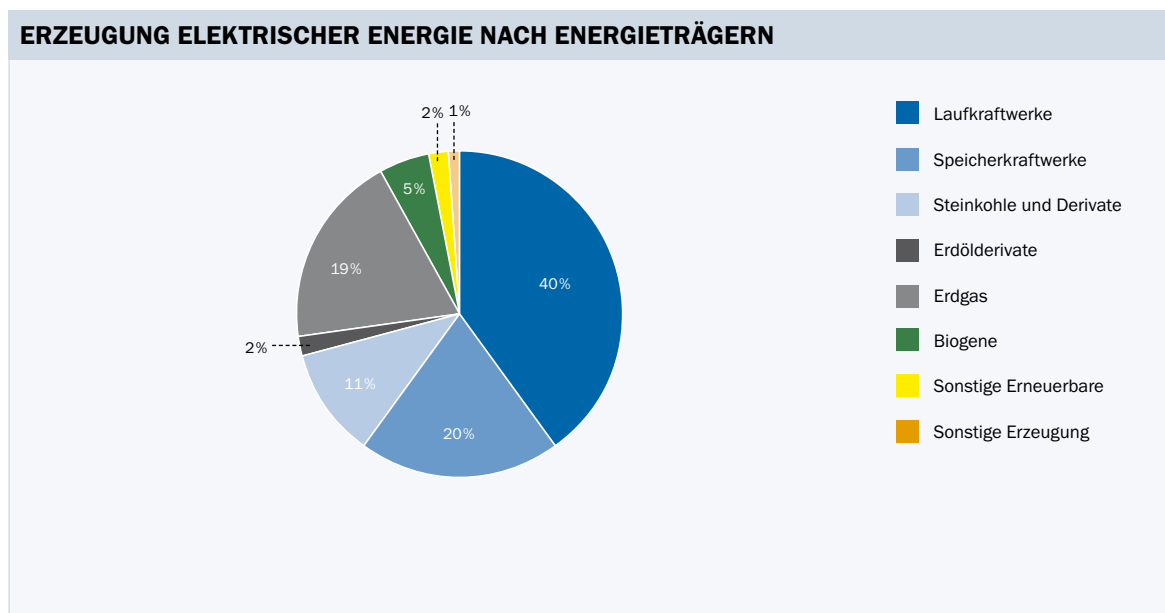


## Entwicklung des Wettbewerbs auf dem österreichischen Strommarkt

### AUFBRINGUNG UND VERWENDUNG VON ELEKTRIZITÄT

#### Stromerzeugung

In *Abbildung 7* ist der Erzeugungsmix für das Jahr 2011 ausgewiesen. Insgesamt wurden 65.688 GWh elektrische Energie produziert. Rd. 57 % der Erzeugung stammt aus Wasserkraftwerken, d. h. Lauf- und Speicherkraftwerken sowie den Kleinwasserkraftwerken (< 10 MW). Nach der Wasserkraft ist Erdgas der wichtigste Primärenergieträger in der Stromerzeugung mit rd. 19 %. Der Anteil der elektrischen Energie aus Steinkohle und Kohlederivaten an der Gesamterzeugung beträgt rd. 11 %, jener aus Erdölderivaten liegt bei knapp 2 %. Biogene Brennstoffe im weiteren Sinn trugen 7 % zur inländischen Erzeugung bei, aus Erneuerbaren (Wind, Photovoltaik und Geothermie) kamen 3 %. Der Anteil sonstiger, zum Teil nicht bekannter Erzeugung betrug knapp 1 %.



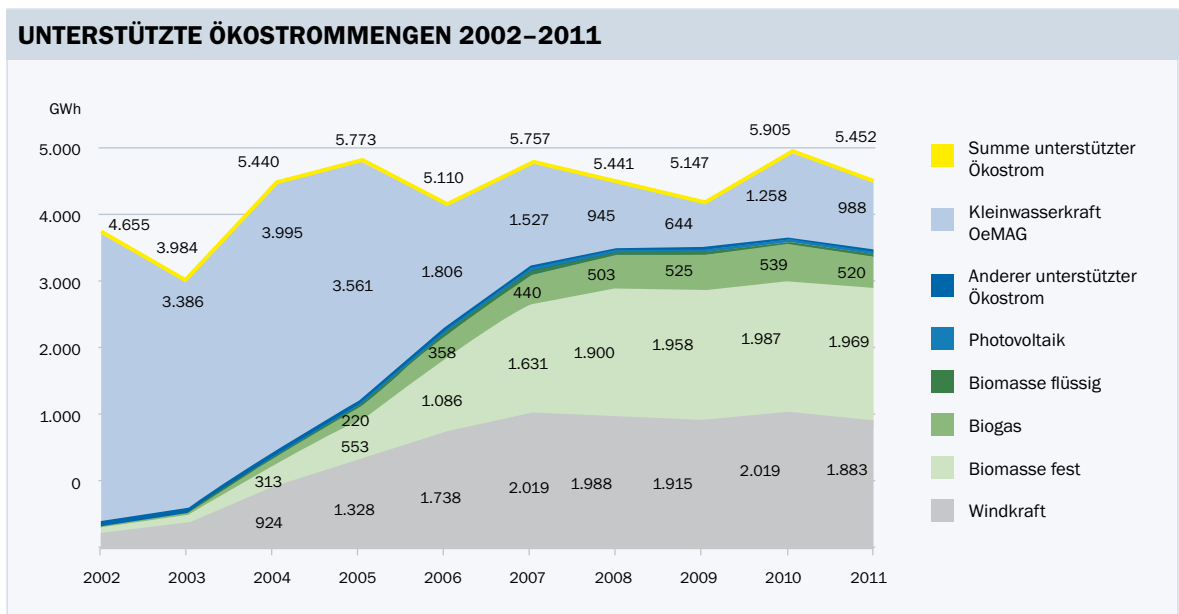
**Abbildung 7:** Erzeugung elektrischer Energie in Österreich nach Energieträgern 2011

Quelle: E-Control

#### Ökostromerzeugung

In den Jahren 2003 bis 2010 war ein starkes Mengenwachstum der sonstigen Ökostromtechnologien gegeben. Im Jahr 2011 ist die absolute Ökostrommenge der sonstigen Ökostromtechnologien in etwa auf das Jahr 2009 zurückgegangen (*Abbildung 8*).





**Abbildung 8:** Unterstützte Ökostrommengen von 2002 bis 2011 nach Technologien  
 Quellen: E-Control, OeMAG

Die Mengen an von der OeMAG<sup>11</sup> abgenommener Kleinwasserkraft schwanken in den letzten Jahren stark und sind seit 2004 deutlich zurückgegangen, da viele Kleinwasserkraftbetreiber aufgrund des teilweise 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.

Insgesamt wurden im Jahr 2011 5.452 GWh geförderter Ökostrom von der OeMAG abgenommen. Im Jahr 2011 wurden in Österreich 988 GWh Strom aus unterstützter Kleinwasserkraft und 4.464 GWh aus gefördertem, sonstigem Ökostrom eingespeist.

Insgesamt ist der Anteil der von der OeMAG abgenommenen Mengen an der Gesamtabgabe im öffentlichen Netz von 10,7 % auf 9,3 % gefallen. Dies ist zum einen durch den geringeren Anteil von Kleinwasserkraft, welcher von 2,3 % auf 1,7 % gefallen ist, und zum anderen durch den Rückgang der Stromerzeugung aus sonstigem Ökostrom zu erklären. Nach 8,4 % im Jahr 2010 betrug der Anteil von sonstigem Ökostrom im Jahr 2011 7,6 %. Die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher ist von 54.985 GWh im Jahr 2010 auf 58.714 GWh im Jahr 2011 gestiegen.

<sup>11</sup> 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>

### Importe und Exporte

Der Austausch zwischen Österreich und den verbundenen Nachbarländern ist seit 2002 gestiegen (Abbildung 9). Bis 2002 wurde vorwiegend mehr elektrische Energie exportiert als importiert. Seit 2002 hat sich diese Entwicklung jedoch umgekehrt, wobei im Jahr 2006 bisher die Differenz Export zu Import am größten gewesen ist. Die physikalischen Importe sind im Jahr 2011 um 25,4 % gestiegen und die Exporte um ca. 4 % gesunken. Dies ist auf die im Vergleich zum Vorjahr geringere inländische Stromerzeugung zurückzuführen.

Wichtigstes Herkunftsland ist Deutschland (über 54 % aller Importe), gefolgt von der Tschechischen Republik mit 40,3%. Die bedeutendsten Exportländer sind die Schweiz mit 43,9% der Exporte und Deutschland mit 23,7%. Die Nettoimporte (8.195 GWh entspricht einem Anstieg von 236 % gegenüber 2010) trugen 2011 9,1% zur Stromaufbringung in Österreich bei.

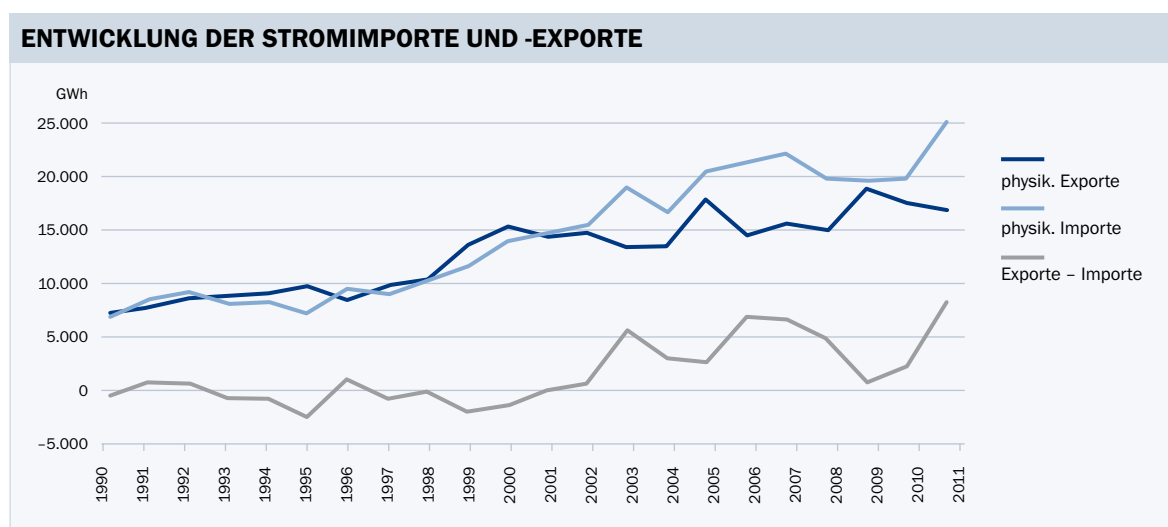


Abbildung 9: Entwicklung der Stromimporte und -exporte seit 1990

Quelle: E-Control

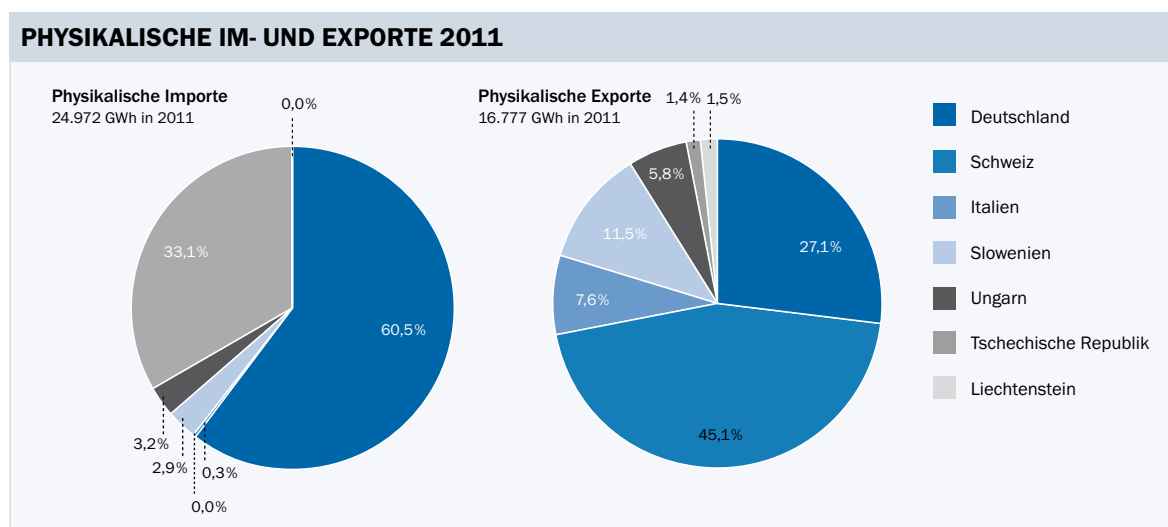
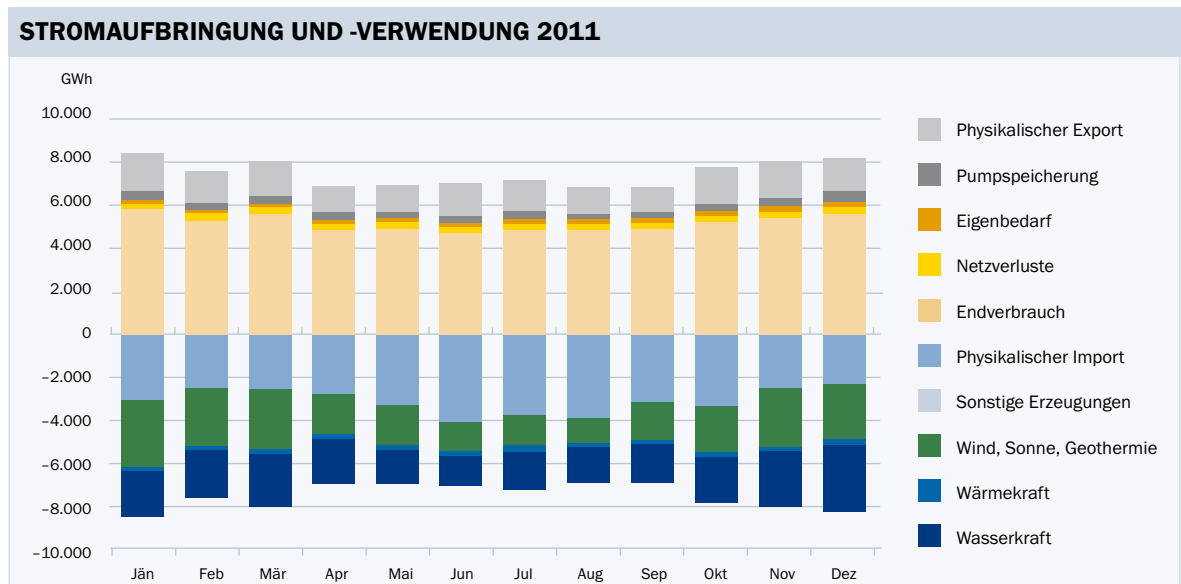


Abbildung 10: Physikalische Im- und Exporte 2011

Quelle: E-Control

### Stromverbrauch

Der gesamte Inlandsstromverbrauch (exklusive Pumpspeicher) in Österreich ist im Jahr 2011 im Vergleich zum Vorjahr zurückgegangen (um -0,2%) und betrug insgesamt 68,8 TWh.



**Abbildung 11:** Stromaufbringung und -verwendung 2011  
 Quelle: E-Control

Die höchste Gesamtlast an den dritten Mittwochen ist in den vergangenen Jahren konstant angestiegen und lag im Jahr 2011 bei 10.580,2 MW. Dies gilt auch für den Bereich des öffentlichen Netzes, in dem die Höchstlast bei 9.477,5 MW lag.

### GROSSHANDELSMARKT STROM

Aufgrund fehlender Netzengpässe bilden Österreich und Deutschland am Großhandelsmarkt eine gemeinsame Preiszone, sowohl am Over-the-Counter-Markt (OTC) als auch beim Börse-Handel. An den Börsen gibt es für Deutschland und Österreich im Day-ahead-Markt **einen** Preis, unabhängig davon, in welche der Regelzonen die physikalische Lieferung erfolgen soll. Ebenso werden von Preisreportern für Österreich im Strombereich 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. Anders gestaltet sich die Situation am Regenergie- markt und möglicherweise im Intra-Day-Bereich, wobei bei Letzterem für Österreich kaum Informationen vorliegen.

Das Großhandelsgeschehen wird einerseits vom bilateralen Handel, wie auch vom Börsehandel an der EPEX Spot/EEX Derivatives wie auch 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 und die Auktion um 10.15 Uhr stattfindet, während an der EPEX Spot die Auktion um 12.00 Uhr stattfindet. Zweitens haben die EPEX Spot und die EXAA ihre Preislimits unterschiedlich gestaltet – bei der EPEX Spot kann auch im negativen Preisbereich bis -3.000 EUR/MWh geboten werden, bei der EXAA werden negative Preise hingegen nicht zugelassen. Darüber hinaus werden an der EEX Derivatives finanzielle Futures-Kontrakte angeboten. Die Handelstätigkeit am OTC-Markt kann dabei derzeit nur begrenzt beobachtet werden, da keine Informationen verfügbar sind.

Dennoch sind die Börsenpreise als Referenz für alle Handelsaktivitäten relevant und stellen für alle Lieferanten in ihrer Beschaffung die wichtigste Bezugsgröße da. Insofern ist die Analyse und Beobachtung der Großhandelspreise und in weiterer Folge die Weiterentwicklung eines effektiven, wettbewerblichen und effizienten Marktes letztendlich auch für das Marktergebnis und die Konsumenten von äußerster Wichtigkeit.

### **Detaillierte Analyse der Großhandelspreise**

Die Preisentwicklung der letzten Jahre spiegelt die allgemeine Konjunktur, die Ölpreisentwicklung wie auch stromspezifische Ereignisse wider. Dabei erkennt man im Spotmarkt selbst bei einer 7-tägigen Durchschnittsbetrachtung immer wieder einzelne Ausreißer. Diese sind in der Regel durch kurzfristige Knappheitssituationen, Schwankungen in der Kraftwerksverfügbarkeit und Wettersituation geprägt.

Ebenfalls spielen, vor allem mit der wachsenden Rolle der Einspeisung von Erneuerbaren Energieträgern in Deutschland, die Wetterbedingungen sowohl auf der Angebots- wie auch Nachfrageseite eine entscheidende Rolle. Bei gutem Wind- oder Sonnenangebot sind die Preise am Day-ahead- oder Spotmarkt, d. h. Lieferung für den nächsten Tag, tendenziell geringer als an windstillen und bewölkten Tagen. Mitunter kommt es aufgrund der bevorzugten Einspeisung für Erneuerbare auch dazu, dass an der Börse in einzelnen Stunden negative Preise entstehen. Dies ist vorwiegend dann der Fall, wenn auch noch die Nachfrage gering ist, also an Sonn- oder Feiertagen.

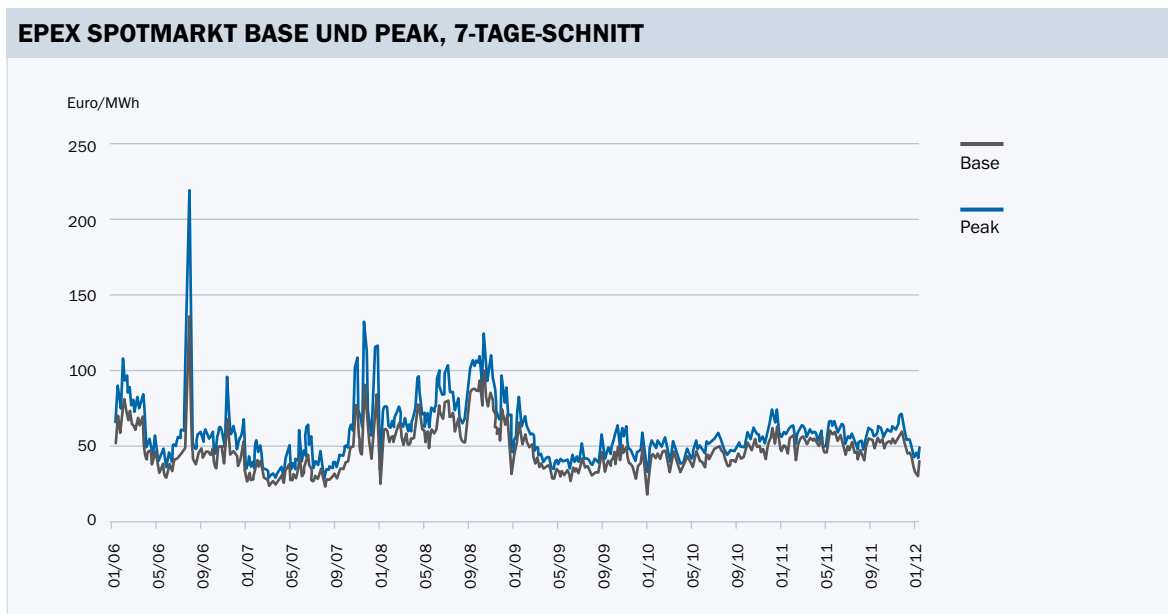
Deshalb sind in *Abbildung 12* zur Preisentwicklung am Spotmarkt auch anhand der Preiseinbrüche die Weihnachtsfeiertage gut erkennbar. Auch auf der Nachfrageseite beeinflussen Wetter und saisonale Faktoren die Preise. So ist im Winter eine höhere Abendspitze erkennbar.

Darüber hinaus kann sich auch das Import-Export-Gefüge in Europa an kalten Tagen verschieben – Frankreich hat zum Beispiel einen recht hohen Anteil an Stromheizungen. Eine Vielzahl an Faktoren bestimmt somit die Preisentwicklung am kurzfristigen Markt.

Im Terminmarkt, also beim Kauf einer zukünftigen Lieferung zu einem heute vereinbarten Preis, prägt vor allem die Erwartungshaltung der Händler das Bild. Im Jahr 2011 war hier der Preissprung nach Bekanntgabe des deutschen Atom-Moratoriums sehr markant. Damals kam es für einige Tage zu sehr hohen Umsätzen an der Strombörse EEX für Jahreskontrakte, da plötzlich unklar war, wie die deutsche Atompolitik weiterverlaufen würde und die Upside Risks – also das Risiko unerwarteter Preissteigerungen – sehr groß wurden.

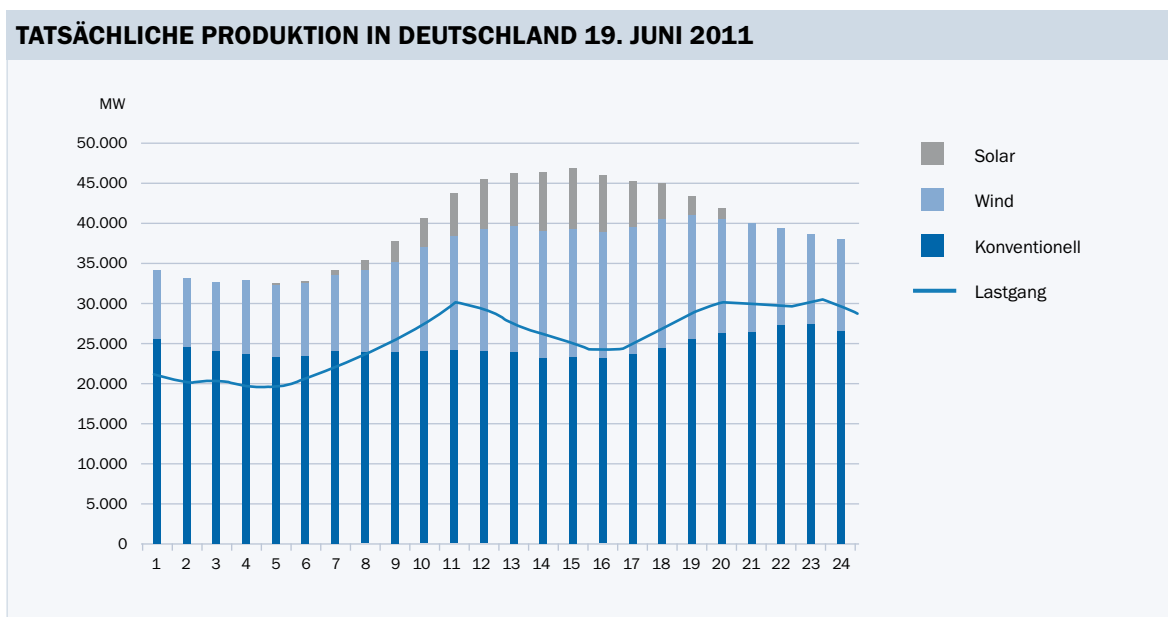
Wurde im Jahr 2010 noch die Laufzeitverlängerung für die deutschen AKWs beschlossen, war es nach dem Fukushima-Unfall sehr unsicher, ob bzw. welche Atomkraftwerke wie lange am Netz bleiben würden. Allerdings machte sich dann unter den Händlern nach Konkretisierung der deutschen Abschaltpläne die Stimmung breit, dass die Situation auf der Angebotsseite vorerst stabil sei. Auch die neuerlichen Rezessionsängste sorgten in der zweiten Jahreshälfte für einen weiteren Preisrückgang. Eine schlechte wirtschaftliche Entwicklung sorgt im Normalfall für einen Rückgang bei der Energienachfrage, vor allem durch den Ausfall von Industrieproduktion. Daher ist die allgemeine wirtschaftliche Entwicklung bzw. die Erwartung darüber auch am Strommarkt sehr bedeutend.

Ähnlich verlief auch die Entwicklung im Jahr davor. War Anfang 2010 das Handelsgeschehen noch von zurückhaltendem Optimismus geprägt, so konnte sich dieser aufgrund der anbahnenden Schuldenkrise nicht halten. Insgesamt zeigt die Preisentwicklung an den Terminmärkten der letzten fünf Jahre, dass sich seit Beginn der Finanzkrise Ende 2008 die Preise tendenziell nach unten oder seitwärts bewegt haben und im Terminmarkt noch nicht das Vorkrisenniveau erreicht wurde.

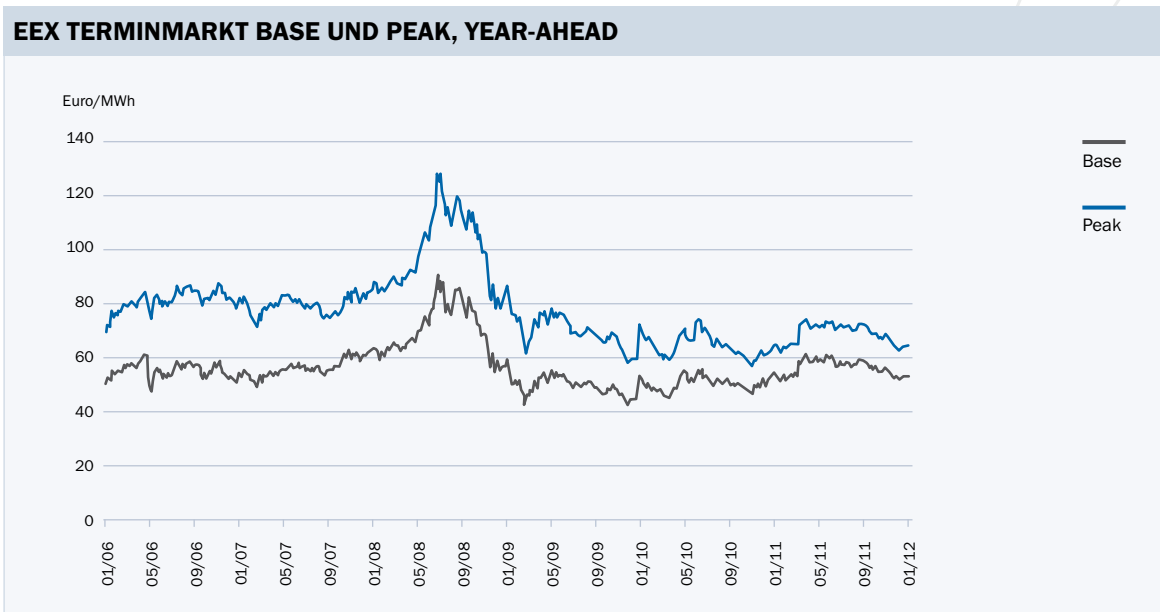


**Abbildung 12:** Entwicklung der Stromspotpreise an der EPEX, Base und Peak, 7-Tage-Schnitt, in EUR/MWh  
 Quellen: EPEX Spot, E-Control

Als Beispiel des Preisdrucks und Erklärung für Preisausreißer nach unten kann der 19. Juni 2011 herangezogen werden (*Abbildung 13*). Dadurch dass am Sonntag der Lastgang (blaue Linie) gemäßigt und gering ist und die nicht steuerbare Einspeisung von Wind und Sonnenenergie hoch war, konnten hier sogar am Nachmittag leicht negative Preise beobachtet werden. Der Inlandsbedarf wurde in Deutschland an diesem Tag zur Gänze durch konventionelle Erzeugung abgedeckt. Darüber hinaus sind auch die Exportmöglichkeiten, mit der Ausnahme von Österreich, recht stark begrenzt.



**Abbildung 13:** Tatsächliche Produktion in Deutschland am 19. Juni 2011 in MW  
 Quelle: Transparency Plattform EEX



**Abbildung 14:** Entwicklung der Year-Ahead-Preise für Base und Peak an der EEX in EUR/MWh  
 Quellen: EEX, E-Control

Langfristig ist auch zu erkennen, dass der Spread, also der Abstand, zwischen Base und Peak sich in den letzten Jahren deutlich verringert hat (Abbildung 14). Das liegt einerseits daran, dass sich die Erzeugungsstruktur laufend verändert hat – vor allem im Hinblick auf die vermehrte Einspeisung aus PV-Anlagen. Die Mittagsspitze wird dadurch vor allem im Sommer zunehmend abgeflacht. Andererseits liegen Base- und Peak-Preise in Niedrigpreisphasen tendenziell näher beieinander als in Hochpreisphasen.

### Gas versus Kohle

Ein entscheidender Einschnitt im Großhandelsmarkt Strom im Jahr 2011 war aber nicht nur der sprunghafte Anstieg der Volumina und Preise aufgrund der damals äußerst großen Unsicherheit in Bezug auf die Zukunft der deutschen Atompolitik. Auch die sogenannte „Schiefergas-Revolution“ in den USA zieht ihre Bahnen indirekt nach Europa. In den letzten Jahren wandelten sich die Vereinigten Staaten aufgrund der stark zunehmenden Förderung von unkonventionellen Erdgasvorkommen, insbesondere Schiefergas, zu einem Billiggasland. Die Preise am amerikanischen Handelspunkt Henry Hub liegen seit Anfang 2010 deutlich unter den europäischen Preisen. Ab 2016 wird die USA Gas in Form von LNG exportieren. Diese Entwicklung in den USA (verstärkter Einsatz von Gas zur Stromerzeugung) und andere weltwirtschaftliche Entwicklungen sorgten dafür, dass die Nachfrage nach Steinkohle (als Substitut für Erdgas in der Stromerzeugung) am Weltmarkt sank. Ebenso verfiel im Zuge der Wirtschaftskrise der CO<sub>2</sub>-Preis aufgrund des Überangebots an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten angesichts einer schwächelnden Industrie.

Relativ billige Kohlepreise und niedrige CO<sub>2</sub>-Preise, gepaart mit den in Europa aufgrund der ölindezitierten Langfristverträge hohen Gaspreise sorgten vor allem im Laufe des letzten Jahres dafür, dass die Stromerzeugung aus Erdgas relativ unattraktiv wurde. Bei einer Standardberechnung auf Basis der Base-Bänder ist der „Clean Spark Spread“, d. h. inklusive Kosten für CO<sub>2</sub>, sogar negativ, während der „Clean Dark Spread“ stark gestiegen ist.

Selbst als dann in der zweiten Jahreshälfte 2011 die Strompreise und somit die Einnahmequellen für Kraftwerke fielen, sorgten attraktive Kohle- und CO<sub>2</sub>-Preise für einen entsprechenden Wettbewerbsvorteil von Kohle in der Stromerzeugung (Abbildung 16). Ob sich dieser Trend fortsetzen wird, hängt in erster Linie von der zukünftigen Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise, aber vor allem auch der Gaspreise ab. Diese Entwicklung wird stark von der möglichen Bildung eines wettbewerblichen und liquiden Gasgroßhandelsmarktes sowie der Abkehr von langfristigen, ölindezitierten Verträgen beeinflusst werden. Auch die mögliche Ausweitung des Gasangebots in Europa durch die verstärkte Anbindung an andere Märkte, z. B. durch LNG, oder auch die mögliche europäische Förderung von unkonventionellem Erdgas werden eine große Rolle spielen.

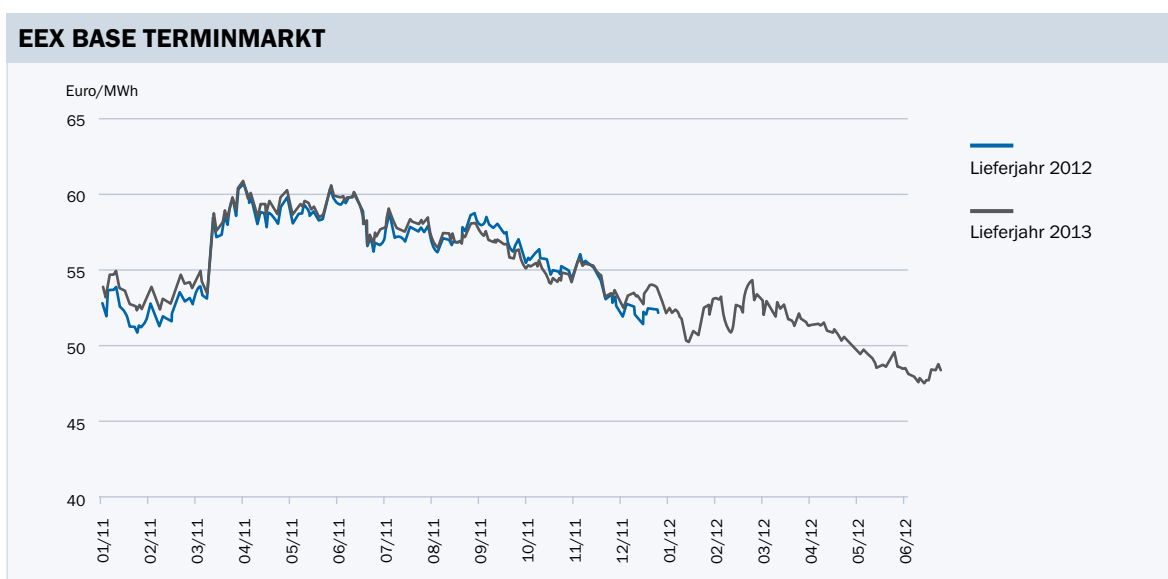


Abbildung 15: Entwicklung der Terminpreise EEX Base  
 Quelle: EEX

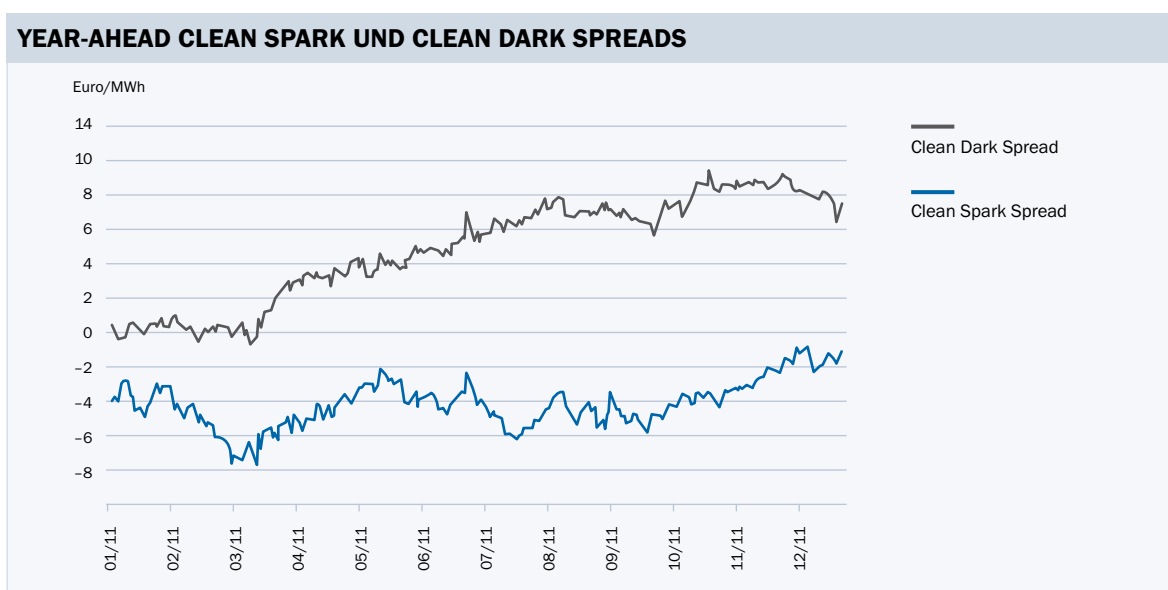
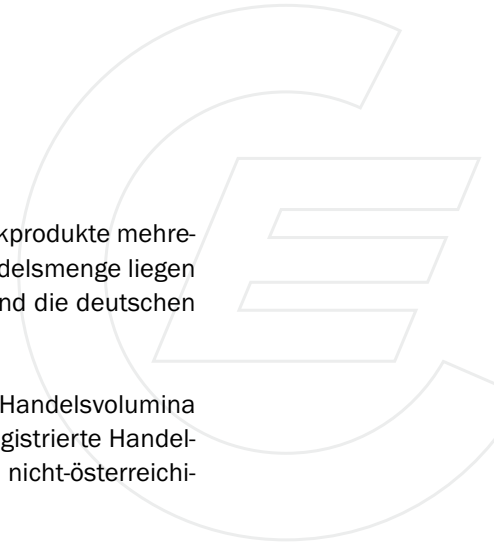


Abbildung 16: Entwicklung der Clean Spark und Clean Dark Spreads, Year ahead  
 Quellen: EEX, Berechnungen E-Control



### **Entwicklung der Handelsvolumina im Stromgroßhandel**

An der österreichischen Strombörse 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.

Die EXAA konnte im Jahr 2011 sowohl die Anzahl der Handelsteilnehmer als auch die Handelsvolumina steigern. Die Anzahl der Teilnehmer stieg im Jahr 2011 von 63 im Jahr 2010 auf 68 registrierte Handelsteilnehmer. Dabei handelt es sich mittlerweile auf beiden Märkten um überwiegend nicht-österreichische Unternehmen.

Das Handelsvolumen am Spotmarkt lag an der EXAA im Jahr 2010 bei 6,41 TWh (mit Blockprodukten) und im Jahr 2011 bei 7,56 TWh (mit Blockprodukten). Dies entspricht einer Steigerung von rund 19%. Gemessen am österreichischen Stromverbrauch entspricht dies rund 11%. Dies bedeutet gegenüber dem Vorjahr ein deutliches Wachstum nicht nur der entsprechenden Volumina, sondern eben auch eine Verbesserung der Liquidität. Die Konzentrationskennzahlen, wie z.B. HHI oder CR3, blieben hingegen recht stabil. Der Handel für die Lieferzone Österreich (d. h. Regelzone APG) ist aber auch an der deutsch-französischen Strombörse EPEX Spot möglich.

### **ENDKUNDENMARKT STROM**

Der Endkundenmarkt teilt sich im Allgemeinen in zwei Teilmärkte, auf denen unterschiedliche Marktbedingungen herrschen:

- (1) **Massenkundenmarkt:** Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft und sonstige Kleinverbraucher, die weniger oder gleich 100.000 kWh Strom im Jahr verbrauchen, wird ein standardisiertes Lastprofil zugewiesen. Die Lieferanten sind verpflichtet, ihre Tarife für dieses Kundensegment zu veröffentlichen.
- (2) **Sondervertragskundenmarkt:** Gewerbe, Industrie und Dienstleistungsbetriebe mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh und einem gemessenen Lastprofil. Diese Kunden verhandeln ihre Bezugskonditionen individuell mit dem Lieferanten aus.

Insgesamt gibt es in Österreich 5,88 Mio. Zählpunkte (2011), die mit Strom beliefert werden. Davon entfällt ca. 71,6% auf Haushaltskunden, 27,8% auf sonstige Kleinkunden (Gewerbe, Landwirtschaft, unterbrechbare sonstige Kunden) und 0,6% auf Industriekunden. Am Stromverbrauch haben Haushaltskunden einen Anteil von 24% und sonstige Kleinkunden von 19%. Das größte Marktsegment, verbrauchsmäßig, entfällt auf Industriekunden mit einem Anteil von 58%.

### **MARKTSTRUKTUR DER ENDKUNDENMÄRKTE – ANBIETERSEITE**

#### **Anbieterstruktur**

Derzeit sind über 140 Anbieter im österreichischen Strommarkt tätig, diese sind jedoch nicht alle österreichweit aktiv. Die ehemaligen Monopolisten bieten in ihrem Netzgebiet unter dem Namen des etablierten Unternehmens an, für österreichweite Angebote wurden aber zum Teil neue Marken geschaffen oder Tochterunternehmen gegründet.

Durch Kooperationen wurde die Anzahl der Wettbewerber reduziert: mit der **EnergieAllianz** gründeten Wienenergie, EVN und Bewag (anfangs auch dabei Energie AG und Linz Strom) ein Unternehmen. Vorteil des Zusammenschlusses sind nach Angaben der Unternehmen die Synergien im überregionalen Energievertrieb.<sup>12</sup> Ansonsten wird in den Hauptabsatzmärkten im Massenkundensegment die EnergieAllianz durch die regionalen Vertriebsgesellschaften vertreten, wobei die Marke EnergieAllianz nicht in Erscheinung tritt. In den anderen Netzgebieten wird der Strom über die Vertriebstöchter switch bzw. Naturkraft vermarktet. Die Marktkonzentration hat mit diesem Zusammenschluss deutlich zugenommen.

<sup>12</sup> Vgl. [www.energieallianz.at](http://www.energieallianz.at)



Mit der Gründung der Enamo in 2007 haben 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 und Tirol) anbietet.

Zahlreiche Unternehmen haben in den letzten Jahren Vertriebstöchter gegründet, die sich auf Ökostrom spezialisiert haben. Da sich die Stromkennzeichnung eines Unternehmens nur auf den Unternehmensmix und nicht auf den Produktmix beziehen darf, 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 entstandene Ökostromtöchter sind die Linz Öko-Energievertriebs GmbH, Salzburg Ökoenergie GmbH, die Enamo Ökostrom GmbH, Naturkraft der EnergieAllianz, Weizer Naturenergie der Steweag-STEAG, VKW-Ökostrom GmbH, Wels Strom Öko und seit Juni 2012 Solar Graz, Tochterunternehmen der Energie Graz.

Neben den etablierten Unternehmen und deren Kooperationsunternehmen bieten einige kleinere Energieunternehmen elektrische Energie für Kleinkunden auf überregionaler Ebene an, zum Teil auch beschränkt auf einzelne Netzgebiete. Der 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.

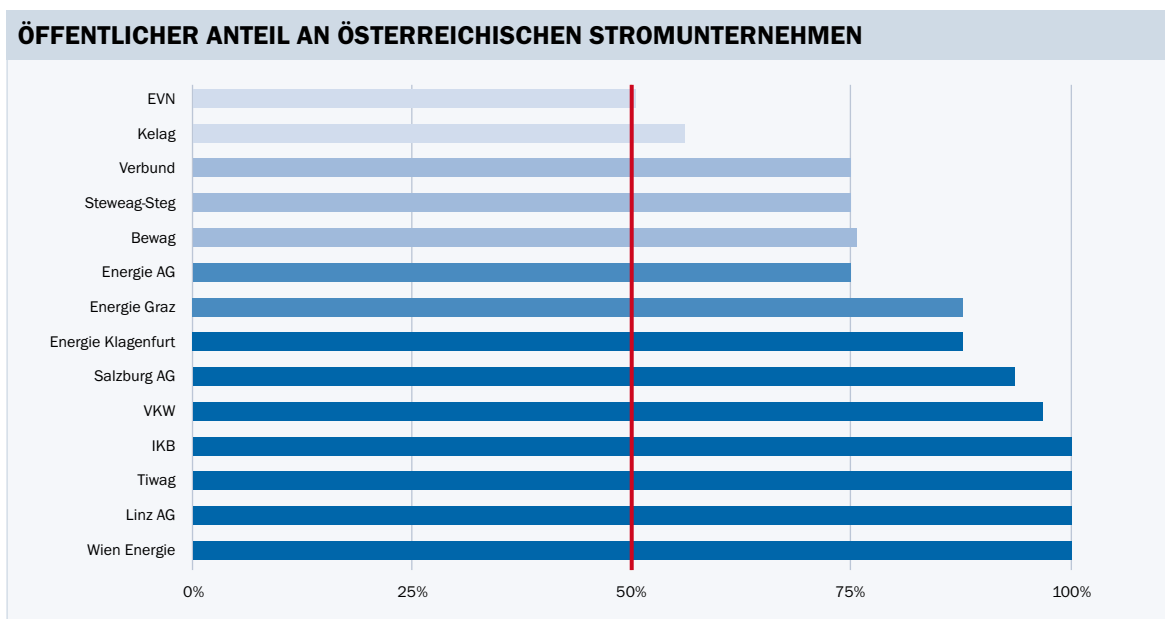
Die Anbieterstrukturen sind je nach dem Zielmarkt unterschiedlich:

- > Im **Massenkundenmarkt** sind es insgesamt 16 Lieferanten (Stand Juni 2012), welche österreichweit Strom anbieten. Manche davon treten am Markt unter ihren regionalen Namen auf, wie z. B. Kelag, VKW, Energie Klagenfurt, andere wiederum unter Markennamen wie stromdiskont (Enamo Ökostrom), Voltino (Wels Strom) oder Franz Extrem (E-Werk Gösting). Die Energieallianz und Enamo treten jeweils nicht als Anbieter auf, sondern verkaufen Strom entweder über ihre regionalen Vertriebsgesellschaften (Wienenergie Vertrieb, EVN Vertrieb, Bewag Vertrieb für EnergieAllianz, Linz Strom und Energie AG für Enamo) oder österreichweit über Tochterunternehmen switch und Naturkraft (EAA) bzw. Enamo Ökostrom (Enamo). Auch Salzburg AG und TIWAG treten österreichweit über das gemeinsame Unternehmen MyElectric und Steweag-STEAG über Unsere Wasserkraft auf. Die weiteren alternativen Anbieter, ohne regionales Stammgebiet, sind Verbund, AAE Naturstrom, Ökostrom und ein seit Ende 2011 neu gegründetes Unternehmen in Oberösterreich, schlaustrom. Insgesamt sind je nach Netzgebiet bis zu 17 Anbieter tätig. In diesem Marktsegment ist kein ausländischer Anbieter aktiv.
- > Im **Sondervertragskundenmarkt** kann ein Kunde theoretisch von maximal 12 unterschiedlichen Lieferanten ein Angebot bekommen, in der Praxis sind es aber rund sechs Angebote, je nachdem, ob die Lieferanten Interesse an den jeweiligen Kunden haben. Die EnergieAllianz sowie Enamo treten in diesem Markt als Anbieter österreichweit direkt auf wie auch andere regionale Anbieter, z. B. wie Salzburg AG, Steweag-STEAG, Kelag, Energie Klagenfurt, VKW oder Wels Strom. Als alternative Anbieter ist Verbund für alle Kundengrößen österreichweit tätig, dagegen MyElectric nur für die Kunden bis zu einer bestimmten Verbrauchsgröße. Die Aktivitäten ausländischer Lieferanten sind sehr gering. Diese beliefern Kunden 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 17), wobei dies für die wesentlichen Unternehmen durch ein Verfassungsgesetz vorgeschrieben ist.<sup>13</sup> Als Eigentümerversorger 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.



**Abbildung 17:** Öffentlicher Anteil an österreichischen Stromunternehmen  
Quellen: Geschäftsberichte der Unternehmen, eigene Berechnungen

<sup>13</sup> BVG-Eigentum (BGBl. I Nr. 143/1998). Eine Änderung des Gesetzes bedarf einer Zweidrittelmehrheit im Parlament, wovon kurz- bis mittelfristig nicht ausgegangen werden kann.

**Marktkonzentration am österreichischen Strommarkt – Massenkundenmarkt<sup>14</sup>**

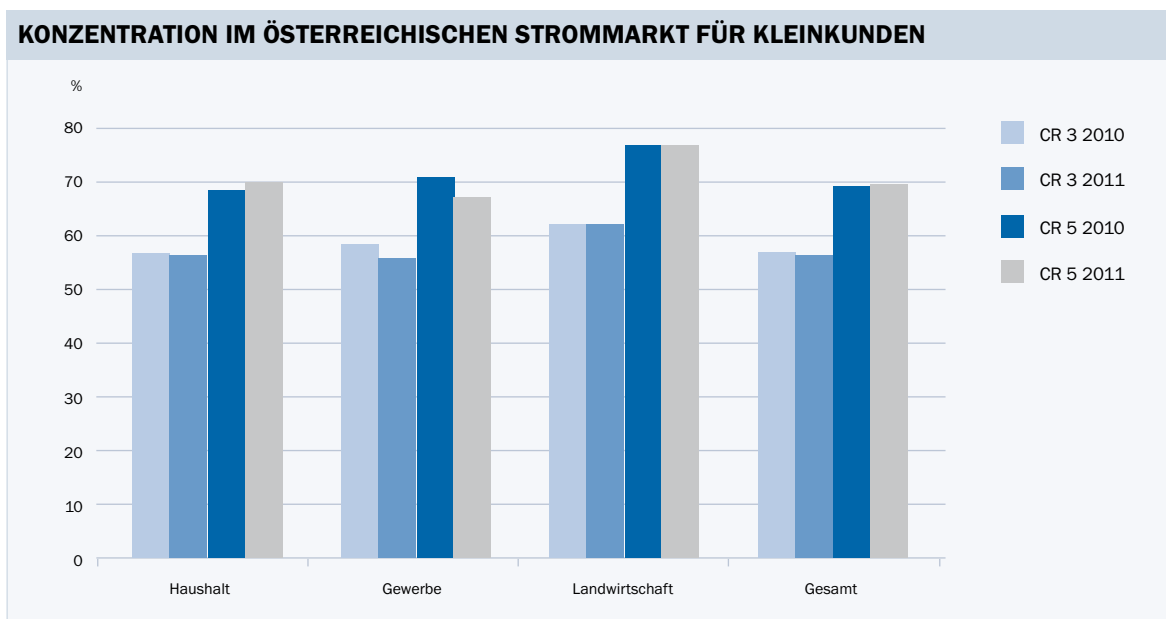
In der Marktstatistik werden seit 2008 die Marktanteile der Stromanbieter für lastganggemessene Endkunden erhoben.<sup>15</sup>

Diese Daten zeigen, dass die Marktanteile der drei größten Lieferanten sowie der HH-Index<sup>16</sup> in den unterschiedlichen Marktsegmenten zum Teil über den Schwellenwerten liegen, die für einen stark konzentrierten Markt sprechen (50 % für CR3, 66,7 % für CR5, HHI ab 1.800).

Die Marktkonzentration in den beiden Kundengruppen Haushalte und Gewerbe (2011) liegen mit 1.765 und 1.696 knapp unter dem Schwellenwert des HHI von 1.800, und dieser Wert hat sich geringfügig im Vergleich zum Jahr 2010 verringert.

Der kumulierte Marktanteil der drei größten Lieferanten für **Haushaltskunden** für das Jahr 2011 beläuft sich auf knapp 56 % (Abbildung 18), jener der fünf größten Lieferanten auf 70 %. Damit befriedigen die drei größten Lieferanten ca. zwei Drittel der Nachfrage. Der kumulierte Marktanteil der drei größten Lieferanten im **Gewerbekundensegment** beträgt 56 %, bei den fünf größten Lieferanten 67 %. Marktanteile ausländischer Lieferanten im österreichischen Strommarkt sind vernachlässigbar.

Innerhalb des letzten Jahres ist es zu einer geringen Verschiebung der Marktanteile gekommen. Die lokalen Lieferanten verfügen nach wie vor über eine starke Marktmacht, alternative Lieferanten konnten jedoch aufgrund attraktiver Bundesland- und Neukundenaktionen Kunden gewinnen.



**Abbildung 18:** Konzentration im österreichischen Strommarkt für Kleinkunden (nicht leistungsgemessene Kunden) – CR3 und CR5<sup>17</sup>

Quellen: Erhebungsbogen Marktstatistik, Berechnungen E-Control

<sup>14</sup> Die Daten beziehen sich auf nicht lastganggemessene Kleinkunden. Daten zu Marktanteilen bei lastganggemessenen Kunden liegen nicht vor, die Marktkonzentration kann für dieses Kundensegment daher nicht berechnet werden.

<sup>15</sup> 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.

<sup>16</sup> HH-Index (Herfindahl-Hirschmann-Index): Summe der quadrierten Marktanteile aller Unternehmen; Kennzahl zur Konzentrationsmessung und zur Einschätzung der Wettbewerbsintensität.

<sup>17</sup> Summe der Marktanteile der 3 (5) größten Lieferanten.

### Preispolitik der Lieferanten – Preisveränderungen

Im Jahr 2011 haben die Stromlieferanten Preiserhöhungen vorgenommen (Tabelle 4). Die Preissenkungen in der ersten Hälfte 2012 waren die Folge der Senkung des Verrechnungspreises für die verpflichtende Abnahme des Ökostroms seitens Lieferanten, welche diese Kosten an ihre Kunden weiter verrechnen. Trotzdem haben Stewag-STEAG sowie Energie Graz als einzige mit 1. März 2012 ihre Energiepreise erhöht.

PREISVERÄNDERUNGEN DER STROMLIEFERANTEN 2011–2012			
Lieferant	Zeitpunkt der Änderung	Energiepreis	Gesamtpreis
BEWAG Vertrieb GmbH	01.04.2011	6,40%	3,20%
BEWAG Vertrieb GmbH	01.01.2012	-3,39%	-1,18%
Energie AG OÖ Vertrieb	01.01.2012	-0,66%	-0,51%
Energie Graz GmbH	01.03.2012	8,53%	4,52%
Energie Klagenfurt GmbH	01.05.2011	8,20%	4,30%
EVN Energievertrieb	01.01.2012	-3,26%	-1,82%
Innsbrucker Kommunalbetriebe	01.04.2011	2,30%	1,20%
Innsbrucker Kommunalbetriebe	01.02.2012	-4,25%	-2,03%
KELAG – Kärntner Elektr.-AG	01.04.2011	8,80%	3,90%
Linz Strom Vertrieb	01.01.2012	-0,70%	-0,74%
MyElectric	01.07.2011	4,43%	1,77%
Naturkraft Energievertrieb	01.01.2012	-3,11%	abh. vom Netzgebiet
oekostrom	01.05.2012	-6,0%	-3,3%
Salzburg AG	01.02.2011	2,30%	1,10%
Salzburg AG	01.02.2012	-2,66%	-1,31%
schlaustrom	16.02.2012	-4,75%	abh. vom Netzgebiet
Stewag-STEAG	01.03.2012	8,84%	4,31%
TIWAG – Tiroler Wasserkraft	01.04.2011	1,60%	0,70%
TIWAG – Tiroler Wasserkraft	01.02.2012	-4,75%	-2,26%
Unsere Wasserkraft	01.09.2011	6,80%	3,60%
Unsere Wasserkraft	01.03.2012	-2,80%	abh. vom Netzgebiet
VKW Vorarlberger Kraftwerke AG	01.03.2012	-4,90%	-2,30%
VKW Vorarlberger Kraftwerke AG	01.02.2011	0,90%	0,41%
VKW Ökostrom GmbH	01.02.2011	0,90%	0,41%
VKW Ökostrom GmbH	01.03.2012	-4,40%	-2,20%
Weizer Naturenergie	01.04.2011	11,80%	abh. vom Netzgebiet
Wels Strom GmbH	26.10.2011	11,40%	abh. vom Netzgebiet
Wien Energie Vertrieb	01.01.2012	-3,25%	-0,90%

**Tabelle 4:** Preisveränderungen der Stromlieferanten, Jänner 2011 bis Ende Juni 2012

Musterhaushalt mit 3.500 kWh/Jahr

Quelle: E-Control

### **Produktpolitik der Lieferanten**

Die von den Lieferanten angebotenen Tarife sind größtenteils einheitlich, d. h., sie bestehen aus einer Fix- und einer Arbeitspreiskomponente. Allerdings ist es zu beobachten, dass viele Lieferanten alternative Produkte anbieten, die häufig deutlich günstiger als das Standardprodukt sind (z. B. Onlinetarife oder so genannte Einfachtarife). Trotz der steigenden Produktdiversifikation sind es jedoch großteils die von den Lieferanten angebotenen Rabatte, die Preisunterschiede für den Konsumenten sichtbar machen. Auch Neukunden und Abbucher 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.

Auffallend ist es, dass es immer mehr sogenannte Online-Produkte gibt. Für die meisten dieser Produkte ist es unbedingt notwendig, dass der Kunde über einen Internetzugang und eine E-Mail-Adresse verfügt.

### **Marketing/Werbeaktivitäten der Strom- und Gasmarktlieferanten**

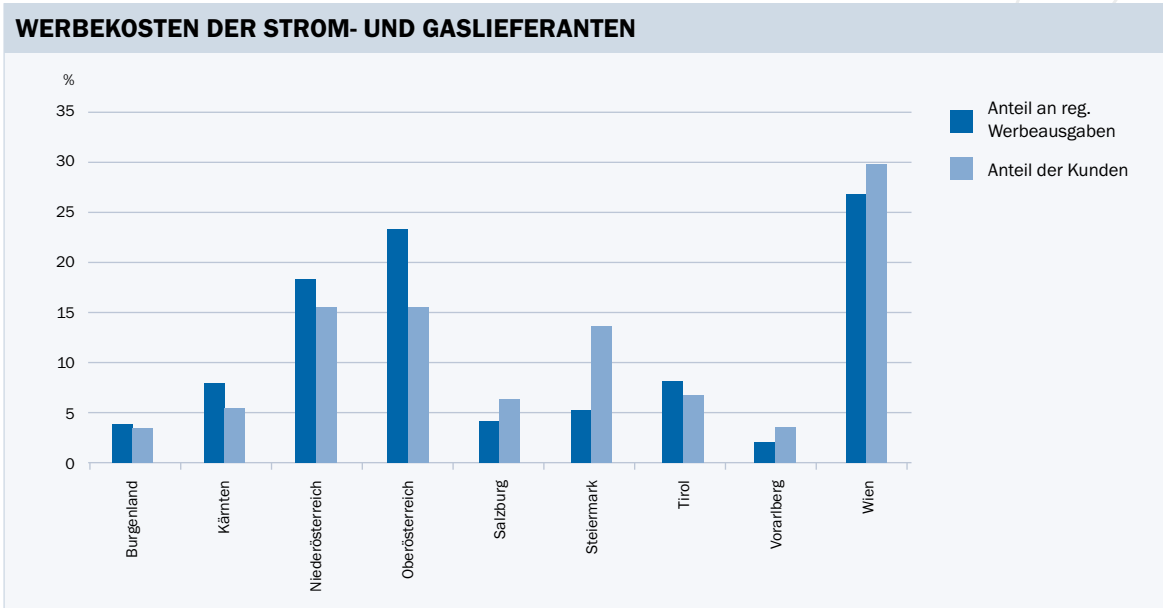
Umfangreiche Werbemaßnahmen um den Kunden sind im österreichischen Endkundenmarkt im Vergleich zu anderen Branchen noch sehr wenig vorhanden. Die Werbung wird überwiegend von den etablierten regionalen sowie alternativen Lieferanten zur Imagepflege und damit in erster Linie zur Kundenbindung eingesetzt. Diese Werbemaßnahmen wurden im Strom- und Gasbereich<sup>18</sup> im Jahr 2011 auf 30 Mio. EUR abgeschätzt<sup>19</sup> und zu ca. 56 % österreichweit eingesetzt. Der hohe Anteil der überregionalen Werbemaßnahmen ist darauf zurückzuführen, dass neben etablierten alternativen Lieferanten auch die regionalen Lieferanten direkt oder über ihre Tochtergesellschaften immer mehr österreichweit tätig sind. Die kleineren alternativen Anbieter investieren sehr wenig in die Werbung und setzen im Haushaltskundenbereich vor allem auf die Onlinewerbung und den Tarifkalkulator der E-Control.

Vereinzelt setzen Unternehmen, speziell Alternativanbieter, 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.

Auf regionaler Ebene waren die Werbemaßnahmen, gemessen an den Werbekosten, am intensivsten in Wien, gefolgt von Oberösterreich und Niederösterreich, was nicht überraschend ist, da dies der Reihung der Gesamtanzahl der Strom- und Gaskunden in diesen Bundesländern entspricht. Allerdings ist es auffallend, dass der Anteil der Werbekosten in Oberösterreich und Niederösterreich viel höher liegt als der jeweilige Anteil an der Kundenanzahl, dagegen in Wien viel niedriger (Abbildung 19).

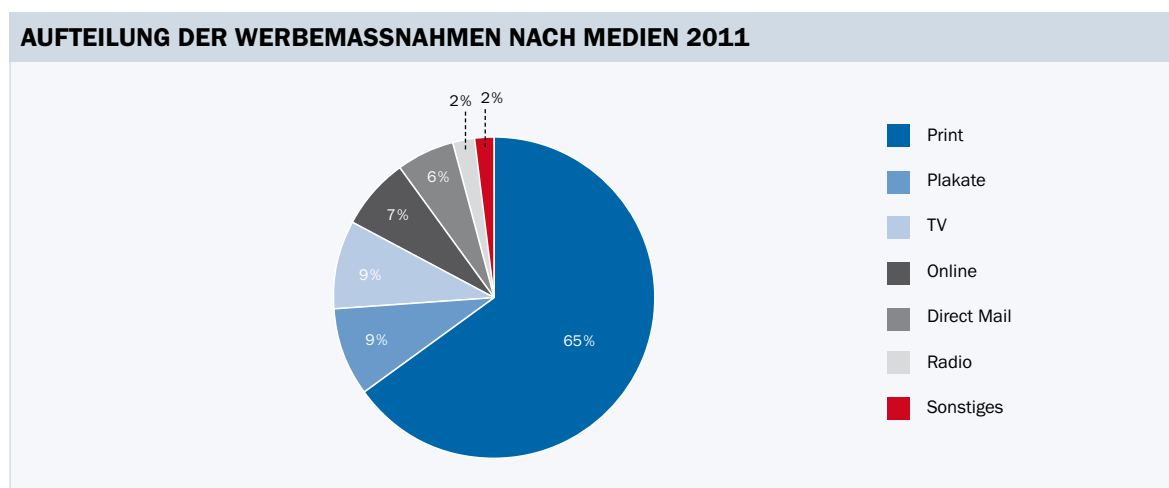
<sup>18</sup> Eine Trennung der Werbekosten zwischen Strom- und Gasmarkt war nicht möglich, da bei einigen großen Lieferanten auf Vertriebsstufe keine besteht.

<sup>19</sup> Quelle: Media Focus Research



**Abbildung 19:** Aufteilung der Werbekosten der Strom- und Gaslieferanten im regionalen Vergleich, ohne Werbeausgaben auf Bundeslandebene und die Anzahl der Strom- und Gaskunden  
 Quellen: Focus Media Research, E-Control

Am meisten werden die Printmedien mit einem Anteil von 65 % für die Werbemaßnahmen genutzt, gefolgt mit TV und Plakaten mit jeweils 9 % (Abbildung 20). In den ersten fünf Monaten 2012 wurden 5 % mehr Werbeausgaben als im gleichen Zeitraum 2011 getätigt, was vor allem auf eine Vervielfachung im Bereich Online und eine Verdreifachung im Bereich Direct Mail zurückzuführen ist.



**Abbildung 20:** Aufteilung der Werbemaßnahmen nach Medien (2011)  
 Quellen: Focus Media Research, E-Control

## MARKTSTRUKTUR DER ENDKUNDENMÄRKTE – NACHFRAGESEITE

### Nachfragestruktur

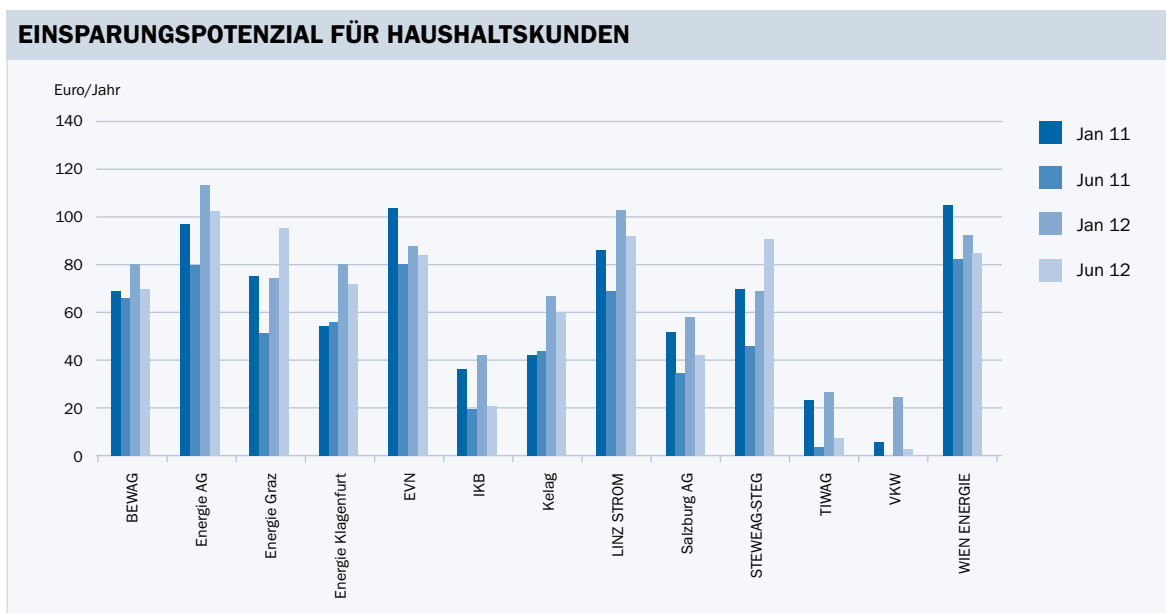
Im Kalenderjahr 2011 wurden insgesamt 5,88 Mio. Zählpunkte mit Strom geliefert. Davon waren ca. 4,2 Mio. Zählpunkte von Haushaltskunden, 1,6 Mio. von sonstigen Kleinkunden (Gewerbe, Landwirtschaft, Unterbrechbare) und 33.200 lastganggemessene Endkunden (Sondervertragskunden).

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

### Wechselverhalten

Seit 1. Oktober 2001 haben alle Stromkunden die Möglichkeit, ihren Lieferanten zu wechseln. Insgesamt haben bis Dezember 2011 ca. 464.000 Stromhaushaltskunden ihren Lieferanten gewechselt, was einem Anteil von 10% der Haushaltskunden im Strommarkt entspricht.

Haushaltskunden können durch einen Wechsel unterschiedliche Einsparungen je nach Netzgebiet erzielen (Abbildung 21). Das Einsparungspotenzial in Ostösterreich beträgt bis zu 110 Euro, was einer Einsparung beim Gesamtpreis von bis zu 16% entspricht. Trotz dieser zum Teil nicht zu vernachlässigenden Einsparungen haben im Jahr 2011 lediglich 1,5% der Haushaltskunden ihren Lieferanten gewechselt (Abbildung 22). Wie Abbildung 21 zeigt, sind die Einsparungsmöglichkeiten im Vergleich zu 2010 außer im Netzgebiet der Energie Graz und Steweag Steg gesunken. Das Einsparungspotenzial ist im Netzgebiet der Energie AG am höchsten. Die relativ große Energiepreisdifferenz zwischen dem günstigsten Anbieter und einem Großteil der lokalen Anbieter sowie die geringen Wechselraten lassen die Existenz von Wechselbarrieren vermuten.



**Abbildung 21:** Einsparungspotenzial für Haushaltskunden in Euro pro Jahr beim Wechsel zum günstigsten Anbieter im jeweiligen Netzgebiet (3.500 kWh/Jahr) inkl. unbedingter Rabatte sowie Neukundenrabatte bei günstigstem Anbieter  
 Quelle: E-Control

Die gesamte Wechselrate ist bei Haushalten von 1,8% in 2010 auf 1,5% in 2011 gesunken. Von den sonstigen Kleinabnehmern haben in 2011 rund 1,6% ihren Stromanbieter gewechselt, auch weniger als 2010. Die lastganggemessene 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 2011 wechselten aber nur 4,6% der lastganggemessenen Kunden ihren Versorger, weniger war es nur in 2001 und 2002. Der Grund liegt darin, dass das Preisniveau relativ niedrig und stabil war, wodurch das Interesse auch angesichts der Wirtschaftskrise niedrig war. Überdurchschnittliche Wechselquoten waren in den Netzgebieten Niederösterreich, Steiermark, Kärnten und Wien zu verzeichnen (Abbildung 23).

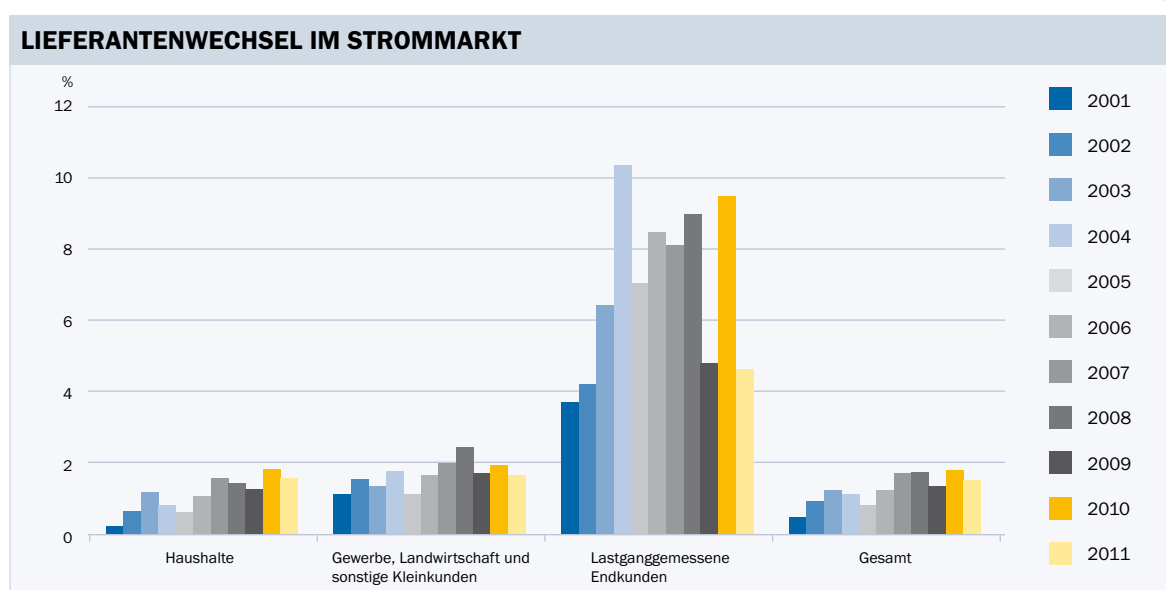


Abbildung 22: Lieferantenwechsel im Strommarkt – Anteile der gewechselten Zählpunkte 2001–2011  
Quelle: E-Control

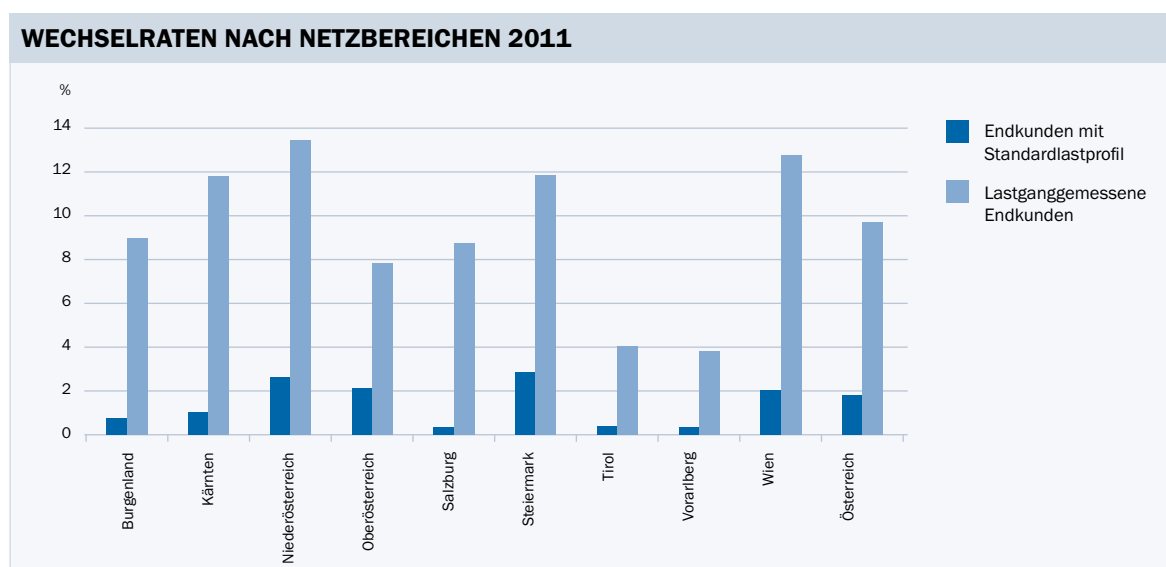


Abbildung 23: Wechselraten nach Netzbereichen 2011 (gewechselte Zählpunkte)  
Quelle: E-Control

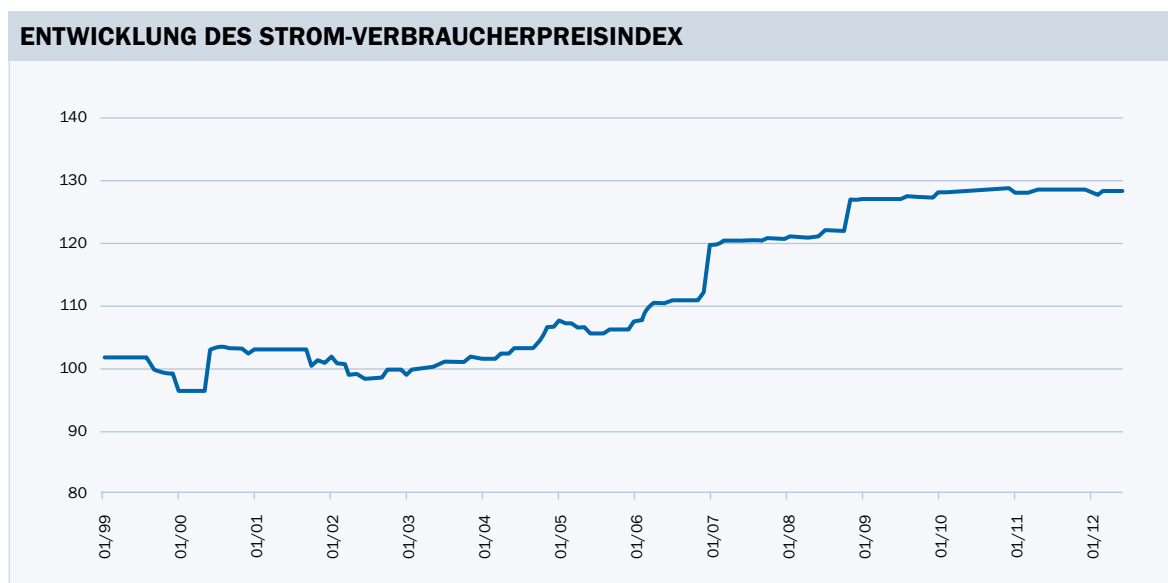


### ENTWICKLUNG DER ENDKUNDENPREISE

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.

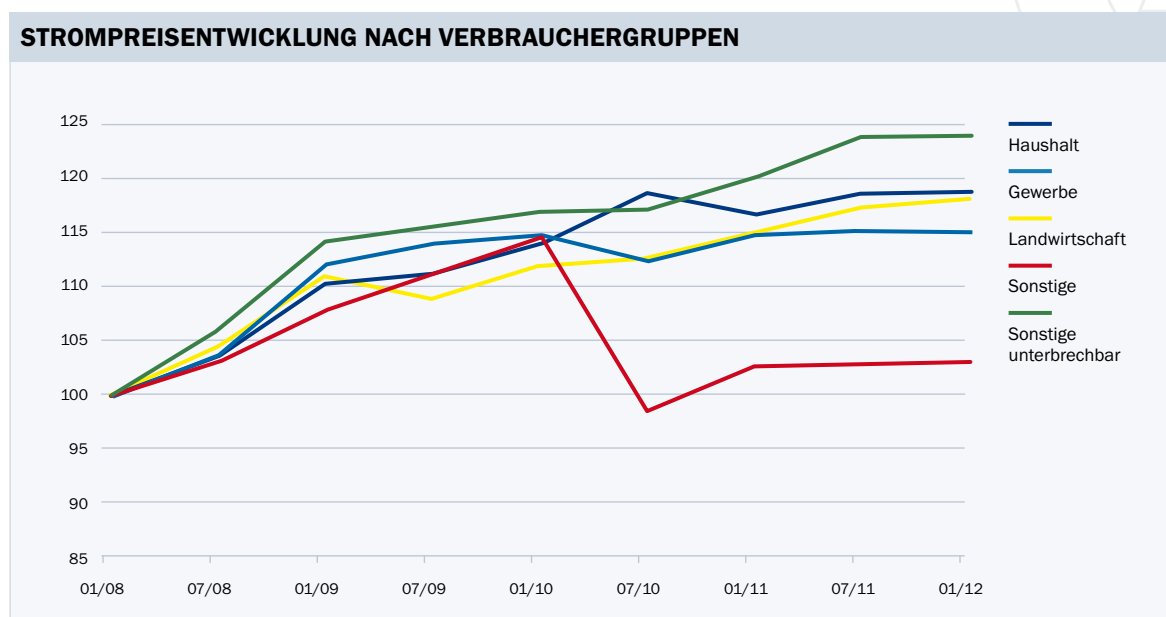
#### Strompreisentwicklung – Massenkundenmarkt

Die Entwicklung der Strompreisniveaus für Haushaltskunden wird in *Abbildung 24* anhand des Verbraucherpreisindex für Strom dargestellt. Vor und zu Beginn der vollständigen Marktöffnung im Oktober 2001 ist der Gesamtpreis vor allem aufgrund des beginnenden Wettbewerbes gesunken. Der deutlich erkennbare Anstieg im Juni 2000 ist auf die Verdoppelung der Energieabgabe zurückzuführen. Seit Beginn 2002 bis Ende 2008 ist die Entwicklung steigend, unterbrochen nur durch die Senkungen der Systemnutzungsentgelte, welche in der Regel zum Jahresbeginn von der Regulierungskommission neu verordnet werden. Anfang 2003 verursachte die Einführung der Öko- sowie KWK-Zuschläge einen weiteren Anstieg des Gesamtpreises. Seit Beginn 2009 bewegen sich die Preise infolge der Wirtschaftskrise seitwärts mit leichten Schwankungen. Die Preissenkungen infolge der Netztarifsenkungen oder auch wie am Beginn 2012 noch verstärkt durch die Ökostromkostenreduktion wurden schnell durch die Energiepreiserhöhung einiger Lieferanten eingeholt.



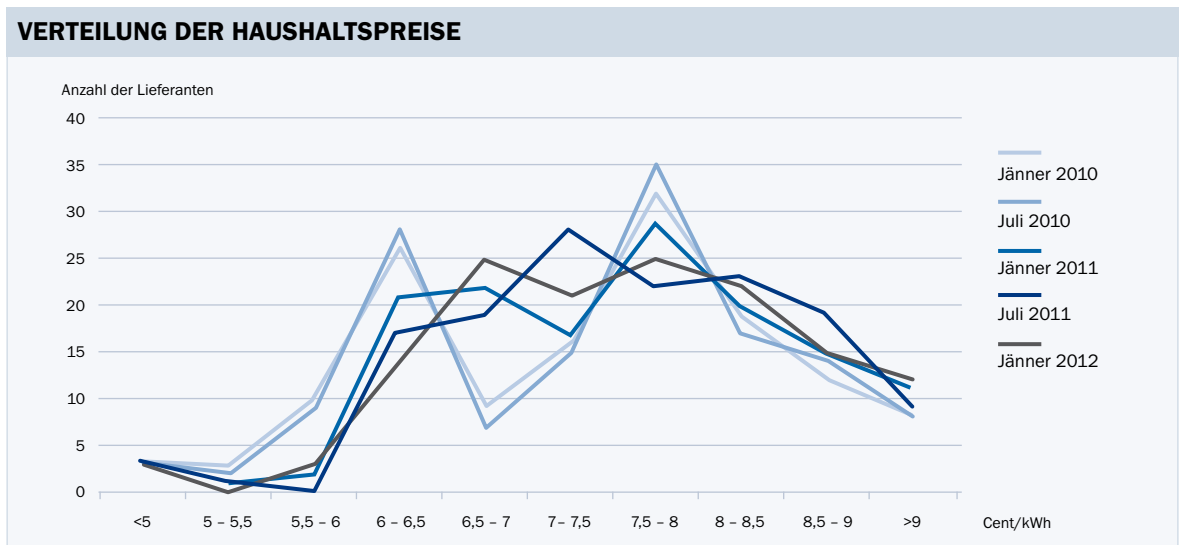
**Abbildung 24:** Entwicklung des Strom-VPI (Gesamtpreis, Index Oktober 2001 = 100)  
Quellen: Statistik Austria, E-Control

Wie in *Abbildung 25* ersichtlich, haben sich die Preise Ende 2011 – verglichen mit dem Vorjahr – für Haushalte um ca. 1,72 % und für Gewerbekunden um ca. 0,22 % erhöht. Ausgehend von den Preisen im 2. Halbjahr 2007 (Wert Januar 2008) sind die Preise für Haushaltskunden gesamt um 19 % und für Gewerbekunden um 15 % gestiegen.

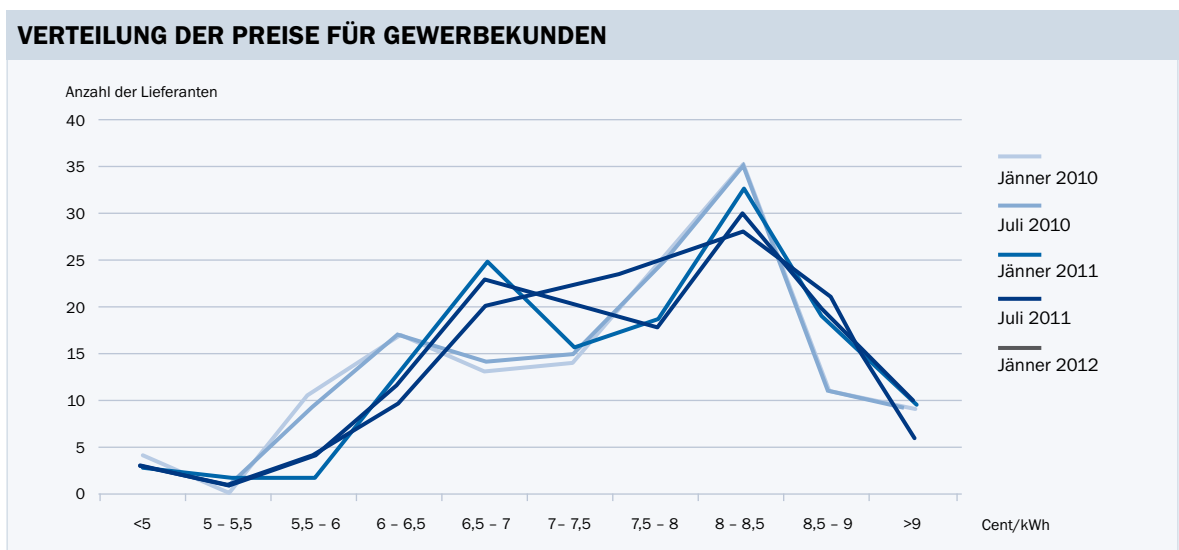


**Abbildung 25:** Strompreisentwicklung nach Verbrauchergruppen (standardisierte Lastprofile), Januar 2008=100  
Quelle: Marktstatistik E-Control

*Abbildung 26* zeigt die Verteilung der reinen Energiepreise zeitverzögert über einen Zeitraum von 6 Monaten, d. h., der Wert für Jänner 2012 gibt den Durchschnittserlös des jeweiligen Lieferanten im zweiten Halbjahr 2011 an. Die Verteilung zeigt einerseits, dass die steigenden Durchschnittspreise in Österreich durch eine allgemeine Aufwärtsbewegung der Lieferantenpreise hervorgerufen wurden. Die Verteilung der Preise ist 2011 gleichmäßiger geworden, obwohl sich die Preisspanne zwischen dem höchsten und kleinsten Preis erhöht hat. Eine größere Anzahl von Lieferanten bietet Strom im Preisbereich von 6 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 26:** Verteilung der Haushaltspreise  
 Quelle: Marktstatistik E-Control

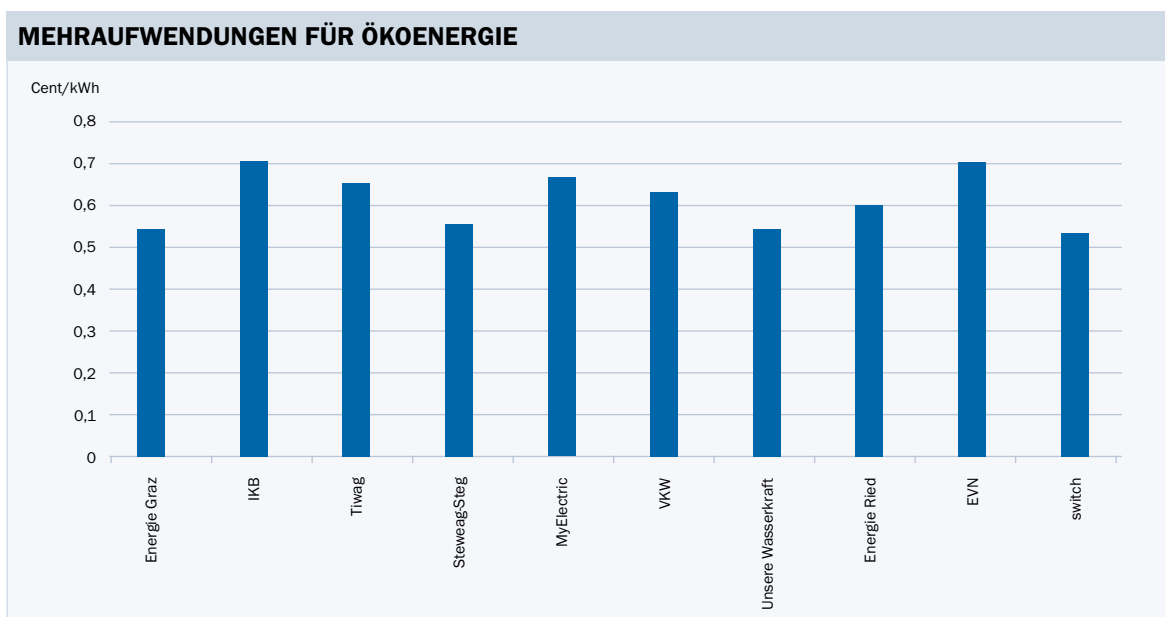


**Abbildung 27:** Verteilung der Preise für Gewerbekunden  
 Quelle: Marktstatistik E-Control

Auch die Verteilung der Preise im Bereich der Gewerbekunden ist in der zweiten Jahreshälfte gleichmäßiger geworden. Der Preisdifferenz zwischen Maximum und Minimum reduzierte sich deutlich, dabei reduzierte sich der Durchschnittspreis nur geringfügig (Abbildung 27). Der Preis für Gewerbekunden ist nur vernachlässigbar geringer als jener für Haushaltskunden. Der Preis für Haushaltskunden ist von Januar 2011 auf Januar 2012 um 0,02 Cent/kWh auf 7,73 Cent/kWh gestiegen und für Gewerbe um 0,01 Cent/kWh gesunken.

### Ökostromkosten als Bestandteil der Stromkosten

Bis Ende Juni 2012 waren im Energiepreis auch die Mehraufwendungen für Ökostrom entsprechend dem § 19 des Ökostromgesetzes enthalten. Diese errechnen sich als Differenz zwischen dem Verrechnungspreis für Ökostrom, welcher der einzelne Lieferant für den ihm zugewiesenen Ökostrom zu zahlen hat, und dem Marktpreis bzw. seinen Beschaffungskosten. Da die Beschaffungskosten sowie die zugeteilte Ökostrommenge je Lieferant unterschiedlich ausfallen, waren auch die an den Kunden weiterverrechneten Mehraufwendungen für Ökoenergie unterschiedlich. Wie diese Kosten tatsächlich ermittelt werden und in welche Höhe sie an die Kunden weiterverrechnet wurden, ist für die meisten Lieferanten nicht bekannt, da sie bis auf wenige Ausnahmen in den Rechnungen nicht getrennt ausgewiesen wurden. In der *Abbildung 28* sind die mit Stand Juni 2011 erhobenen Daten dargestellt.



**Abbildung 28:** Mehraufwendungen für Ökoenergie nach § 19 Ökostromgesetz (ÖSG) idF Novelle 2009 (Stand: Juni 2011)  
Quellen: Preisblätter, Homepages der Unternehmen

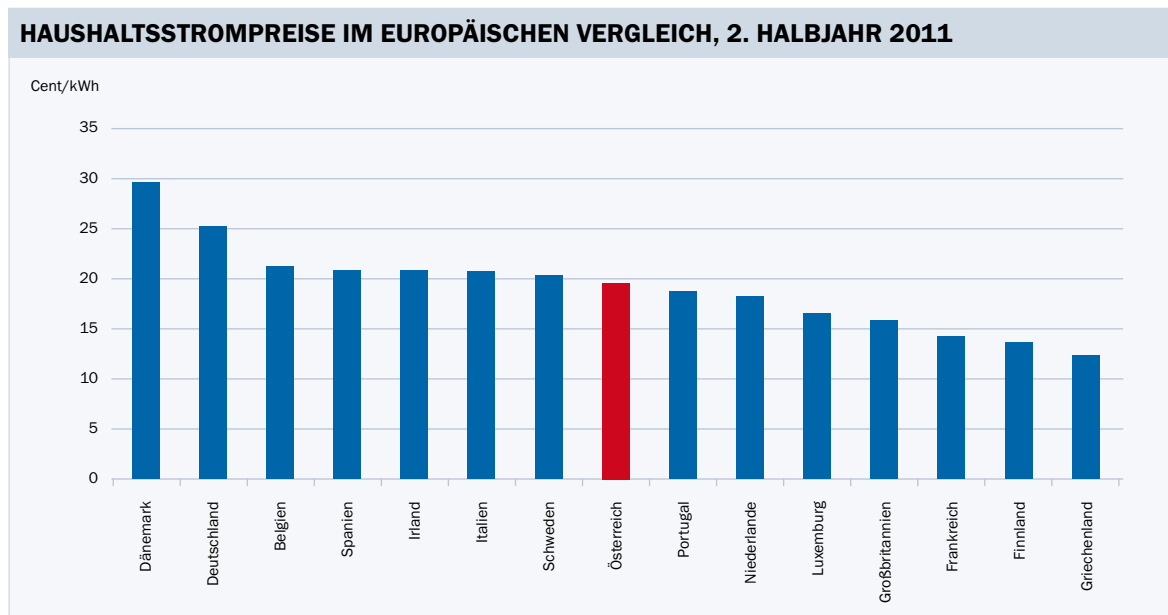
Mit 1. Januar 2012 wurde der Verrechnungspreis für Ökostrom gesenkt und diese Senkung wurde von einigen Lieferanten weiter an die Kunden gegeben.

Entsprechend dem neuen Ökostromgesetz (ÖSG 2012) erfolgt mit 1. Juni 2012 eine komplette Fördersystemumstellung. Der neue Aufbringungsmechanismus sieht einen Ökostromförderbeitrag pro verbrauchte kWh und die Ökostrompauschale (vormals Zählpunktpauschale) vor, welche vom Netzbetreiber eingehoben werden, und noch die Kosten für Herkunftsnachweise (HKN), welche im Energiepreis des Lieferanten enthalten sind. Alle Kosten, die vom Netzbetreiber zu entrichten sind, werden gesetzlich festgelegt, d.h. sind für die Kunden transparent und nachvollziehbar. Somit entfallen die Mehraufwendungen für Ökostrom nach §19 Ökostromgesetz ab 1. Juli 2012.

Ob und in welcher Höhe die Lieferanten den Energiepreis entsprechend dem Wegfall der Mehraufwendungen § 19 Ökostromgesetz für die Tarifkunden senken, wird in den ersten Monaten nach dem Inkrafttreten der neuen Regelung seitens der Regulierungsbehörde überprüft.

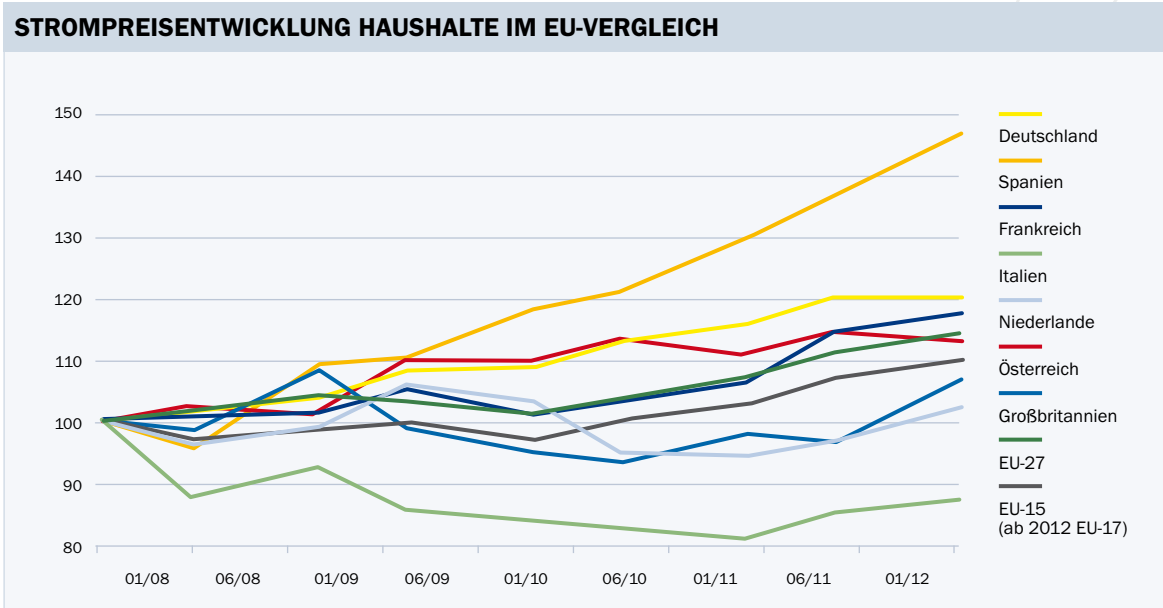
*Preise im europäischen Vergleich*

Im europäischen Vergleich liegen die Strompreise für österreichische Haushaltskunden inklusive aller Steuern und Abgaben mit 19,65 Cent/kWh im oberen Mittelfeld, hinter Deutschland und Italien, aber vor Frankreich und Großbritannien knapp über dem EU-17-Durchschnitt (19,28 EuroCent/kWh). (Abbildung 29)



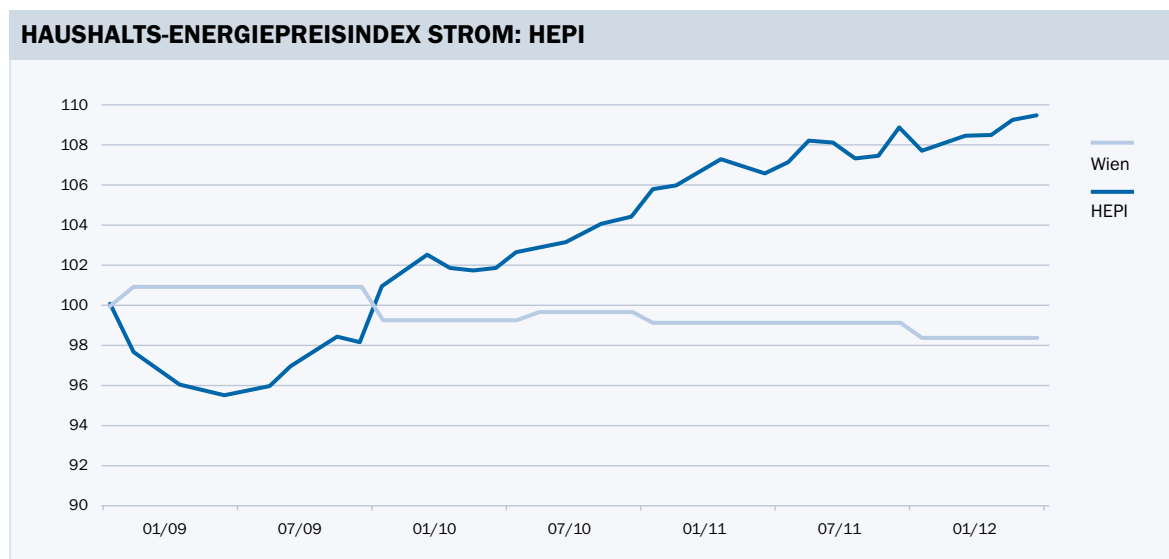
**Abbildung 29:** Haushaltsstrompreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich (2500–5000 kWh), inkl. Steuern und Abgaben, zweites Halbjahr 2011  
 Quelle: Eurostat

Die Strompreisentwicklung für Haushaltskunden in der EU zeigt im Allgemeinen für EU-17 (bis 2011 EU-15) eine steigende Tendenz (Abbildung 30). In Österreich sind die Preise im Zeitverlauf deutlich angestiegen, wobei ein besonderes Muster erkennbar ist, wonach nach einem Preisanstieg im ersten Halbjahr ein kleiner Rückgang im zweiten Halbjahr folgt. Im Vergleich zum zweiten Halbjahr 2010 sind die Preise im zweiten Halbjahr 2011 um 1,8% Prozent angestiegen. Dies ist deutlich weniger als im EU-Durchschnitt (EU-27 und EU-17 rund 7%). Im Vergleich zum zweiten Halbjahr 2007 sieht es ganz anders aus, da in diesem Zeitraum im EU-15(17)-Durchschnitt die Preise um 10%, in Deutschland um 20%, in Großbritannien um 7% und in Österreich um 13% angestiegen sind, dagegen in Italien um 3% gesunken sind.



**Abbildung 30:** Strompreisentwicklung Haushalte im EU-Vergleich, Jan 2008 = 100  
 Quellen: Eurostat, E-Control

Mit der Berechnung des **Europäischen Haushalts-Energiepreisindex (HEPI)** soll eine zeitnahe Einschätzung der Preisentwicklung für Haushaltskunden in ausgewählten Städten der EU getroffen werden (*Abbildung 31*). Seit Juni 2009 zeigt der Haushaltspreisindex der EU-15 (HEPI)<sup>20</sup> 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, 2011 und 2012 sind Resultat der Netztarifsenkung und Ökostromkostensenkung durch Reduktion des Verrechnungspreises.



**Abbildung 31:** HEPI (Household Energy Price Index) – Mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU-15-Hauptstädte ohne Steuern (Januar 2009 = 100)  
 Quelle: E-Control

<sup>01</sup> Der Europäische Haushalts-Energiepreisindex (HEPI) wird von der E-Control 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.

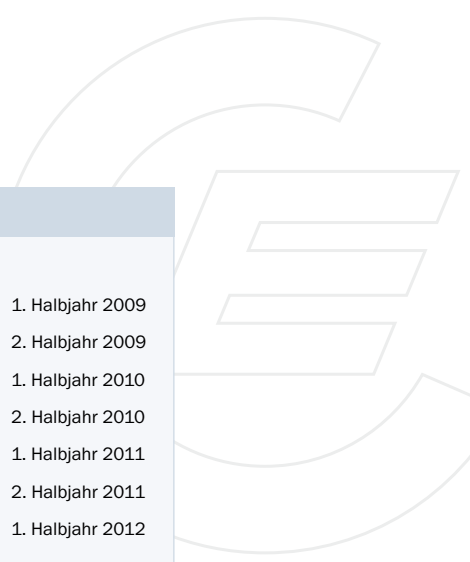
### Strompreisentwicklung – Sondervertragskunden

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](http://www.e-control.at)) veröffentlicht.

Die Ergebnisse der Befragung (Tabelle 5, Abbildung 32 und Abbildung 33) zeigen erneute Preissenkungen in allen Kategorien im Vergleich zum Vorjahreshalbjahr. Abbildung 32 und Abbildung 33 zeigen die Entwicklung der Industriepreise für unterschiedliche Abnahmefälle. Die stärksten Preisreduktionen haben die größeren Industriekunden erhalten. Die Preise liegen in einer Bandbreite von 5,94 Cent/kWh (bei mehr als 4.500 Volllaststunden) und 6,69 Cent/kWh (weniger als 4.500 Volllaststunden).

ERGEBNISSE DER INDUSTRIESTROMPREISERHEBUNG – 1. HALBJAHR 2012				
1. HJ 2012	in Cent/kWh	Volllaststunden < 4.500 h/a*	Volllaststunden > 4.500 h/a*	keine Volllast- stundenkategorie
Jahresverbrauch < 10 GWh	Median	6,69	6,31	6,47
	Arithmetisches Mittel	6,69	6,30	6,54
	Standardabweichung	0,71	0,61	0,70
	Anzahl Unternehmen	158	93	251
Jahresverbrauch > 10 GWh	Median	6,20	5,94	5,98
	Arithmetisches Mittel	6,27	5,94	6,02
	Standardabweichung	0,87	0,64	0,72
	Anzahl Unternehmen	28	80	108
keine Jahres- verbrauchskategorie	Median	6,62	6,08	6,33
	Arithmetisches Mittel	6,62	6,13	6,39
	Standardabweichung	0,75	0,64	0,74
	Anzahl Unternehmen	186	173	359

**Tabelle 5:** Ergebnisse der Industriestrompreiserhebung – 1. Halbjahr 2012 in Cent/kWh; Volllaststunden = Jahresverbrauch/Leistung  
 Quelle: E-Control



### INDUSTRIESTROMPREISENTWICKLUNG < 4.500 VOLLASTSTUNDEN

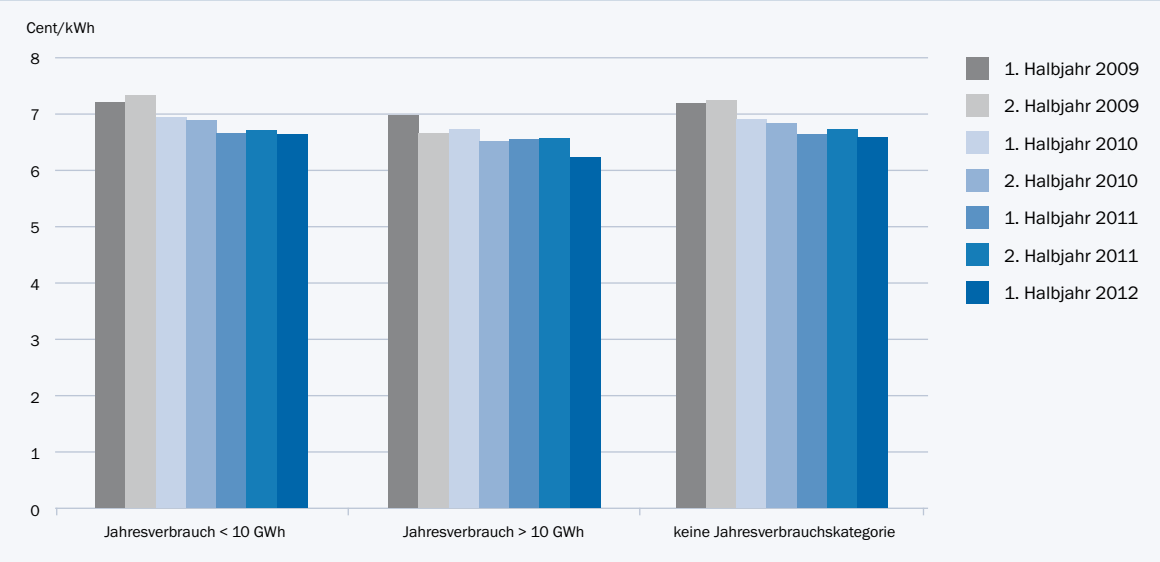


Abbildung 32: Industriestrompreisentwicklung < 4.500 Volllaststunden  
Quelle: E-Control

### INDUSTRIESTROMPREISENTWICKLUNG > 4.500 VOLLASTSTUNDEN

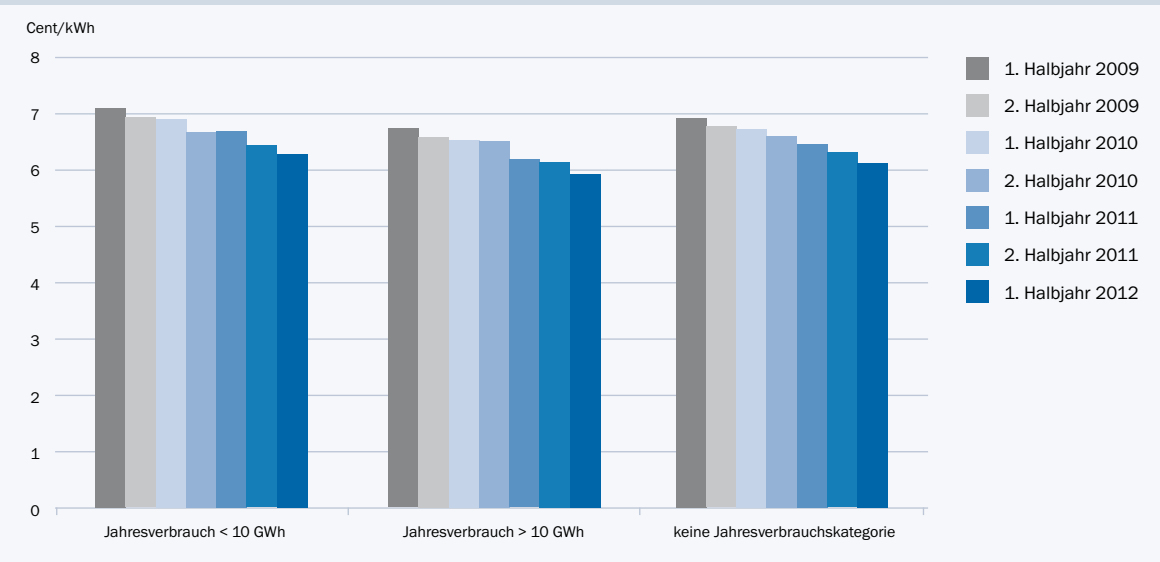
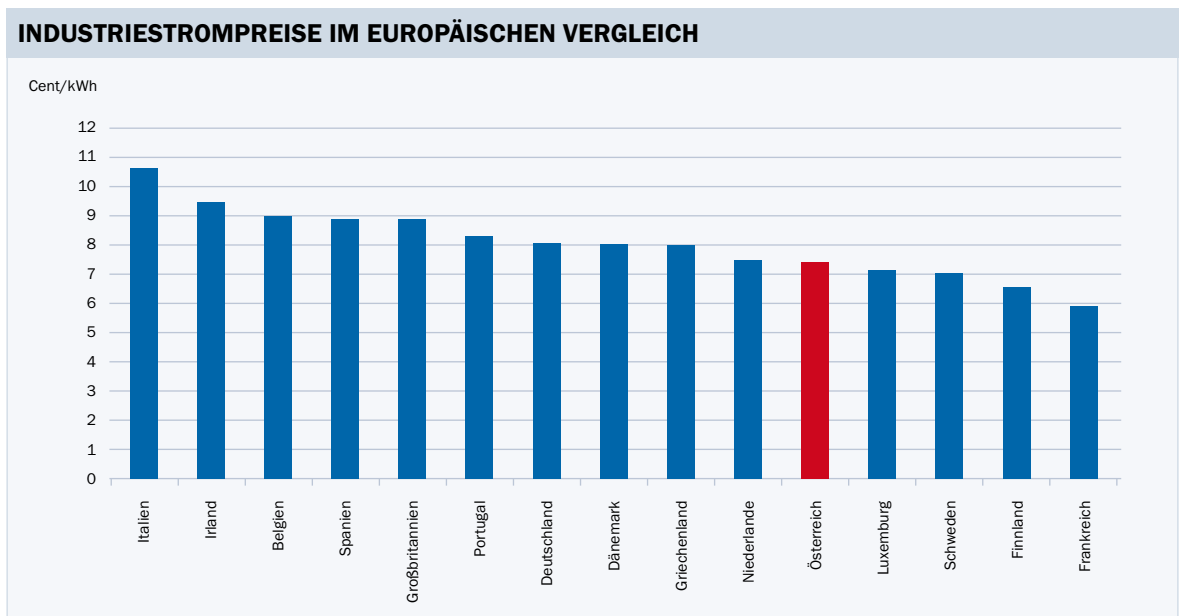


Abbildung 33: Industriestrompreisentwicklung > 4.500 Volllaststunden  
Quelle: E-Control





**Abbildung 34:** Industriestrompreise im EU-Vergleich, Verbrauch 2–20 GWh (Kleinindustrie)  
Quellen: Eurostat, E-Control

Im europäischen Vergleich liegt Österreich bei der Kleinindustrie unter dem Durchschnitt (*Abbildung 34*).

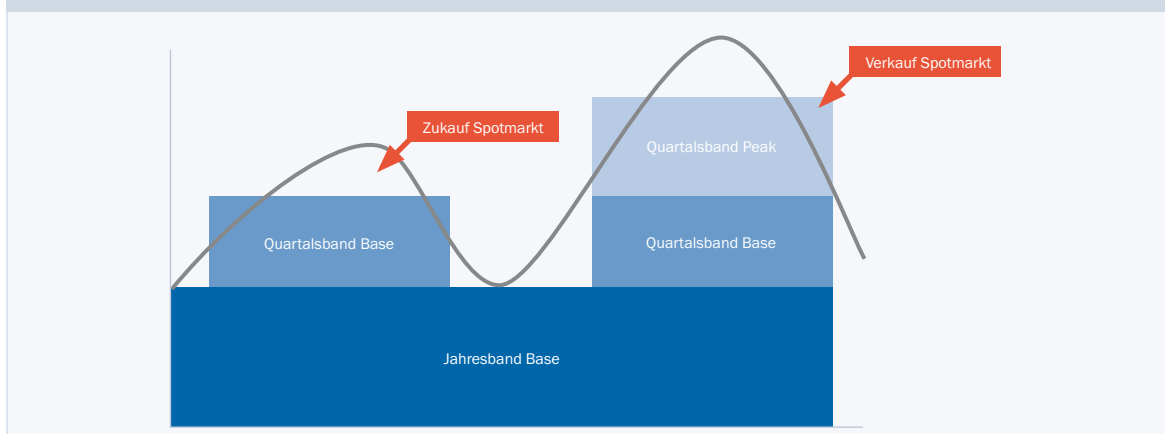
### ENTWICKLUNG DER MARGEN IM STROMMARKT

Die Beschaffung am Großhandelsmarkt kann im Prinzip über eine unendliche Anzahl von Strategien erfolgen – von der Beschaffung an einem einzelnen Tag bis hin zur strukturierten Beschaffung. Generell ist aber anzunehmen, dass die Lieferanten versuchen, ihr Preis- bzw. Mengenrisiko zu minimieren. Dabei wird vor allem in einer Niedrigpreisphase, also wenn der Spotmarktpreis günstig ist, argumentiert, dass langfristig, d. h. am Terminmarkt, teuer eingekauft wird und daher ein entsprechend hoher Endkundenpreis verrechnet werden müsste. Realistische Berechnungen zeigen aber, dass diese Argumente derzeit kaum zutreffen:

Erstens ist bei der Belieferung eines Haushaltskunden immer ein gewisser Verkauf/Kauf am Spotmarkt notwendig, da ein typisches Haushaltslastprofil nicht nur über den Terminmarkt abgedeckt werden kann. Zweitens liegt, selbst bei einem Vollversorgungsvertrag als Referenz bei wirtschaftlich agierenden Unternehmen letztendlich immer der Großhandelspreis zugrunde.

Zur Abschätzung der Margen der Stromlieferanten hat die E-Control gemeinsam mit Frontier Economics<sup>21</sup> ein Margenberechnungsmodell erarbeitet, in dem auf Basis des Standardlastprofils für Haushalte (veröffentlicht auf [www.apcs.at](http://www.apcs.at)) eine große Anzahl verschiedener Beschaffungsstrategien simuliert werden können. Dabei unterscheiden sich die einzelnen Strategien hinsichtlich der jeweiligen Unter- und Überdeckung am Spotmarkt und den unterschiedlichen Beschaffungszeiträumen. So bedeutet zum Beispiel das Szenario „18;6 ausgewogen“, dass jeweils in der Hälfte der Zeit am Spotmarkt zugekauft werden muss und in der anderen Hälfte verkauft werden muss, um das Haushaltslastprofil abzudecken. Darüber hinaus erfolgt die Beschaffung in diesem Szenario in gleichen Tranchen über den Zeitraum 18 Monate vor Lieferbeginn bis 6 Monate vor Lieferbeginn. Unterstellt wird eine Beschaffung am Terminmarkt mit Jahres- und Quartalsprodukten. *Abbildung 35* zeigt eine vereinfachte schematische Darstellung des Konzepts.

## SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES BESCHAFFUNGSKONZEPTE



**Abbildung 35:** Schematische Darstellung des Beschaffungskonzeptes

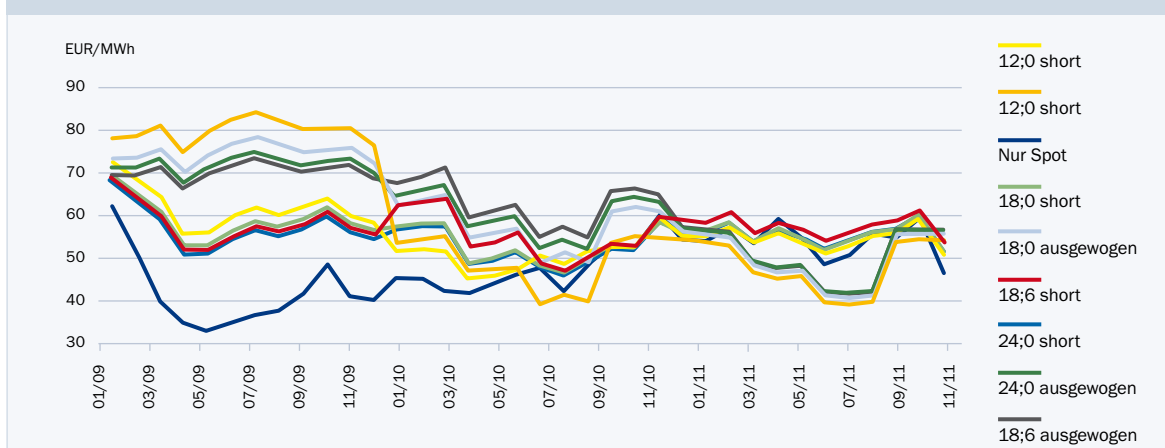
Quelle: E-Control

Bei einer Betrachtung im Zeitablauf zeigt sich, dass verschiedene Beschaffungsstrategien im Lauf des Jahres 2011 wieder näher aneinander rückten und die große Diskrepanz zwischen kurz- und langfristiger Beschaffung nicht mehr gegeben ist. Zudem zeigen Volumina an der EEX (die Referenzbörse für den deutsch-österreichischen Strommarkt), dass eine Beschaffung über einen längeren Zeitraum von 2–3 Jahren kaum realistisch ist, da die Liquidität für solch langfristige Terminprodukte nicht gegeben ist.

Es kann auch bilateral, über den OTC-Markt, beschafft werden, aber ohne zuverlässigen Referenzpreis ist es unrealistisch, dass mehr als 2–3 Jahre im Vorhinein beschafft wird, das Risiko für die Lieferanten wäre zu groß. Somit lagen die Preise von realistischen Beschaffungsszenarien im Jahr 2011 zwischen 4 bis maximal 6 Cent/kWh.

Umgelegt auf die Preise von den eher teuren Lieferanten bedeutet das einen Preisaufschlag von mehr als 40 Prozent. Dabei ist hier noch nicht berücksichtigt, dass Lieferanten unter Umständen vorteilhaft eingekauft haben und somit noch höhere Margen lukrieren konnten. Dies ist in *Abbildung 37* dargestellt. Insgesamt ist festzustellen, dass die Margenbandbreite seit Anfang 2011 gesunken ist.

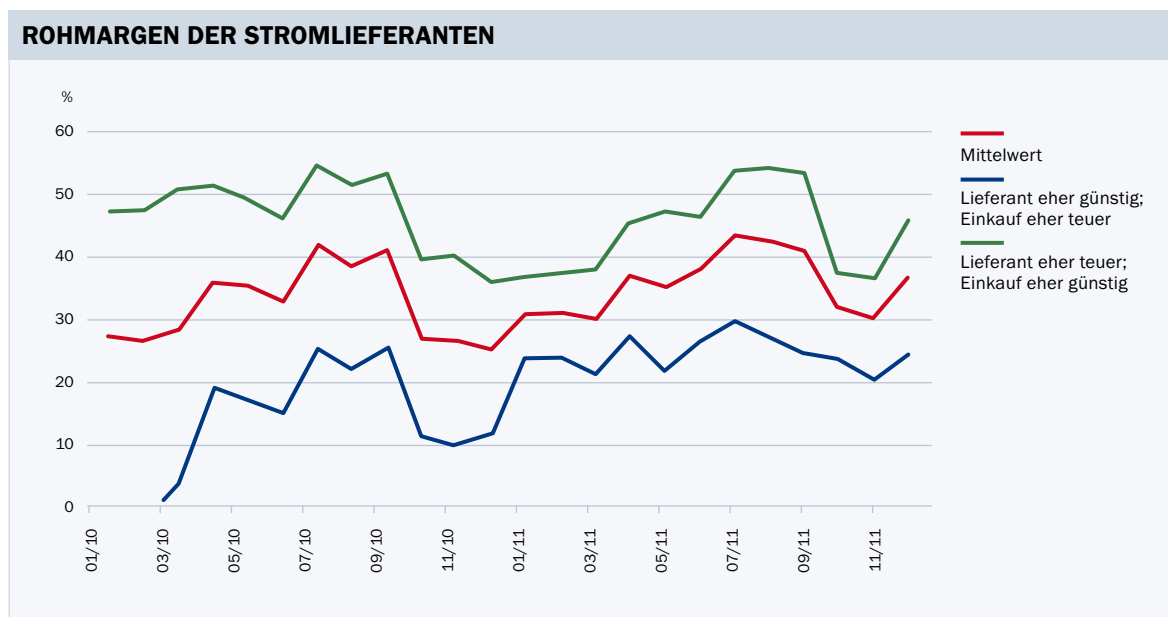
## ENTWICKLUNG DER BESCHAFFUNGSKOSTEN



**Abbildung 36:** Entwicklung der Beschaffungskosten bei verschiedenen Beschaffungsszenarien

Quellen: Berechnungen E-Control, EPEX Spot, EEX, APCS

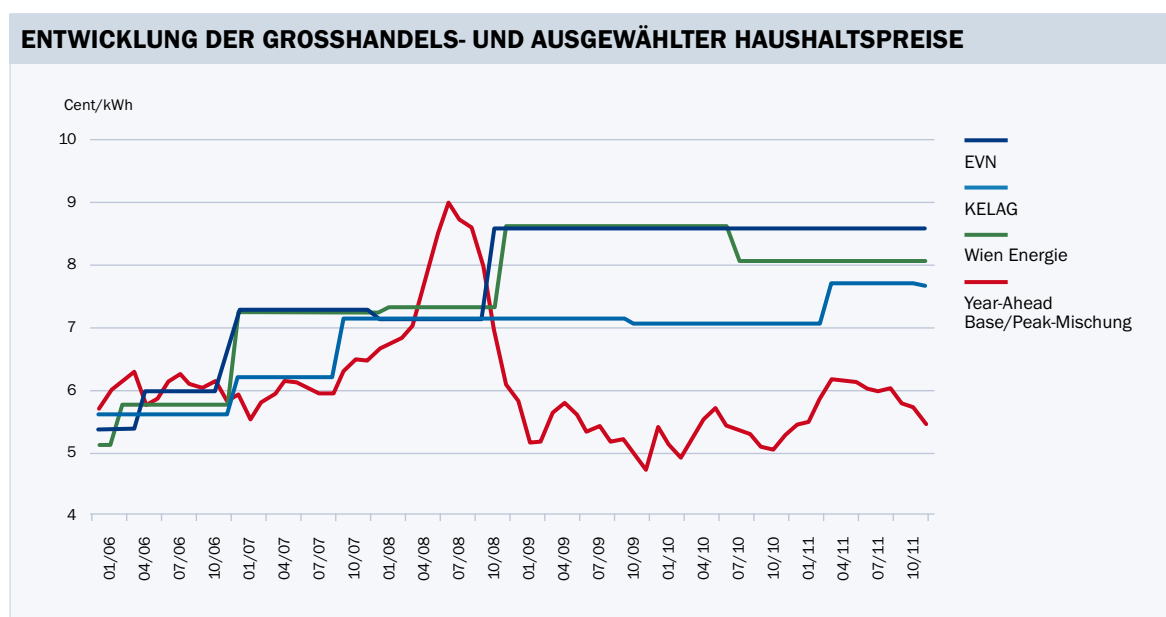
Umgelegt auf Endkundenpreise – auf Basis eines typischen Haushalts mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh – können aus den verschiedenen Beschaffungsszenarien die Rohmargen der Lieferanten abgeschätzt werden. Hinzukommen würden noch die Kosten für Rechnungslegung etc. (sog. „costs to serve“), welche aber bei Haushaltskunden im überschaubaren Bereich liegen sollten.



**Abbildung 37:** Abschätzung der Rohmargen der Stromlieferanten in % des Endkundenpreises  
 Anmerkung: Auf Basis eines typischen Verbrauchs für Haushalte (Haushaltslastprofil APCS), mit unterschiedlichen Beschaffungsszenarien, d. h. Quartalsfutures, Jahresfutures, Spot, in unterschiedlicher Gewichtung und mit unterschiedlichem Vorlauf im Einkauf. Für ausgewählte, charakteristische österreichische Lieferanten wurde dies mit dem Endkundenpreis verglichen und so die Rohmargen errechnet. Die grünen und blauen Linien sind jeweils die Minima bzw. Maxima der Rohmarge – d. h., die untere Linie ist die Rohmarge eines im Vergleich relativ günstigen Lieferanten bei einer eher schlechten, d. h. teuren, Einkaufsstrategie.  
 Quellen: Berechnungen E-Control, EPEX Spot, EEX, APCS

Eine weitere einfachere Betrachtungsweise ist auch der direkte Vergleich von den Entwicklungen im Endkunden- und Großhandelsmarkt (Abbildung 38). Es ist erkennbar, dass die Großhandelspreise stärker als die Endkundenpreise auf die „Überhitzung“ der Weltwirtschaft im Vorfeld der Finanzkrise reagiert haben. Die Preiserhöhung bei den Haushalten erfolgte dann sozusagen als Nachgedanke.

Auffällig ist aber, dass die Großhandelspreise in Folge der Entwicklungen nach der Lehman-Pleite komplett verfallen sind, bei den Haushalten kann dies hingegen nicht beobachtet werden. Im Gegenteil, es kam auch 2010 und 2011 noch zu Preiserhöhungen. Retrospektiv ist dabei klar, dass die Hochpreisphase am Großhandelsmarkt streng genommen recht kurz war und maximal ein Jahr andauerte, hingegen können die letzten drei Jahre als relative Niedrigpreisphase betrachtet werden.



**Abbildung 38:** Entwicklung der Großhandelspreise und ausgewählter Haushaltspreise (nur Energie)  
 Quellen: Berechnungen E-Control, Tarifikalkulator, EEX

## **ENTWICKLUNG DER UNTERNEHMENSERGEBNISSE**

### *Überblick wirtschaftliche Entwicklung*

Mit einer deutlichen Erholungsphase im Jahr 2010 hat sich das Wirtschaftswachstum vor allem in den letzten Quartalen des Jahres 2011 merklich abgeschwächt, womit der positive Trend, aber auch der optimistische Ausblick der österreichischen Wirtschaft getrübt wurde.

Nach einer Stabilisierung der österreichischen und der europäischen Wirtschaft haben die Entwicklungen in Süd- und Südosteuropa als auch die gesamte Schuldenkrise in Europa einen negativen Einfluss auf den erwähnten Aufwärtstrend genommen. Die steigende Volatilität an den Finanzmärkten, das unsichere Investitionsumfeld und das sinkende Vertrauen in eine adäquate Wirtschaftspolitik der politischen als auch unternehmerischen Akteure erhöhten noch den Druck auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung. Trotz dieser nicht allzu positiven Vorzeichen konnte sich die österreichische Wirtschaft im Jahr 2011 noch mit einem Wirtschaftswachstum von 3,0% behaupten.<sup>22</sup>

Auf Basis der aktuellen Indikatoren sowie der anhaltenden Unsicherheit im Euroraum wird derzeit von Seiten des IHS und des WIFO nur mehr mit einem leichten Wachstum von 0,8 bzw. 0,4% für das Jahr 2012 gerechnet.<sup>23</sup>

Einfluss auf die europäische Energiepolitik und die europäischen Energiemärkte nahmen im Jahr 2011 vor allem die Entwicklungen in Deutschland und anderen EU-Staaten, ausgelöst durch den Atomunfall in Japan. Neben dem beschleunigten „Atommoratorium“ Deutschlands bis 2022 entschieden sich Belgien und die Schweiz, aus der Kernenergie auszusteigen. Durch diese abrupte Entwicklung konnten auch Preissprünge an den europäischen Stromhandelsmärkten und am Emissionszertifikate-Markt beobachtet werden.<sup>24</sup> Die Unsicherheiten der europäischen Wirtschaft, der zukünftigen Energiepolitik sowie die neuen Rahmenbedingungen auf den Energiemärkten stellten daher eine deutliche Herausforderung für die Energiebranche im Jahr 2011 dar.

Neben den europäischen Entwicklungen haben die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Österreich auf die Geschäftsentwicklung der Energieversorger Einfluss genommen. Im Jahr 2011 belief sich die Stromerzeugung in Österreich auf mehr als 65.600 GWh, was aber einem Rückgang im Vergleich zum Vorjahr von rund 7,6% entspricht (gesunkene Erzeugungskoeffizienten, hohe Energiepreise). Demgegenüber blieb der Stromverbrauch nahezu konstant. Im Erdgasbereich ging der Verbrauch um rund 6,2% zurück.<sup>25</sup>

Trotz der noch stabilen Konjunktur (bis Mitte 2011) wurde die Stromerzeugung bzw. der (Gas-)Absatz primär durch die warme Witterung, die geringe Wasserführung und die hohen Energiepreise (Rohöl, Gas, Kohle) negativ beeinflusst.

<sup>22</sup> Österreichische Nationalbank, „GESAMTWIRTSCHAFTLICHE PROGNOSE der OeNB für Österreich 2012 bis 2014“, Juni 2012

<sup>23</sup> BMWFJ, „Wirtschaftspolitisches Datenblatt“, Juli 2012

<sup>24</sup> Energie AG, Geschäftsbericht 2010/2011, 2011

<sup>25</sup> Energie Control Austria, Betriebsstatistik – Jahresreihen, 2011

### *Performance der Unternehmen im Jahr 2011<sup>26</sup>*

Ungeachtet der im Vergleich zum Vorjahr deutlich geänderten wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen konnten die Energieversorgungsunternehmen ihre Umsätze auch im Jahr 2011 um rund 6,3% steigern. Von 2001 bis 2011 stieg der Gesamtumsatz der größten österreichischen Energieversorger um nahezu das Eineinhalbfache (*Abbildung 39*).

Dabei stieg der Strom- und Gasumsatz bei den untersuchten Unternehmen im Jahr 2011 um rund 3% bis 11%. Generell ist erkennbar, dass zwar im Segment Strom und Wärme nur eine geringe Steigerung zu verzeichnen war, aber die Konzerne mit ihren sonstigen Engagements (u.a. Umwelt, Wasser, Verkehr) höhere Erlöse lukrieren konnten als in den vergangenen Jahren. Ebenso haben einige Auslandsbeteiligungen der Unternehmen (u.a. EVN AG, Energie AG, Verbund AG) einen positiven Beitrag zum Gesamtumsatz geliefert (vgl. Geschäftsberichte 2011).

Einen ebenso stabilen Beitrag zu den Umsätzen erwirtschaftete das Segment Wärme. Zwar konnten nicht mehr so deutliche Steigerungen wie in den letzten Jahren verzeichnet werden (warme Witterung), dennoch wurde eine Umsatzsteigerung von rund 4% im Vergleich zum Vorjahr erzielt. Es ist weiterhin zu erwarten, dass der Marktanteil von Fernwärme in Österreich aufgrund der Förderpolitik und den geplanten Ausbauprogrammen auch in Zukunft wachsen wird.

Im Segment Gas konnte wiederum nach 2010 ein Umsatzanstieg von rund 4% erzielt werden. Trotz negativer Einflüsse wie der verstärkten Konkurrenz durch Fernwärme und der warmen Witterung im Jahr 2011 konnte aufgrund der noch stabilen Konjunktur sowie gesteigerter Transporttätigkeiten im In- und Ausland der positive Trend fortgesetzt werden.<sup>27</sup>

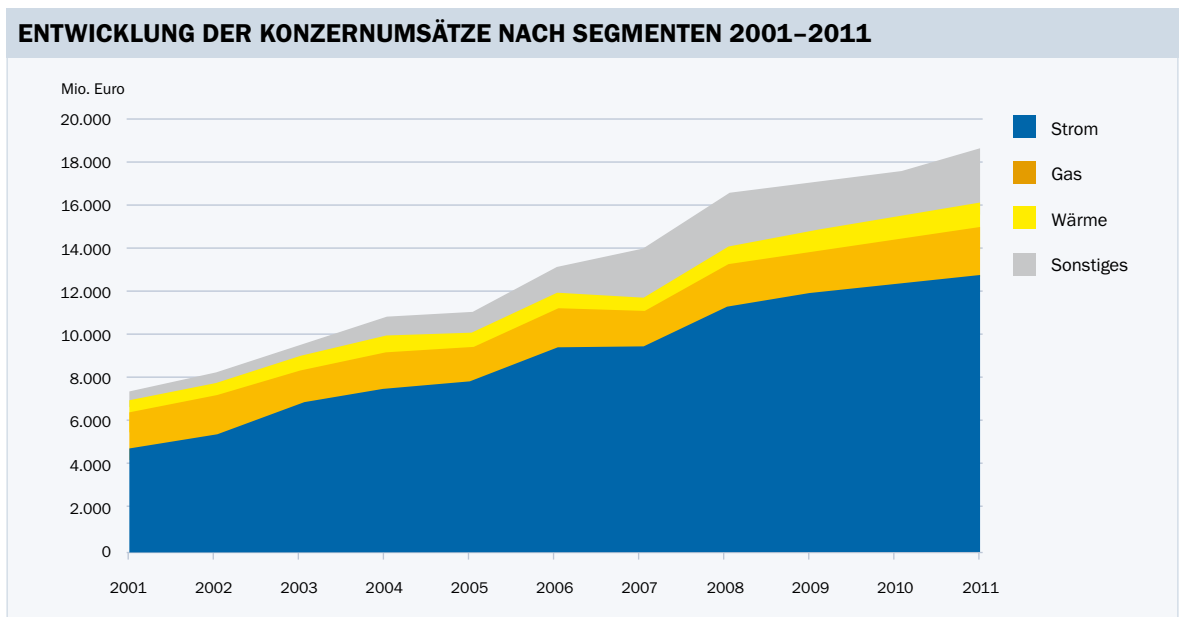
Wie schon erwähnt, wurden auch im „Sonstigen Bereiche“ (u.a. Umwelt-, Wasser-, Verkehrs-, Telekommunikations- und Abfallwirtschaft) positive Beiträge zum Gesamtumsatz im Jahr 2011 erwirtschaftet. Nach einem Rückgang in den vergangenen beiden Jahren konnte ein Plus von rund 19% an Umsätzen erwirtschaftet werden. Zwar stehen die Unternehmen noch immer einer herausfordernden Situation (Wirtschaftskrise, intensiver Wettbewerb, hohe Rohstoffpreise) vor allem in den osteuropäischen Ländern gegenüber, dennoch konnten im In- und Ausland aufgrund der sich stabilisierenden Situation die Umsätze gesteigert werden. Dennoch sind Prognosen für das Jahr 2012 für die Region Ost-Europa mit der nötigen Vorsicht zu interpretieren. Die Oesterreichische Nationalbank stellt nur ein minimales Wachstum in Aussicht, wobei auch darauf hingewiesen wird, dass beträchtliche Abwärtsrisiken bestehen.<sup>28</sup>

Bei Betrachtung der Zeitreihe seit 2001 ist aber das entsprechende Potential in diesen Bereichen für Unternehmen ersichtlich. Dieses ist um mehr als das Vierfache gewachsen. Demnach werden die Unternehmen auch in Zukunft versuchen, in neue Märkte zu investieren, um zusätzliche Umsatzpotenziale realisieren zu können.

<sup>26</sup> Berücksichtigt wurden nachfolgende Unternehmen (zwei weitere Unternehmen wurden in die Betrachtung gegenüber 2010 aufgenommen): VKW, TIWAG, Salzburg AG, Energie AG, EVN, Wien Energie, BEWAG, Energie Steiermark, KELAG, Linz AG, BEGAS, Energie Graz, VEG, IKB, Verbund; EconGas TIGAS und die EnergieAllianz 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 genommen.

<sup>27</sup> Vgl. Energie AG; Geschäftsbericht 2011

<sup>28</sup> Oesterreichische Nationalbank, „Konjunktur Aktuell“, Juni 2012



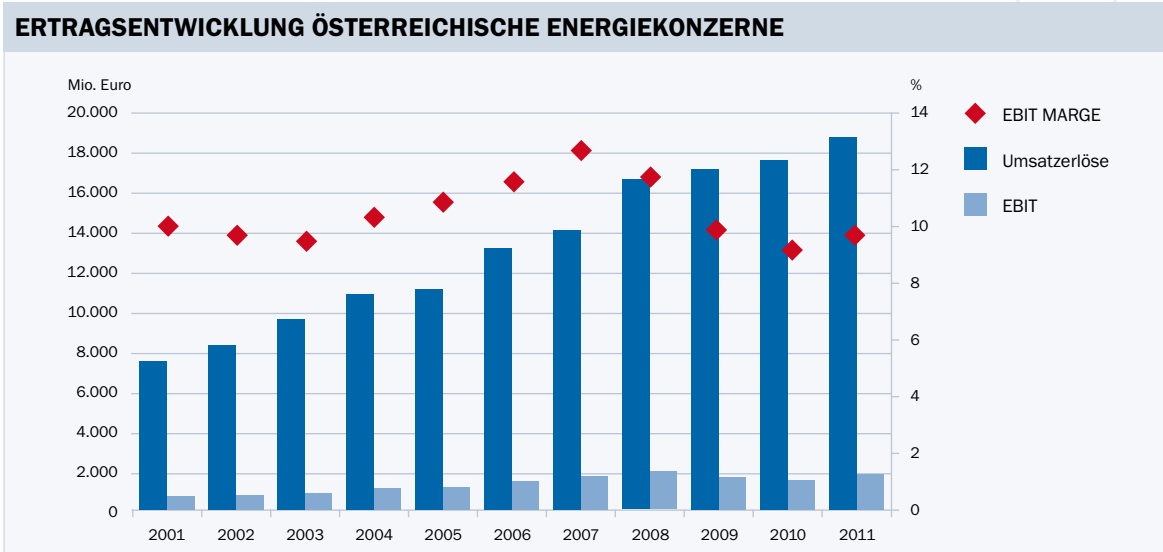
**Abbildung 39:** Entwicklung der Konzernumsätze nach Segmenten 2001–2011 in Mio. Euro  
 Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen

Das Umsatzwachstum der österreichischen Strom- und Gasunternehmen im Jahr 2011 lag zwischen –13,0% und 16,9%. Im Detail erwirtschafteten vor allem die Verbund AG, die Energie AG, die Energie Steiermark AG sowie die Kärntner Elektrizitäts-AG eine deutliche Umsatzsteigerung von 16,9%, 12,2%, 9,5% bzw. 8,7%. Im Gegensatz dazu mussten die BEWAG (–13,0%), die TIWAG (–1,1%), die EVN AG (–0,8%) und die Energie Graz (–0,4%) Umsatzrückgänge auf Konzernebene 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 zurückzuführen.<sup>29</sup>

Während der Gesamtumsatz der österreichischen Energieversorgungsunternehmen seit 2001 stetig ansteigt, zeigt das EBIT (Betriebserfolg) seit 2008 ein differenziertes Bild.

Steigende Fixkosten sowie die steigenden Rohstoffpreise der vergangenen Jahre setzen das Ergebnis der Unternehmen verstärkt unter Druck. Dennoch konnte 2011 erstmals seit 2008 wieder das Gesamt-EBIT im Vergleich zum Vorjahr um +17% gesteigert werden, wodurch auch die EBIT-Marge eine positive Entwicklung aufweist (Abbildung 40).

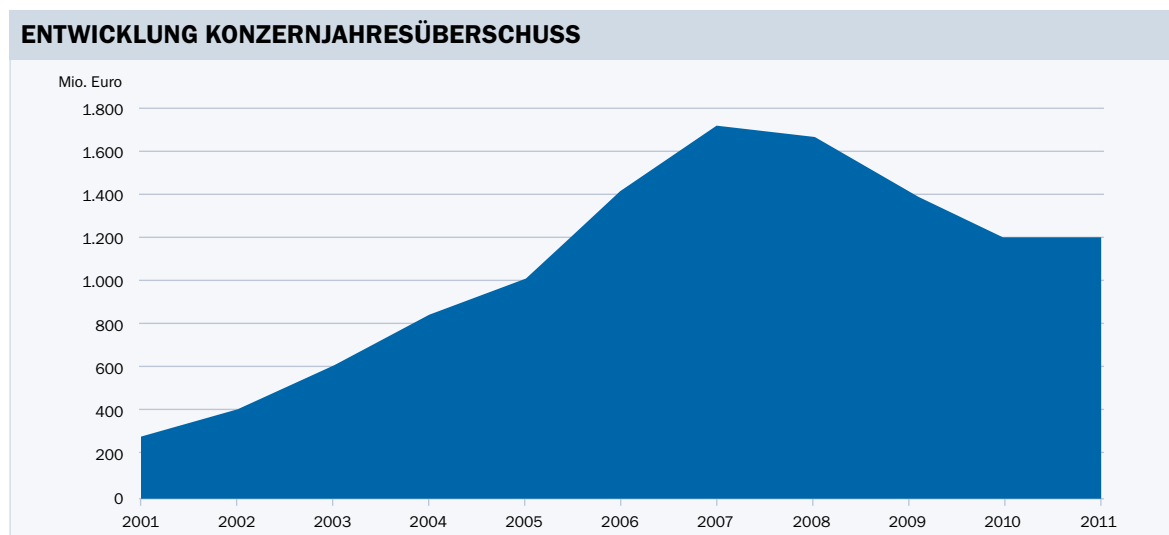




**Abbildung 40:** Ertragsentwicklung österreichischer Energieversorgungskonzerne 2001–2011 in Mio. Euro  
 Quellen: Geschäftsberichte, eigene Berechnungen E-Control

Weiters wirkt sich die leichte Stabilisierung der Kapitalmärkte aus. Die Entwicklung beeinflussen weiter die Finanzergebnisse, wenn auch nicht mehr so stark wie in den vergangenen Jahren. Dies ist auch auf geänderte Finanzierungs- und Portfoliostrategien der Unternehmen zurückzuführen.

Dies führte auch in Verbindung mit der positiven Entwicklung des Gesamt-EBITs zu einer Stabilisierung der Jahresüberschüsse (Abbildung 41).



**Abbildung 41:** Entwicklung Konzernjahresüberschuss 2001–2011 in Mio. Euro  
 Quellen: Geschäftsberichte

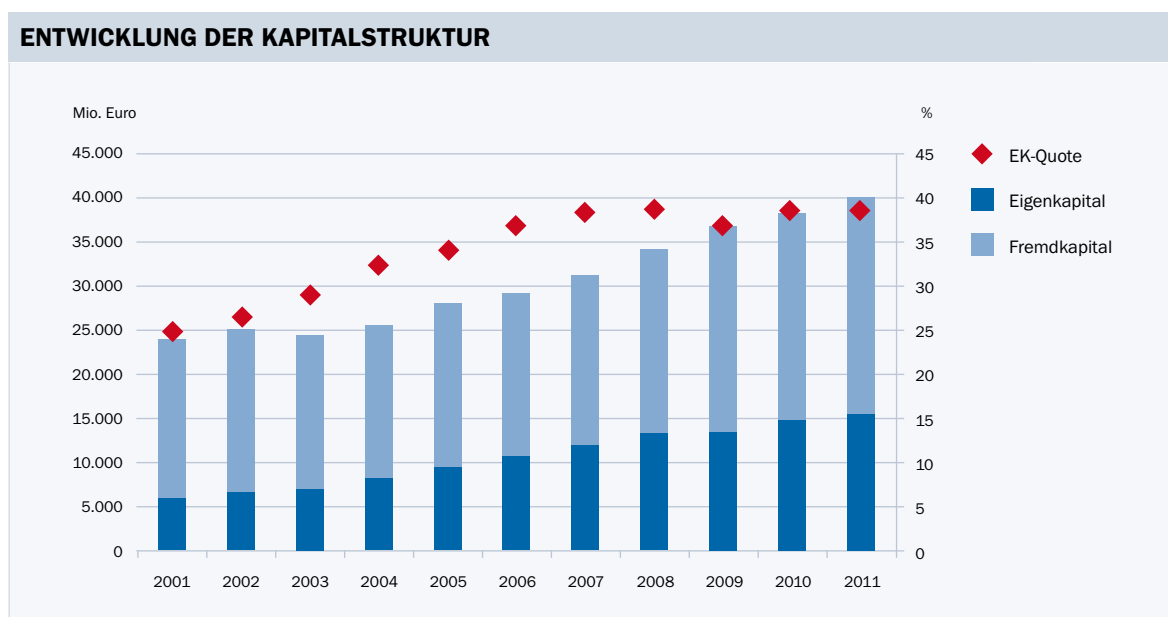
Zwar konnte ein ähnliches Wachstum wie von 2001 bis 2007 nicht erreicht werden, dennoch hat sich die Stabilisierung der Konjunktur bis in die erste Hälfte des Jahres 2011 noch positiv auf die Gesamtentwicklung der Unternehmen ausgewirkt, wodurch der Jahresüberschuss sogar leicht gesteigert werden konnte.

Nach dem insgesamt doch positiven Jahr 2011 ist es – basierend auf den Prognosen der Oesterreichischen Nationalbank, dem IHS oder dem WIFO – schwer vorherzusagen, wie sich die wirtschaftlichen Entwicklungen im Jahr 2012 auf die österreichischen Energieversorgungsunternehmen auswirken werden. Zahlreiche Wirtschaftsforschungsinstitutionen gehen von einem minimalen Wachstum für Österreich und sogar einer leichten Rezession in der Europäischen Union aus.<sup>30</sup> Speziell in den zentral-, ost- und südosteuropäischen Ländern geht man von einer gedämpften Wirtschaftslage für 2012 aus. Der Ausblick ist demnach nicht besonders positiv, dennoch werden den österreichischen Energieversorgungsunternehmen von Ratingagenturen eine solide Struktur und Geschäftsbasis bestätigt. Auch die Ergebnisse der vergangenen Jahre zeigen, dass die Unternehmen in wirtschaftlich unruhigen Zeiten den Herausforderungen gewachsen sind.

#### Exkurs – Entwicklung der Kapitalstruktur

Bei der Entwicklung des den Unternehmen zu Verfügung stehenden Kapitals kann eine markant steigende Tendenz in den vergangenen elf Jahren festgestellt werden. Seit dem Jahr 2001 hat sich die aggregierte Bilanzsumme der analysierten Unternehmen um nunmehr 66% bzw. um rund 15,8 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 42).

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 42:** Entwicklung der Kapitalstruktur österreichischer Energieunternehmen in Mio. Euro  
 Quellen: Geschäftsberichte, eigene Berechnungen E-Control

<sup>30</sup> Vgl. BMWFJ, „Wirtschaftspolitisches Datenblatt“; Juli 2012



## **ERWEITERTE ÜBERWACHUNGSAUFGABEN FÜR DIE E-CONTROL IM STROMMARKT**

### ***Erweiterung Marktüberwachungsaufgaben***

Art. 37 (1)(i), (j), (k), (l), (u) und Art. 40 (3) sind im Wesentlichen in § 88 Abs. 1 und 3 EIWOG 2010 in nationales Recht umgesetzt worden. Im § 88 Abs. 1 und 3 EIWOG 2010 wurde eine Reihe neuer Überwachungsaufgaben der E-Control und den Landesregierungen (in Form einer Grundsatzbestimmung) übertragen.

Der Marktüberwachungsbereich der E-Control erfasst vorrangig die Funktionsweise des Marktes (Market Monitoring), dessen Inhalt neben § 88 Abs. 3 EIWOG 2010 vor allem im § 21 Abs. 1 Energie-ControlG zum Ausdruck gebracht wird. Demnach hat die E-Control die Aufgabe, Untersuchungen zu machen sowie Gutachten und Stellungnahmen über die Markt- und Wettbewerbssituation im Elektrizitätsbereich zu erstatten. Zur Erfüllung dieser Aufgabe stehen der E-Control die gemäß § 88 laufend zur Kenntnis gebrachten Daten der Marktteilnehmer zur Verfügung. Darüber hinaus ist die E-Control befugt, zur Erfüllung ihrer Aufgaben gemäß § 34 Energie-ControlG in alle Unterlagen der Marktteilnehmer Einsicht zu nehmen und Auskunft zu verlangen.

Betreffend die Überwachungsaufgaben der Landesregierungen wurde im EIWOG 2010 festgelegt, dass zur Wahrnehmung der Überwachungsaufgaben von Netzbetreibern, Verteilnetzbetreibern und Lieferanten (Versorger) ein Mindestmaß an Daten zu erheben ist.

Gleichzeitig wurde die Regulierungsbehörde gemäß § 88 Abs. 8 EIWOG 2010 beauftragt, Formate der von den Netzbetreibern, Verteilnetzbetreibern und Lieferanten (Versorger) zu liefernden Daten zu definieren. Die Daten sind von den Meldepflichtigen auf elektronischem Wege sowohl an die jeweiligen Landesregierungen als auch an die Regulierungsbehörde bis spätestens 31. Dezember des jeweiligen Folgejahres zu übermitteln. In diesem Zusammenhang hat die E-Control in Abstimmung mit den Ländern Formate entwickelt; die Definition ist 2012 abgeschlossen worden.

### ***Überwachung Handelsmärkte – Verordnung REMIT***

Dem fehlenden EU-weiten Marktmissbrauchsregime für den Energiespot- und -terminhandel hat sich die EU-Kommission mit ihrem Verordnungsvorschlag REMIT – Regulation for Energy Market Integrity and Transparency vom 8. Dezember 2010 für Energiegroßhandelsmärkte angenommen, um mögliche Fälle von Marktmissbrauch und Insider-Handel künftig europaweit einheitlich zu regeln und zu bekämpfen sowie ein umfassendes Monitoring des Energiegroßhandels zu erreichen. Die neuen Regeln sollen sicherstellen, dass Händler keine Insider-Informationen verwenden können, um daraus Nutzen für ihre Transaktionen zu ziehen oder den Markt dadurch zu manipulieren, dass sie Preise künstlich auf einen Stand treiben, der höher ist als der Preis, der durch die Verfügbarkeit, Produktionskosten oder Kapazitäten für Speicherung oder Transport von Energie gerechtfertigt wäre. Die Regeln verbieten insbesondere Folgendes:

- > die Nutzung von Insider-Informationen bei An- und Verkäufen auf Energiegroßhandelsmärkten; exklusive und preissensitive Informationen sollten offengelegt werden, bevor der Handel stattfinden kann;
- > Transaktionen, die falsche oder irreführende Signale für Angebot, Nachfrage oder Preis der auf den Energiegroßhandelsmärkten gehandelten Produkte geben;
- > die Verbreitung von Falschnachrichten oder Gerüchten, die irreführende Signale für diese Produkte geben.

Für die Marktüberwachung zur Feststellung möglicher Missbrauchsfälle wird die Europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) gemeinsam mit den nationalen Regulierungsbehörden zuständig sein. Die Agentur muss über einen zeitnahen Zugang zu den vollständigen Informationen über Transaktionen auf den Energiegroßhandelsmärkten verfügen. Dazu gehören Informationen über den Preis, die verkaufte Menge und die beteiligten Marktteilnehmer. Die Daten sollen mit den nationalen Regulierungsbehörden ausgetauscht werden, die auch für genaue Untersuchungen von Missbrauchsverdachtsfällen zuständig sein werden. Bei komplexen grenzübergreifenden Fällen soll die Agentur ACER die Untersuchungen koordinieren. Allfällige Sanktionen werden von den nationalen Regulierungsbehörden in den Mitgliedstaaten durchgesetzt.

Die Verordnung soll die bestehende EU-Finanzmarktregulierung, die schon heute Regeln für den Handel mit Energiederivaten beinhaltet, ergänzen und setzt erstmals Regeln für die Erfassung von Energiehandelsdaten und die Bekämpfung von Marktmissbrauch im Energiesporthandel fest. Insofern steht REMIT in engem Zusammenhang mit neuen Rechtssetzungsvorhaben der EU-Kommission im Rahmen der EU-Finanzmarktregulierung.

E-Control ist darum bemüht, Marktteilnehmer in der Umsetzung der neuen Verordnung zu unterstützen. Aus diesem Grund wurde bereits im Dezember 2011 eine zentrale E-Mail-Adresse eingerichtet, an welche sich Marktteilnehmer mit speziellen Fragestellungen bzgl. REMIT wenden können. Des Weiteren wurde durch nationale Workshops und internationale Konferenzen ein entsprechender Rahmen für einen Informationsaustausch zwischen Marktteilnehmern und Aufsichtsbehörden geschaffen.

#### **EMPFEHLUNGEN FÜR ENDKUNDENPREISE, ART. 37 (1)**

Keine regulierten Endkundenpreise in Österreich – daher nicht zutreffend.

## **DURCHFÜHRUNG VON UNTERSUCHUNG UND MASSNAHMEN ZUR WETTBEWERBSFÖRDERUNG**

In Umsetzung des Art. 37 (4) b Strom-RL wird in § 21 Abs. 2 E-ControlG normiert, dass die E-Control Untersuchungen macht und Gutachten sowie Stellungnahmen über die Markt- und Wettbewerbsverhältnisse im Elektrizitäts- und Erdgasbereich erstattet.

Zudem kann die E-Control gem. § 21 Abs. 3 Antrags- und Stellungnahmerechte gem. dem Kartellgesetz 2005 wahrnehmen. Weiters hat die E-Control gem. § 24 Abs. 1 Z 2 die allgemeine Wettbewerbsaufsicht über die Marktteilnehmer.

### ***Marktuntersuchung Strom***

Generell sind die Großhandelspreise bei Strom seit einiger Zeit klar im Sinken begriffen. Die Analysen und Beobachtungen der E-Control im Jahr 2011 haben im Hinblick auf die vorherrschende Entwicklung der Endkundenpreise einige Fragen aufgeworfen. Vor allem der große Preisverfall an allen Strom-Handelsplätzen nach Ausbruch der Finanzkrise spiegelt sich kaum bei der Preissetzung am Endkundenmarkt wider. Innerhalb des theoretischen Rahmes der Analysen der E-Control ist diese zunehmende Diskrepanz nur schwer zu erklären.

Die Analysen der E-Control stützen sich dabei auf die regelmäßige Beobachtung der Entwicklungen der Großhandels- und Endkundenpreise. Dabei unterliegen diese Analysen recht starken Limitierungen, da die Datenbasis öffentlich zugängliche Daten sind. Aufgrund dieser Tatsache und der Preisentwicklungen im Großhandels- und Endkundenmarkt in den letzten Jahren entschloss sich die E-Control, ihren Berechnungen zugrundeliegenden Annahmen und Analysen mit Unternehmensdaten abzugleichen.

Deshalb wurde Ende August 2011 an 19 österreichische Stromlieferanten ein Fragebogen ausgeschickt, welcher auf die Beantwortung einiger weniger wettbewerbsrelevanter Fragen abzielte. Zielsetzung war es, die Margen und die Beschaffungsstrategien der Unternehmen genauer zu analysieren. Dabei ist die E-Control vom Gesetz dazu ermächtigt, einerseits in die Unterlagen der Marktteilnehmer Einsicht zu nehmen (§ 34 E-ControlG) und andererseits zudem auch Marktuntersuchungen einzuleiten (§ 21 Abs. 2 E-ControlG). Da in weiterer Folge von keinem der 19 Unternehmen Antworten auf die wettbewerbsrelevanten Fragen geliefert wurden, ist nun eine Entscheidung des Verfassungsgerichtshofes ausständig.

## **KONSUMENTENSCHUTZ**

In **Umsetzung des dritten Energiebinnenmarktpakets** werden durch das EIWOG 2010 und das GWG 2011 die Rechte von Endverbrauchern gestärkt.

Als eine Verbesserung der Verbraucherrechte gilt die Festschreibung zeitlicher Höchstgrenzen für die Dauer des Lieferantenwechselprozesses. In der Regel darf der Wechsel des Lieferanten nicht mehr als drei Wochen dauern und er darf dem Endverbraucher keine gesonderten Kosten verursachen. Die E-Control erarbeitet mittels intensiver Gespräche mit der Branche eine Verordnung, die die für den Lieferantenwechsel maßgeblichen Verfahren näher regeln soll. Dies soll mit Hilfe einer weitestgehenden Automatisierung der Prozesse erreicht werden. Es ist des Weiteren angedacht, dass zukünftig der Wechsel des Lieferanten an jedem beliebigen Tag im Jahr durchgeführt werden kann. Bisher konnte ein Kunde nur zu jedem Monatsersten den Lieferanten wechseln. Dies ermöglicht Kunden, auch Wunsch-Wechseltermine bekanntzugeben. Durch die Frist von höchstens drei Wochen für die Durchführung des Wechsels soll die vom Kunden „gefühlte“ Dauer des Wechsels wesentlich verkürzt werden.

Die beiden Gesetze bieten auch die Grundlage zur näheren Definition der Qualitätsstandards für von Netzbetreibern erbrachte Dienstleistungen. Die E-Control ist verpflichtet, für diese Netzdienstleistungen sowohl im Bereich Strom als auch Gas Standards bezüglich der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität sowie Kennzahlen zur Überwachung der Einhaltung dieser Standards zu definieren. Durch die Monopolstellung des Netzbetreibers ist es von besonderer Relevanz, den Endkunden ausreichend über seine aus dem – stark öffentlich-rechtlich determinierten – Vertragsverhältnis mit dem Netzbetreiber erwachsenden Rechte zu informieren. Mit diesem Anspruch, mehr Transparenz für den Kunden zu erreichen, ist bereits im Bereich Gas eine Verordnung, die die Standards „Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität“ sowie darüberhinausgehende Informationsrechte beinhalten soll, erlassen worden. Einen wichtigen Punkt in der Überlegung zur Verordnung wird die Wiederherstellung des Netzzugangs darstellen. Die Verordnung regelt, welche Pflicht den Verteilernetzbetreiber nach einer solchen Abschaltung in Folge von Zahlungsverzug trifft. Dieser soll zur Wiederherstellung des Netzzugangs spätestens am nächsten Arbeitstag verpflichtet werden. Diese Frist beginnt zu laufen, sobald der Netzbenutzer dem Verteilernetzbetreiber seine Einzahlung zur Kenntnis gebracht hat und dieser sichergestellt hat, dass ein aufrechter Liefervertrag besteht. Insbesondere sollte darauf geachtet werden, soziale Härtefälle adäquat zu berücksichtigen. Vor dem Hintergrund, dass in Österreich eine beträchtliche Anzahl von Menschen nicht über ein Bankkonto verfügt, soll des Weiteren die Möglichkeit einer Barzahlung der offenen Forderung zumindest innerhalb der allgemeinen Geschäftszeiten bestehen.

Im Zusammenhang mit geplanten Versorgungsunterbrechungen ist angedacht, dass Netzbetreiber fünf Tage im Voraus die Endkunden zu verständigen haben. Bei Auftreten eines Störfalles soll unverzüglich mit der Behandlung und Behebung begonnen und der Endkunde über die Dauer des Störfalles informiert werden.

Eine weitere Verbesserung der Endkundenrechte ist in Hinblick auf Kundeninformation und Beschwerdemanagement zu erwarten. Es ist angedacht, dass vom Netzbetreiber Möglichkeiten zur Kontaktaufnahme zur Einbringung von Anfragen und Beschwerden einzurichten sind. Als Mindeststandard wird die Einrichtung einer Kundenhotline zu gewährleisten sein. Des Weiteren soll im Zusammenhang mit der Bearbeitung der Anfragen und Beschwerden eine Frist von fünf Arbeitstagen eingeführt werden. Um die Netzbenutzerzufriedenheit überprüfen zu können, wird über eine regelmäßige, repräsentative und standardisierte Befragung der Endkunden angedacht, deren Ergebnisse der Regulierungsbehörde jährlich zu melden sind.

Die Verordnungen zur Regelung der Netzdienstleistung für Strom- und Gaskunden werden im Laufe des Jahres 2012 erlassen werden.

Neben der Regelung der Teilbetragszahlung, wobei eine Zahlung mindestens zehnmal jährlich vom Netzbetreiber anzubieten ist, regeln EIWOG 2010 und GWG 2011 die Mindestanforderungen an Rechnungen sowie verpflichtende Informationsleistungen im Zusammenhang mit der Abschaltung der Netzverbindung. Gewisse Informationen sind den Endverbrauchern einfach und unmittelbar zugänglich im Internet sowie im Rahmen eines der Rechnung beizulegenden Informationsblattes zur Verfügung zu stellen. Dies betrifft unter anderem die Verpflichtung, über das Vorgehen zur Einleitung von Streitbeilegungsverfahren zu informieren.

Neu ist, dass die E-Control die gesetzlich bestimmte zentrale Informationsstelle für Konsumenten ist.

Um die Kontaktaufnahme zu erleichtern, bietet die E-Control den Service einer Energie-Hotline an. Damit haben Konsumenten die Möglichkeit, sich umfassend zu den Themen eines liberalisierten Strom- und Gasmarktes zu informieren. Oft ist die Hotline der erste Ansprechpartner für die Energiekonsumenten, deren Fragen entweder direkt beantwortet werden können, an einen Experten im Haus oder an die Schlichtungsstelle weitergegeben werden. So wandten sich 2011 knapp 10.000 Anrufer – das sind um knapp ein Viertel mehr als im Jahr davor – mit ihren Anliegen zum Thema Energie an die Hotline der E-Control.<sup>32</sup>

Ein weiteres Angebot der E-Control für die Konsumenten ist die Homepage mit den bewährten Online-Tools. Strom- und Gaslieferanten sind nunmehr verpflichtet, sämtliche preisrelevanten Daten für mit Standardprodukten versorgte Endverbraucher unverzüglich nach ihrer Verfügbarkeit zu übermitteln. Die elektronische Form hierfür ist die Eingabe in den Tarifkalkulator der E-Control. Insgesamt sind 283 Unternehmen registriert, die einen Vergleich der Anbieter und Einsparmöglichkeiten bei einem Lieferantenwechsel möglich machen.

Neben der Durchführung von Streitschlichtungsverfahren gemäß § 26 Energie-Control Gesetz wird die Schlichtungsstelle immer mehr zur Anlaufstelle von Energiekonsumenten, die sich im Kontakt mit ihrem Energielieferanten oder Netzbetreiber nicht ausreichend über ihre Rechte und Pflichten informiert fühlen oder einfach allgemeine Fragen zum liberalisierten Strom- und Gasmarkt haben, in Anspruch genommen. Im Berichtszeitraum 1. Jänner bis 31. Dezember 2011 wurden insgesamt rund 2.406 schriftliche Anfragen an die Schlichtungsstelle gestellt. Dies bedeutet, dass sich im Vergleich zum Vorjahr rund 15% mehr Kunden mit dem Ersuchen um Hilfestellung an die Schlichtungsstelle gewandt haben.

Die Maßnahmen zum Schutz der Kunden (Anhang 1) wurden sowohl im EIWOG 2010 als auch im GWG 2011 umgesetzt. Die Mindestanforderungen an allgemeine Geschäftsbedingungen oder Vertragsformblätter finden sich in § 80 Abs. 3 EIWOG 2010 und § 123 Abs. 3 GWG 2011. Preisänderungen und Änderungen der Allgemeinen Geschäftsbedingungen sind dem Kunden stets schriftlich und rechtzeitig im Vorhinein 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 bzw. den bisherigen Geschäftsbedingungen vom alten Lieferanten beliefert wird.

Der § 28 Abs. 2 E-Control-Gesetz sieht vor, dass im Rahmen des Marktberichtes über die Maßnahmen zum Schutz der Kunden zu berichten ist. Es heißt dort: „... auf die Wirksamkeit der Maßnahmen zum Schutz der Kunden, insbesondere der Maßnahmen für die schutzbedürftigen Kunden, die Abschaltung von Kunden sowie das voranzugehende Mahnverfahren und die Inanspruchnahme einer Versorgung letzter Instanz, Bezug zu nehmen. Der Bericht ist in geeigneter Weise zu veröffentlichen.“ Im Rahmen des diesjährigen Marktberichtes kann die E-Control dazu keine Informationen liefern, da sie bisher nicht über die entsprechenden Informationen verfügt. Hier muss sie auf die Daten im Rahmen der künftigen Monitoring-Verpflichtung warten.



#### *Versorger letzter Instanz und qualifiziertes Mahnverfahren*

Die Bestimmungen der § 77 EIWOG 2010 und § 124 GWG 2011, welche die Versorgung in letzter Instanz regeln, wurden eingeführt, um dafür Sorge zu tragen, dass für schutzbedürftige Kunden ein angemessener Schutz besteht. Deshalb war es notwendig, Anpassungen bzw. Klarstellungen betreffend die Zumutbarkeit der Grundversorgung, die maximale Höhe der Entgeltverrechnung und die maximale Höhe der forderbaren Vorauszahlung/Sicherheitsleistung vorzunehmen. Gemäß den erwähnten gesetzlichen Bestimmungen haben Lieferanten, zu deren Tätigkeitsbereich die Versorgung von Haushaltskunden bzw. Verbrauchern zählt, ihren allgemeinen Tarif für die Versorgung in letzter Instanz in geeigneter Weise zu veröffentlichen. Sie sind verpflichtet, zu diesem geltenden Tarif und ihren allgemeinen Geschäftsbedingungen Verbraucher und Kleinunternehmen, die sich ihnen gegenüber auf die Grundversorgung berufen, mit Erdgas/elektrischer Energie zu beliefern. Einem Verbraucher im Sinne des KSchG und Kleinunternehmen, der sich auf die Grundversorgung beruft, darf im Zusammenhang mit der Aufnahme der Belieferung keine Vorauszahlung oder Sicherheitsleistung abverlangt werden, welche nicht höher sein dürfen, als jene Tarife, zu denen die größte Anzahl der Kunden dieser Kundengruppen versorgt wird bzw. die Höhe einer Teilbetragszahlung für einen Monat übersteigt. Da es sich bei § 77 EIWOG 2010 um eine Grundsatzbestimmung handelt, obliegt es den Ländern, nähere Bestimmungen in Ausführungsgesetzen zu regeln. Einige Ausführungsgesetze sind bereits in Kraft.

Gemäß § 124 Abs. 1 GWG 2011 besteht eine Ermächtigung der Regulierungsbehörde, nähere Bestimmungen über die Zumutbarkeit einer Grundversorgung und über die Gestaltung der Tarife für Verbraucher durch Verordnung festzulegen. Anlässlich angezeigter allgemeiner Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit elektrischer Energie setzte sich die für die Prüfung von Allgemeinen Lieferbedingungen zuständige Regulierungskommission bereits mit der Frage auseinander, inwiefern ein Lieferant berechtigt ist, die Versorgung in letzter Instanz zu verweigern, wenn ein Kunde bereits verschuldet ist (Altschulden besitzt). Eine Verpflichtung zur Grundversorgung besteht wohl jedenfalls, sofern eine Vorauszahlung/Sicherheitsleistung entrichtet wird. Auch kann der Kunde nicht im Rahmen der Versorgung in letzter Instanz zur Bezahlung von Altschulden verpflichtet werden – hinsichtlich der Versorgung letzter Instanz wird vielmehr ein völlig neuer Vertrag geschlossen; die Verpflichtung des (offensichtlich) zahlungsunfähigen Kunden, der sich auf die Versorgung letzter Instanz beruft, die Altschulden aus dem alten Vertrag zu begleichen, erlischt ohnehin nicht. Die im Rahmen der Grundversorgung anfallenden, laufenden Zahlungen hat der Kunde jedoch jedenfalls zu begleichen.

Weiters erkannte die Regulierungskommission, dass hinsichtlich einer Vertragsauflösung aus wichtigem Grund oder einer Aussetzung der Belieferung bei Zahlungsverzug eines Kunden das qualifizierte Mahnverfahren gemäß §§ 82 Abs. 3 EIWOG 2010 und 127 Abs. 3 GWG 2011 einzuhalten ist. Der Netzbetreiber ist in Fällen der Vertragsverletzung zur physischen Trennung der Netzverbindung nur dann berechtigt, wenn eine zweimalige Mahnung inklusive jeweils mindestens zweiwöchiger Nachfristsetzung erfolgt ist. Die zweite Mahnung hat auch eine Information über die Folge einer Abschaltung des Netzzuganges nach Verstreichen einer zweiwöchigen Nachfrist sowie über die damit einhergehenden voraussichtlichen Kosten einer allfälligen Abschaltung zu enthalten. Überdies ist vorgesehen, dass die letzte Mahnung mit eingeschriebenem Brief zu erfolgen hat (qualifiziertes Mahnverfahren).



### *Sonstige Entgelte*

Gem. § 58 EIWOG 2010 sind Netzbetreiber berechtigt, Netzbenutzern für die Erbringung sonstiger Leistungen, die nicht durch die Entgelte gemäß § 51 Abs. 2 Z 1 bis 6 und 8 EIWOG 2010 abgegolten sind und vom Netzbenutzer unmittelbar verursacht werden, ein gesondertes Entgelt zu verrechnen. Die Entgelte für sonstige Leistungen sind von der Regulierungsbehörde durch Verordnung in angemessener Höhe festzulegen, wobei über die festgelegten Grundsätze der Entgeltermittlung hinausgehend auf die soziale Verträglichkeit Bedacht zu nehmen ist. Entgelte für sonstige Leistungen sind insbesondere für Mahnspesen sowie die vom Netzbenutzer veranlassten Änderungen der Messeinrichtung festzusetzen. Hinsichtlich des Entgelts für die Abschaltung gemäß § 82 Abs. 3 EIWOG 2010 und Wiederherstellung des Netzzuganges legt der Gesetzgeber fest, dass das zu entrichtende Entgelt insgesamt 30 Euro nicht übersteigen darf.

Gem. § 51 Abs. 1 EIWOG 2010 ist eine über die in § 51 Abs. 2 Z 1 bis 8 EIWOG 2010 angeführten Entgelte hinausgehende Verrechnung in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Netzbetrieb, unbeschadet gesonderter Bestimmungen dieses Bundesgesetzes, unzulässig. Die Entgelte für sonstige Leistungen sind gem. § 51 Abs. 2 iVm § 49 Abs. 1 EIWOG 2010 in der SNE -VO 2012 in § 11 (Bestimmung von Entgelten für sonstige Leistungen) festgelegt. Festgelegt werden Entgelte für Mahnungen, für vom Netzbenutzer veranlasste Änderungen von Messeinrichtungen, für die Abschaltung und Wiederherstellung des Netzzugangs, die Ablesung von Messeinrichtungen auf Kundenwunsch sowie die Überprüfung von Messeinrichtungen auf Kundenwunsch. Die Höhe der festgelegten Entgelte orientiert sich an den von den Netzbetreibern bisher verrechneten Entgelten, wobei insb. auf die soziale Verträglichkeit Bedacht genommen wurde.

In Bezug auf die Mahnungen gibt es eine kostenmäßige Abstufung, wonach die erste Mahnung für den Kunden noch keine Kosten verursachen soll (unabhängig von der Form der Übermittlung). Erst für die im Anschluss ergehenden Mahnungen (vgl. § 82 Abs. 3 EIWOG 2010) sind Netzbetreiber berechtigt, Kosten zu verrechnen. Unabhängig von diesem Mahnsystem ist die mögliche Einschaltung von Einrichtungen wie Inkassobüros u. Ä. zu sehen, die auch von dieser Verordnung nicht umfasst ist. Im Übrigen ist darauf hinzuweisen, dass natürlich das qualifizierte Mahnverfahren gemäß § 82 Abs. 3 EIWOG 2010 jedenfalls immer Anwendung findet. Im Rahmen einer integrierten Rechnungslegung für Energie und Netz wird im Regelfall der Lieferant anstelle des Netzbetreibers das qualifizierte Mahnverfahren durchführen. Die Regulierungskommission geht in diesem Fall davon aus, dass dabei die in dieser Verordnung für den Netzbetreiber festgelegten Mahnspesen nicht überschritten werden.

Die Kosten für Anbringen/Umstellen/Entfernen der Messeinrichtungen wurden in Form einer Pauschale aufgenommen. Der Einbau eines Lastprofilzählers oder eines Viertelstundenmaximumzählers verursacht höhere Kosten und ist daher mit einer höheren Pauschale zu verrechnen.

Allfällige weitere sonstige Entgelte als jene, die in dieser Verordnung angeführt sind, dürfen gem. § 51 Abs. 1 EIWOG 2010 unbeschadet gesonderter Bestimmungen des EIWOG 2010 (vgl. die aufwandsorientierte Verrechnung der Blindleistungsbereitstellung gem. § 52 Abs. 3 EIWOG 2010) nicht verrechnet werden. Darüber hinausgehende Leistungen, die von Netzbetreibern nicht im Rahmen ihrer Tätigkeit als Netzbetreiber erbracht werden und daher nicht von den Systemnutzungsentgelten abgedeckt sind, können vom Netzbetreiber weiterhin verrechnet werden.<sup>36</sup>

#### *Befreiungsverordnung Ökostrom*

Einen weiteren Punkt, um einen angemessenen Schutz für Konsumenten gewährleisten zu können, stellt die Neuregelung der Ökostromfinanzierung dar sowie die damit einhergehende Befreiungsmöglichkeit von einem gewissen Anteil der Ökostromkosten gemäß § 22a ÖSG 2009 BGBl. Nr. 104/2009 für bestimmte Kundengruppen. Dazu hat die E-Control die sogenannte Befreiungsverordnung Ökostrom erlassen. Diese sieht vor, den anspruchsberechtigten Personenkreis von der Pflicht zur Entrichtung der Ökostrompauschale und zur Entrichtung eines 20 Euro übersteigenden Ökostromförderbeitrags zu befreien. Die E-Control hat durch die Verordnung nähere Regelungen über das zur Feststellung des Befreiungstatbestandes einzuhaltende Verfahren sowie die Geltendmachung der Befreiung durch den Begünstigten erlassen.

## Versorgungssicherheit Strom

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 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**

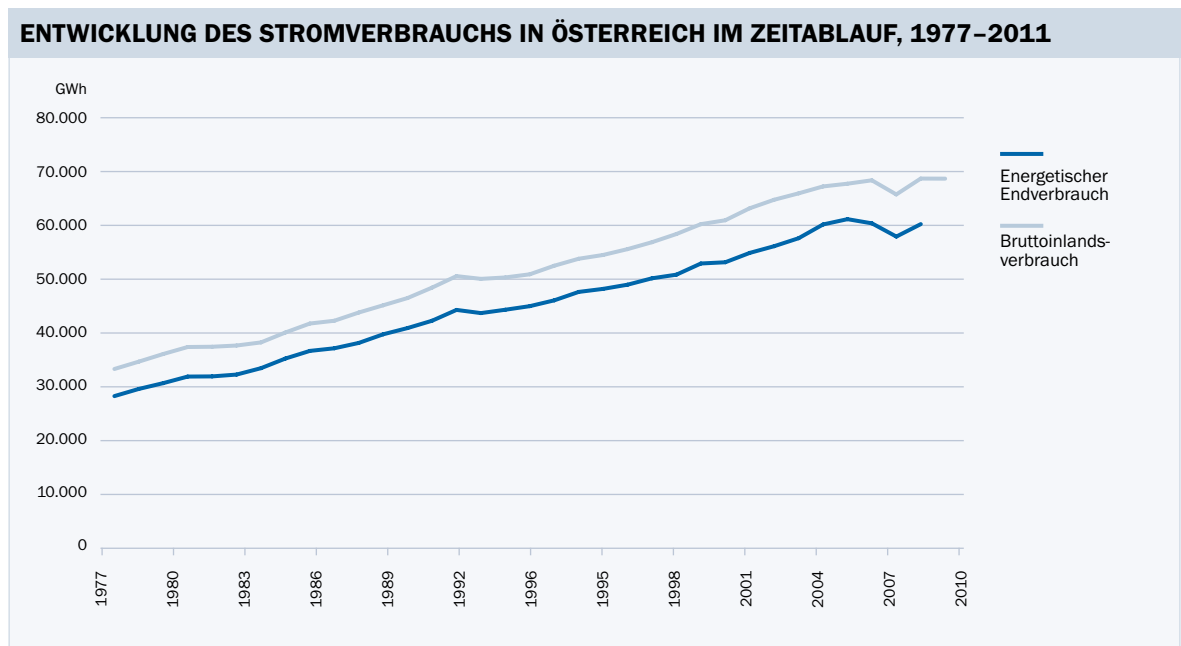
Die Monitoring-Tätigkeiten gemäß § 20i Energielenkungsgesetz, Absatz 1 betreffen insbesondere:

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.

Im Jahr 2010 kam es dann wieder zu einem Nachfrageanstieg, während im Jahr 2011 erwartet werden kann, dass der energetische Endverbrauch (der Statistik Austria) gegenüber 2010 stabil bleibt, da der Bruttoinlandsstromverbrauch (der E-Control) beinahe gleich blieb. Somit wurde das Vorkrisenniveau beinahe wieder erreicht allerdings könnte, je nach Temperatur- und Wirtschaftslage die Situation im Jahr 2012 bzw. 2013 wieder eine neue Entwicklung bringen. 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 43:** Entwicklung des Stromverbrauchs in Österreich im Zeitablauf, 1977–2011  
Quelle: E-Control und Statistik Austria

#### Prognose von Nachfrage und Angebot

##### > Erwarteter Stromverbrauch in Österreich

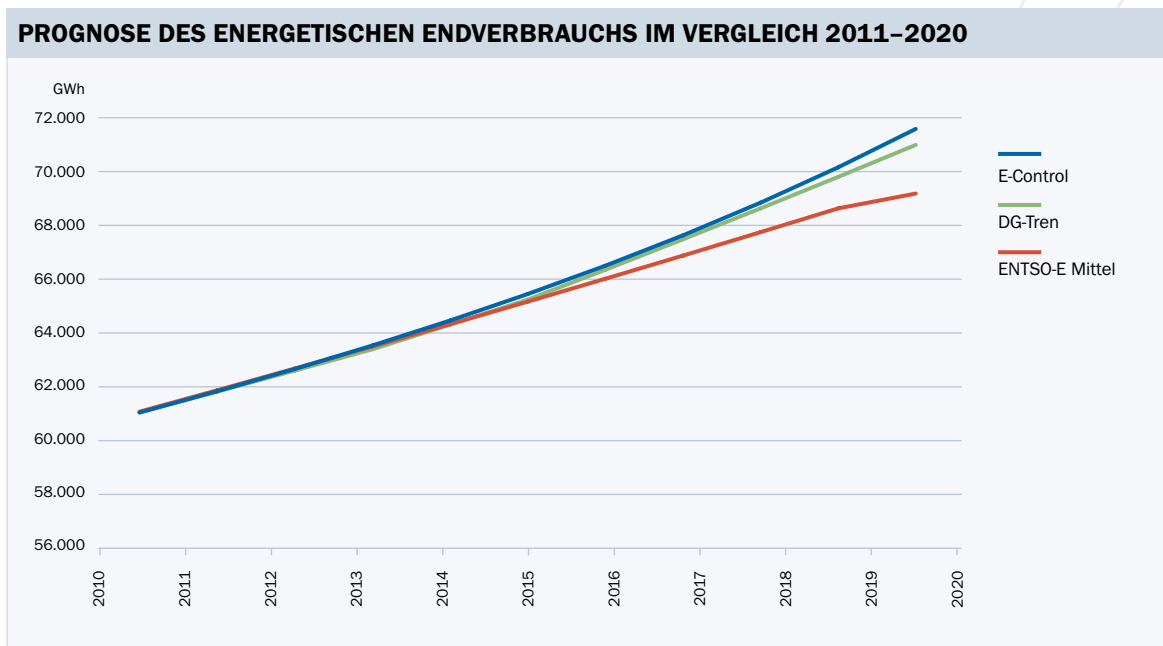
Zum Monitoring der Versorgungssicherheit wurde von der E-Control das detaillierte empirische Nachfragemodell MEDA in der aktuellen Fassung verwendet. Dieses Modell bietet unter anderem die Möglichkeit, unter Festlegung der exogenen Parameter (Wirtschafts-, Preis-, Temperatur- und Einkommenswachstum), 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](http://www.e-control.at)).

Auf Grundlage verschiedener Annahmen bezüglich der Eingangsparameter wird mit dem Nachfragemodell MEDA für 2020 ein energetischer Endverbrauch von 70.189 GWh erwartet, welcher einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 1,52% entspricht. Dies ist ein Anstieg gegenüber der Prognose vom Vorjahr, hier wurde ein Zuwachs von durchschnittlich rund 1,3% prognostiziert. Im Jahr davor wurde hingegen ein durchschnittliches Wachstum von 1,4% pro Jahr bis 2018 prognostiziert. Hauptverantwortlich für diese Schwankungen zeigen sich der starke Verbrauchsrückgang in den Jahren 2008 und 2009 welcher innerhalb des Modells einen dämpfenden Effekt hatte und der sprunghafte Nachfrageanstieg im Jahr 2010, welcher wiederum einen umgekehrten Effekt hatte.

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 tendenziell eine Verlangsamung des Stromverbrauchswachstums erwartet wird. DG TREN<sup>31</sup> 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 Verbund<sup>32</sup> 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 *Abbildung 44* werden die beschriebenen unterschiedlichen Szenarien nochmals zusammenfassend dargestellt. Generell ist aber auffällig, dass die Endwerte für 2020 sehr nahe aneinander liegen.

<sup>31</sup> Dazu: [http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends\\_2030/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/index_en.htm)

<sup>32</sup> Siehe [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/SDC/SOAF/ENTSOE\\_SO\\_AF\\_2011-2025.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/SOAF/ENTSOE_SO_AF_2011-2025.pdf)



**Abbildung 44:** Prognose des energetischen Endverbrauchs im Vergleich 2011–2020  
 Quelle: E-Control, ENTSO-E, DG Tren

> Erwartete Stromerzeugung in Österreich

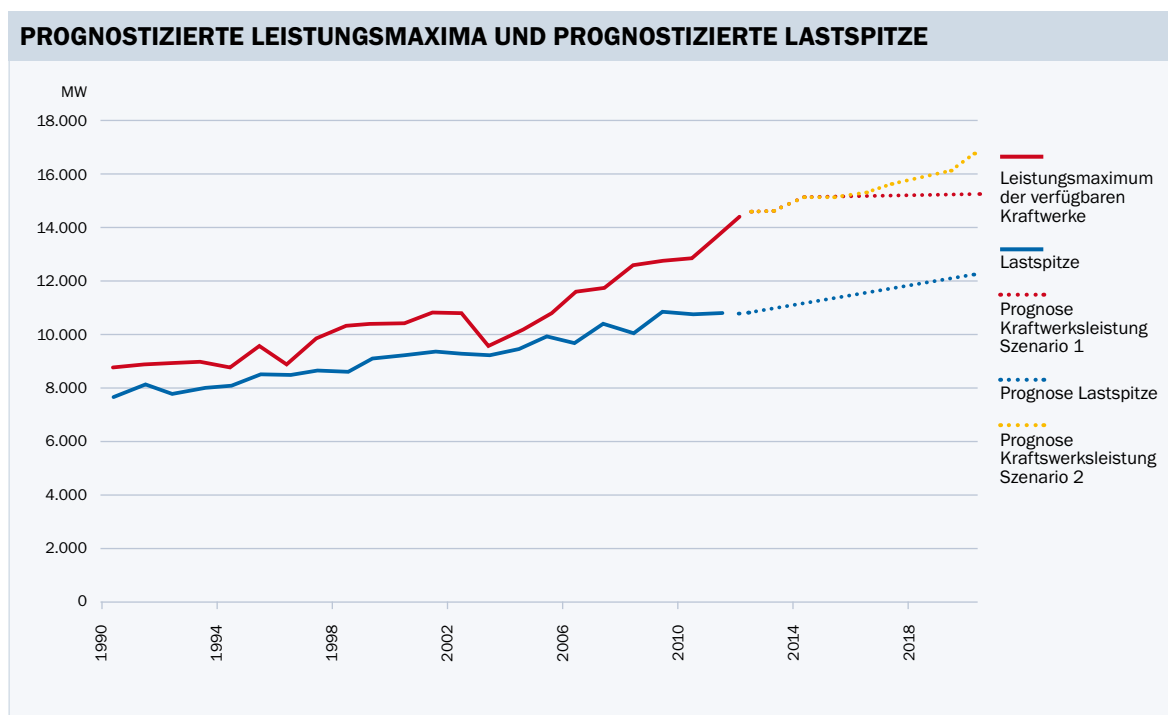
Die Stromproduktion wird von unterschiedlichen Faktoren beeinflusst. Beispielsweise wirken sich Niederschlagsmengen und verfügbare Wassermengen auf die Speicherinhalte von (Pump)Speicherkraftwerken aus. Für die Prognose zu berücksichtigen ist, dass die verfügbare Kraftwerksleistung aufgrund von Revisionen, 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. 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.

> 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.<sup>33</sup> Die dabei erhaltene Lastspitzenentwicklung (durchschnittlicher jährlicher Zuwachs zwischen 2012 und 2020 von 150 MW) wird in der nachfolgenden *Abbildung 45* zusammen mit den erhobenen Leistungsmaxima der verfügbaren Kraftwerke dargestellt. Szenario 1 umfasst alle Projekte, die „in Bau“ sind oder für die „Außerbetriebnahme“ vorliegt, und ist somit das möglichst konservative Szenario, Szenario 2 berücksichtigt zusätzlich alle Projekte des Status „Eingereicht“ haben. Im Gegensatz dazu wird unterstellt, dass „Erneuerbare“ 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.<sup>34</sup> Auch im konservativen Szenario wäre ein Kapazitätsüberschuss (auch nach Abzug einer adäquaten Sicherheitsmarge) an einem durchschnittlichen Jänner 2020 von rund 10 GW vorhanden.



**Abbildung 45:** Prognostizierte Leistungsmaxima und prognostizierte Lastspitze in Österreich bis 2020  
 Quelle: E-Control

<sup>33</sup> 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>  
<sup>34</sup> Siehe [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/SDC/SOAF/ENTSOE\\_SO\\_AF\\_2011-2025.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/SOAF/ENTSOE_SO_AF_2011-2025.pdf)

# Der österreichische Gasmarkt

## Netzregulierung

### ÜBERSICHT ÜBER DAS GASNETZ

2011 betrug die gesamte Leitungslänge der Fernleitungen (Ebene 1) des österreichischen Gasnetzes 3.143 km, der Verteilungen in Ebene 2 3.685 km und der Ortsnetze und Verteilungen in Ebene 3 33.027 km. In 2011 gab es drei Regelzonenführer (AGGM, TIGAS und VEG) und ca. 22 Verteilnetzbetreiber.

ÜBERSICHT ÜBER DAS TRANSPORTNETZ											
Leitungslängen zum 31. Dezember											
Kalenderjahr	Fernleitungen Angaben in km				Verteilerleitungen der Ebene 2 Angaben in km				Ortsnetze und Verteilerleitungen der Ebene 3 Angaben in km		
	Nenndurchmesser			Summe	Nenndurchmesser			Summe	Ortsnetze	Ebene 3 ohne Ortsnetze	Summe
	bis 300 mm	300–600 mm	über 600 mm		bis 300 mm	300–600 mm	über 600 mm				
bis 1975	176	151	383	710	893	162	0	1.054			
1980	375	394	628	1.397	1.441	172	0	1.613			
1985	417	394	628	1.439	1.751	238	0	1.989			
1990	487	394	1.006	1.887	2.267	316	0	2.582			
1995	527	398	1.135	2.060	2.648	382	3	3.032			
2000	568	522	1.287	2.377	2.879	384	3	3.266			
2001	570	607	1.474	2.651	2.916	385	3	3.303			
2002	570	607	1.547	2.724	2.989	385	3	3.376			
2003	570	607	1.547	2.724	3.001	385	3	3.388	14.723	12.821	27.544
2004	570	607	1.547	2.724	3.022	385	3	3.409	15.292	13.033	28.325
2005	570	640	1.547	2.757	3.037	386	3	3.425	15.817	14.378	30.195
2006	570	640	1.547	2.757	3.078	386	3	3.466	16.406	14.783	31.189
2007	570	640	1.666	2.876	3.126	395	3	3.523	16.835	14.780	31.614
2008	577	634	1.665	2.876	3.157	396	3	3.556	17.617	14.941	32.558
2009	577	634	1.665	2.876	3.253	400	3	3.656	17.823	15.066	32.889
2010	501	714	1.929	3.143	3.276	407	3	3.685	17.982	15.046	33.027

**Tabelle 6:** Übersicht über das Transportnetz zum 31.12.2011  
Quelle: E-Control

### UNBUNDLING

Siehe S. 15 Entflechtung der Netzbetreiber

## TECHNISCHE FUNKTIONSWEISE DES MARKTES

### Ausgleichsenergie

Die Entwicklungen auf dem Ausgleichsenergiemarkt werden von der E-Control seit Oktober 2003 mit Hilfe der Monatsberichte überwacht, in denen die stündlichen, täglichen und monatlichen Entwicklungen dokumentiert werden. Diese sind auf der Homepage der E-Control unter [www.e-control.at](http://www.e-control.at) veröffentlicht.

Die vom Regelzonenführer der Regelzone Ost monatlich benötigten physikalischen Ausgleichsenergiemengen (Kauf und Verkauf) bewegten sich im Jahr 2011 auf dem seit 2005 zu beobachtenden geringen Niveau (Abbildung 46). Dabei ist zu beobachten, dass im Vergleich zum Vorjahr 2010 mehr Ausgleichsenergie aus dem Netz verkauft worden ist, d. h. die Bilanzgruppen mehr überliefert haben und weniger Ausgleichsenergie gekauft worden ist.

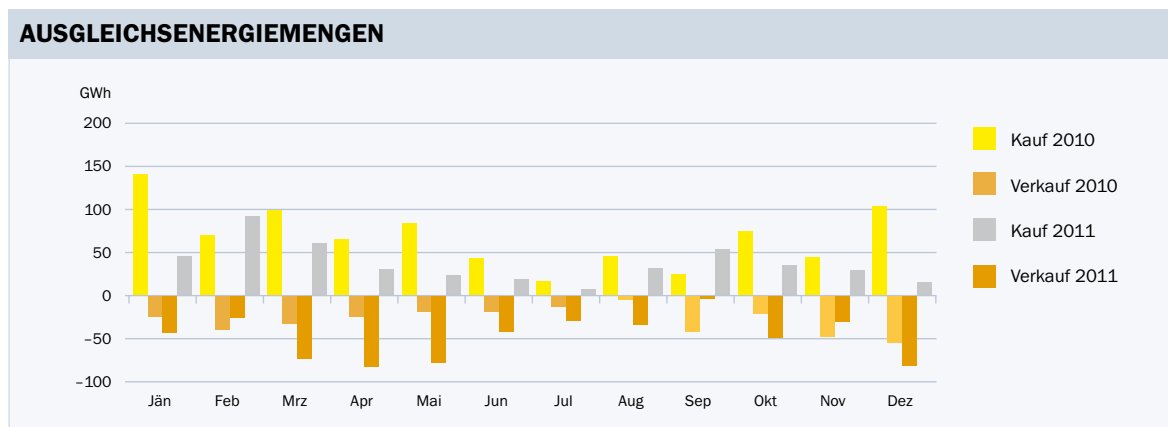


Abbildung 46: Monatlich benötigte Ausgleichsenergiemengen in GWh  
 Quellen: E-Control, AGCS

Der seit 2005 zu beobachtende Trend, dass die durch den Regelzonenführer abgerufene Ausgleichsenergiemenge in der Regel bei ca. 1–2% des gesamten Gasverbrauches pro Monat liegt, setzte sich auch im Jahr 2011 fort (Abbildung 47).

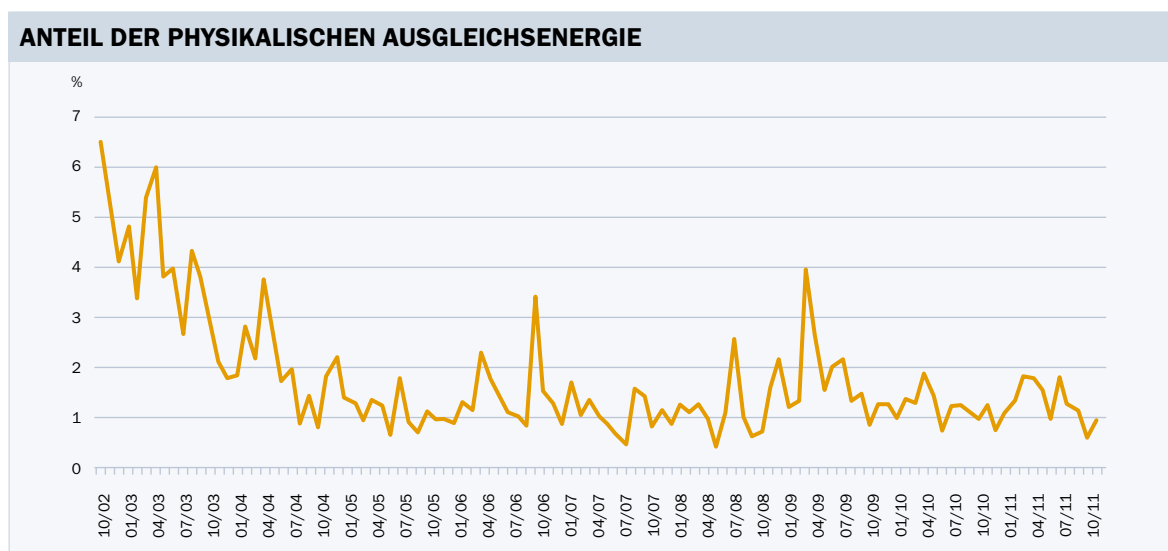


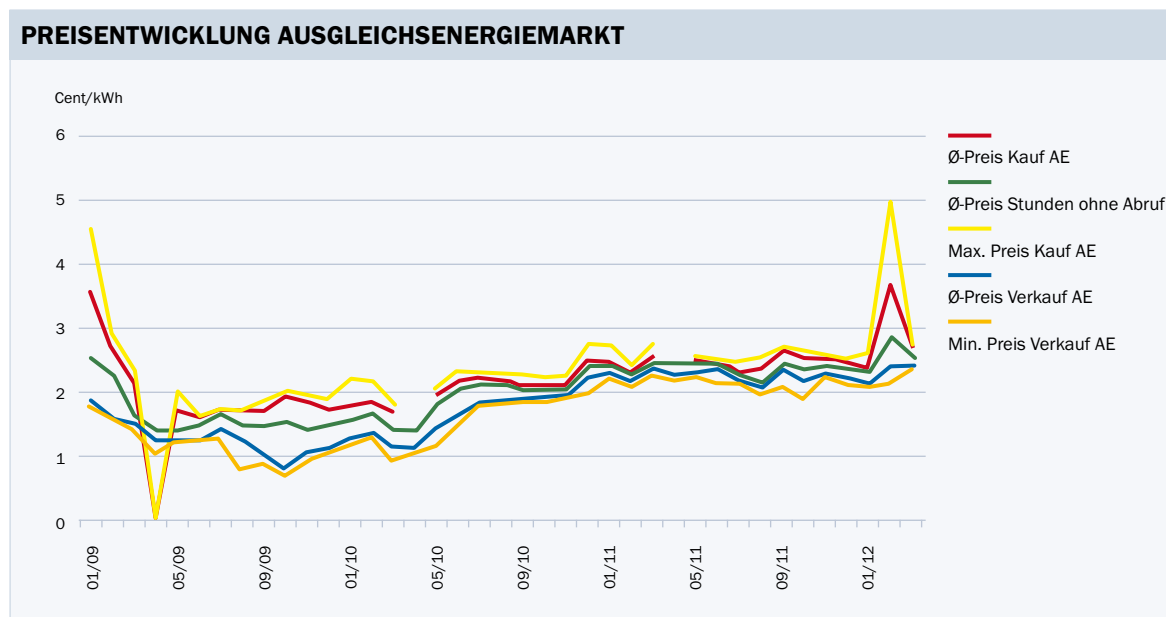
Abbildung 47: Anteil der physikalischen Ausgleichsenergie am Gesamtumsatz in Prozent  
 Quellen: E-Control, AGCS



Es konnte im Jahr 2011 verstärkt beobachtet werden, dass der Ausgleichsenergiemarkt in gewissem Ausmaß auch die Funktion eines Spotmarktes übernimmt, indem einige Bilanzgruppen den Ausgleichsenergiemarkt zum Kauf und Verkauf von Gas durch Über- und Unterlieferungen benutzen. Dies zeigt, dass sich die Preise des Ausgleichsenergiemarktes offensichtlich auf einem wettbewerbsfähigen Niveau befinden, vor allem in Relation zu den ölindezierten Langfristverträgen. Die Menge an bilanzieller Ausgleichsenergie (Summe der Absolutbeträge der Über- und Unterlieferungen der einzelnen kommerziellen Bilanzgruppen) im Jahr 2011 betrug 4,9% des Gesamtverbrauches an Gas in der Regelzone Ost und war damit höher als der Wert des Jahres 2010 von 4%.

2011 sind die Preise für Ausgleichsenergie, nach einer starken Steigerung Ende 2010, zunächst im Februar gesunken, dann aber wieder angestiegen und blieben bis August relativ konstant, wobei gegen Ende des Jahres wieder eine Steigerung zu verzeichnen ist (Abbildung 48). Im Durchschnitt sind die Ausgleichsenergiepreise in 2011 um 25% höher gewesen als in 2010.

Im Februar 2012 sind die Ausgleichsenergiepreise aufgrund der Kältewelle und der Liefereinkürzungen in den langfristigen Verträgen der Gazprom Export deutlich angestiegen und erreichten einen Höchstwert mit 4,94 Cent/kWh (7. Februar 2012, 14.00 Uhr). Damit lag der Ausgleichsenergiepreis an diesem Tag im Durchschnitt (4,57 Cent/kWh) deutlich über dem Day-ahead-Preis von 3,95 Cent/kWh an der CEGHEX.



**Abbildung 48:** Preisentwicklung am Ausgleichsenergiemarkt, Jänner 2009 bis März 2012  
Quellen: E-Control, AGCS

#### *Neues Ausgleichsenergiesystem ab 1. Jänner 2013*

Gemäß der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (GMMO-VO 2012) wird vom Marktgebietsmanager eine Marktgebietsbilanzierung auf Basis der angemeldeten Nominierungen und Fahrpläne durchgeführt („ex-ante“-Betrachtung). Die Abweichungen zwischen Endverbraucherfahrplänen und den tatsächlichen Verbrauchsmesswerten der Netzbetreiber sowie für Netzverluste, Biogaseinspeisung und die Ein- und Ausspeisepunkte an der Grenze im Verteilerggebiet („kleiner Grenzverkehr“) werden im Rahmen des Clearings und Settlements des Bilanzgruppenkoordinators berücksichtigt („ex-post“-Betrachtung).

Die Abrufe und somit auch die Preisbildung im neuen Ausgleichsenergie-Modell erfolgen sowohl beim Marktgebietsmanager als auch beim Verteilerggebietsmanager (im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenkoordinators), über die Erdgasbörse am Virtuellen Handlungspunkt (VHP) des Marktgebietes, wobei der Verteilerggebietsmanager ebenfalls die Möglichkeit hat, von einer Merit-Order-List (preislich gereichte Ausgleichsenergieangebote) seinen Ausgleichsenergiebedarf zu decken, wenn die Angebote am VHP nicht ausreichend sind.

Grundsätzlich wird mit dem neuen Bilanzierungs- und Ausgleichsenergie-Modell den Vorgaben aus der Framework Guideline on Gas Balancing in Transmission Systems entsprochen und ein Tagesbilanzierungsregime eingeführt. Auf Marktgebietsebene gibt es allerdings den Bedarf an stündlichen Anreizen zur ausgeglichenen Mengenanmeldung für Marktteilnehmer. Auch auf Endverbraucherebene wird für alle nicht lastganggemessenen Endverbraucher eine Tagesbilanzierung gemäß § 18 Z 5 GMMO-VO 2012 vorgesehen, zum anderen gibt es aber auch weiterhin die Stundenbilanzierung für mittels Lastprofilzähler gemessene Endverbraucher (gemäß § 18 Z 6 GMMO-VO 2012) und auch eine Optionsmöglichkeit, zwischen den Bilanzierungsregimen zu wechseln (gemäß § 18 Z 7 GMMO-VO 2012).

#### **Sicherheits- und Qualitätsstandards**

Die Musterfassung der Allgemeinen Bedingungen für Verteilernetzbetreiber beinhaltet seit 2006 Standards für die Qualität der Netzdienstleistung. Die Allgemeinen Bedingungen werden von der Regulierungsbehörde genehmigt und somit auch die Umsetzung dieser Vorgaben in die jeweiligen Allgemeinen Bedingungen überprüft. Das Monitoring der Einhaltung dieser Standards erfolgt durch die Meldung von Kennzahlen durch die Verteilernetzbetreiber. Diese waren zudem angehalten, Befragungen zur Zufriedenheit ihrer Kunden mit der Qualität der Netzdienstleistung durchzuführen und deren Ergebnisse der Regulierungsbehörde zu melden.

Die Zuverlässigkeit und Sicherheit des Netzbetriebs, insbesondere hinsichtlich Versorgungsunterbrechungen aufgrund technischer Störungen und Gebrechen, wurde 2011 von der Regulierungsbehörde überwacht. Die Dauer, Häufigkeit und Ursache von Versorgungsunterbrechungen wurden erhoben.

Zur Umsetzung der Richtlinie 73/2009/EC ermächtigt das im Oktober 2011 in Kraft getretene österreichische Gaswirtschaftsgesetz in § 30 den Vorstand der Regulierungsbehörde, eine Verordnung zur Qualität der Netzdienstleistung für an das Netz angeschlossene Endverbraucher zu erlassen. Diese Verordnung wurde am 29. Mai 2012 veröffentlicht und tritt mit 1. Januar 2013 in Kraft. Die Verordnung enthält einheitliche Standards für die kommerzielle und technische Qualität der Netzdienstleistung sowie Standards in Bezug auf die Behandlung von Versorgungsunterbrechungen. Diese beinhalten auch die Überwachung der Zeit für Netzanschluss und -reparatur.

Im Jahr 2011 wurde die für die Durchführung von Netzzutritten benötigte Zeit nicht direkt überwacht. Da die individuellen Gegebenheiten und Bedürfnisse der Netzzugangsberechtigten stark variieren, wurde von einem Monitoring der Anschlusszeiten auch in der am 29. Mai 2012 veröffentlichten Verordnung zur Qualität der Netzdienstleistung abgesehen. Die Zeit, welche für die Beantwortung von Anträgen auf Netzzutritt benötigt werden kann, ist mit maximal 14 Tagen festgesetzt. Weiters muss eine verbindliche Frist für die Durchführung des Netzzutritts vereinbart werden. Die für Reparaturen und Wartungen benötigte Zeitspanne wird durch eine voraussichtlich mit 1. Januar 2013 in Kraft tretende Verordnung zum Monitoring (§ 131 GWG 2011) überwacht.

### **Speichermarkt**

#### *Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen des Speichermarktes*

Der Zugang zum Speicher ist in GWG 2011 in §§ 97 ff. geregelt. Dabei ist der Zugang auf verhandelter Basis festgelegt worden (§ 98 (1)). Allerdings hat die E-Control alle 3 Jahre oder auf Anfrage eines Speicherunternehmens bzw. eines Speicherzugangsberechtigten einen Bericht über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt zu erstellen und zu veröffentlichen (§98 (2)). In § 98 (2) sind ebenfalls Kriterien für die Analyse dieser Situation und der Wettbewerbsintensität festgehalten worden, z. B. Preisvergleiche, Produktangebots und seiner Nutzung und der Marktkonzentration. Das BMWFJ hat diesen Bericht bei der Beurteilung, ob verhandelter oder regulierter Speicherzugang zugelassen werden soll, zu berücksichtigen; die Entscheidung darüber fällt also das BMWFJ.

Die Regulierung der Speicherentgelte erfolgt nach wie vor über ein Benchmark: Die Speicherentgelte dürfen nicht höher als 20% des Durchschnitts veröffentlichter Entgelte für vergleichbare Leistungen in den Mitgliedstaaten sein; wird diese Grenze überschritten, kann die Regulierungsbehörde die Kostenbasis der Preisansätze bestimmen (§ 99 (2)). Nach wie vor müssen alle Speicherverträge der E-Control vorgelegt werden (§ 101).

Die rechtlichen Vorgaben aus Artikel 15 der EU VO 715/2009 hinsichtlich Speicheranlagen betreffende Dienstleistungen für den Zugang Dritter sind von einer Implementierung in die nationale Gesetzgebung nicht umfasst.

Dagegen sind die Bestimmungen aus Artikel 17 und Artikel 22 der EU VO 715/2009 hinsichtlich Speicheranlagen betreffende Grundsätze der Kapazitätszuweisungsmechanismen und Verfahren für das Engpassmanagement sowie der Handel mit Kapazitätsrechten in den §§ 103 und 104 GWG 2011 detailliert dargestellt. Das Kapazitätsvergabeverfahren muss nach der jeweiligen Kapazitätssituation ausgewählt werden: Eine Auktion hat dann zu erfolgen, wenn die Nachfrage höher als das Angebot ist.

Betreffend Engpassmanagement sieht § 104 GWG 2011 die Errichtung bzw. die Kooperation bei der Errichtung einer übergeordneten Handelsplattform für Sekundärmarktkapazitäten durch Speicherunternehmen vor. Um das Horten von Kapazitäten zu vermeiden, sind einerseits entsprechende Maßnahmen in den Verträgen vorzusehen, andererseits sind nicht genutzte kontrahierte Kapazitäten im Engpassfall durch den Speichernutzer über die Sekundärmarktplattform an Dritte zu verkaufen.

Seit dem 3. März 2011 gelten die Transparenzvorschriften des Artikels 19 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 für die Betreiber von Speicheranlagen sowie die Bestimmungen des Artikels 15 betreffend die Dienstleistungen für den Zugang Dritter zu Speicheranlagen. Eine unmittelbare Umsetzung in nationales Recht wurde nicht vorgenommen.

### *Überwachung der Umsetzung der Vorgaben aus dem 3. Paket Sekundärmarkt*

Die E-Control hat im Rahmen ihrer Überwachungsaufgaben den Umsetzungsstatus der Verpflichtungen gemäß § 104 (1) GWG 2011 im Zuge eines Schreiben an sämtliche in Österreich tätigen Speicherunternehmen erhoben und in diesem Zusammenhang die Wichtigkeit und Dringlichkeit der Schaffung einer zentralen Plattform bzw. des Anschlusses an eine bereits etablierte Handelsplattform für Speicher-Sekundärkapazitäten betont.

Da seitens der Speicherunternehmen diesbezüglich noch keine Handlungen gesetzt wurden, jedoch unterschiedliche Umsetzungsvarianten der Handelsplattform von einzelnen Speicherunternehmen begrüßt wurden, plant die E-Control für 2012 einen gemeinsamen Abstimmungstermin.

Ein transparenter, standardisierter Sekundärmarkt lässt auf eine zukünftig positive Entwicklung im Speichermarkt schließen und hat somit zunehmende Bedeutung vor dem Hintergrund eines funktionierenden Wettbewerbs u.a. in der Endkundenversorgung.

### *Transparenzanforderungen*

Die E-Control hat im Zuge der Überwachungs- und Aufsichtsfunktion gemäß § 24 Abs. 1 E-ControlG festgestellt, dass die fünf Betreiber von Speichereinrichtungen, Rohölaufsuchungsgesellschaft (RAG), OMV Gas Storage (OGS), E.ON Gas Storage (EGS), Gazprom Export, Wingas und Wienenergie Speicher (WESp) die entsprechenden Anforderungen nicht vollständig erfüllt haben bzw. unterschiedlicher Auffassung hinsichtlich des Erfüllungsgrades waren.

Aus diesem Grund wurden seitens E-Control Auslegungsgrundsätze entwickelt, die die Rechtsansicht der Regulierungsbehörde zur Umsetzung der für Speichereinrichtungen betreffende Transparenzanforderungen (Artikel 19 VO (EG) Nr. 715/2009) und Dienstleistungen für den Zugang Dritter (Artikel 15 (2) lit b und c VO (EG) Nr. 715/2009) wiedergeben, und diesbezügliche Mindestanforderungen festgelegt.<sup>35</sup>

Die von der E-Control getroffene Auslegung und damit Konkretisierung der relevanten Bestimmungen verfolgt den Zweck, den Speicherkunden alle für eine fundierte Entscheidung erforderlichen Informationen auf einfache und nichtdiskriminierende Weise zur Verfügung zu stellen. Die mit den Speicherunternehmen konsultierten Auslegungsgrundsätze wurden auf der Homepage der E-Control veröffentlicht und inzwischen auch entsprechend umgesetzt.

Für 2012 sieht die E-Control im Zuge des laufenden Monitorings eine weitere nationale sowie über die CEER Gas Storage Task Force (GST TF) eine erstmals auf breiter Basis international durchgeführte Überprüfung der Umsetzung der Transparenzanforderungen vor.

### *Entwicklung des Speichermarktes in 2011*

Aufgrund der geologischen Voraussetzungen gibt es in Österreich ausschließlich Porenspeicher, die sich aufgrund ihres umfangreichen Speichervolumens vor allem zur Abdeckung saisonaler Bedarfsschwankungen, im Gegensatz zu Kavernenspeicher zur Spitzenabdeckung, eignen. Die Entwicklung von ausgeförderten Erdgaslagerstätten zu Gasspeichern wird von verschiedenen Speicherunternehmen nur in Kooperation mit OMV oder RAG durchgeführt. Dabei kann der Speicher Haidach nach wie vor nicht direkt für die österreichische Regelzone Ost genutzt werden. Die Anbindung von Seven Fields ist 2012 erfolgt.

Die Speicherkapazitäten in Österreich wurden in 2011/2012 um 50 % gegenüber 2010 auf 7,4 Mrd. m<sup>3</sup> Arbeitsgasvolumen erhöht. Mit 1. April 2011 wurde die zweite Ausbaustufe des Erdgasspeichers Haidach fertig gestellt und das Arbeitsgasvolumen auf 2,64 Mrd. m<sup>3</sup> erhöht. Die erste Ausbaustufe des von RAG und E.ON Gas Storage entwickelten Joint Venture Speichers „7Fields“ mit einem Arbeitsgasvolumen von rund 1,1 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas wurde in 2011 in Betrieb genommen. Ebenfalls wurde der RAG-eigene Speicher Aigelsbrunn mit einem Arbeitsgasvolumen von 100 Mio. AGV Erdgas in Betrieb genommen. Damit sind die Anteile der Speicherunternehmen OMV und RAG gesunken und damit die Marktkonzentration. Der HHI liegt nach wie vor höher als 1.800.

<b>SPEICHERKAPAZITÄTEN IN ÖSTERREICH</b>						
Speicherunternehmen/Speicher	Einspeicher- rate in m <sup>3</sup> /h	Anteil an gesamter Ein- speicherrate	Entnahme- rate in m <sup>3</sup> /h	Anteil an gesamter Entnahme- rate	Arbeitsgasvo- lumen in Mio. m <sup>3</sup>	Anteil an gesamtem Arbeitsgas- volumen
OMV-Schönkirchen	650.000	22,53%	960.000	27,07%	1.780	24,02%
OMV-Tallesbrunn	125.000	4,33%	160.000	4,51%	400	5,40%
OMV-Thann	115.000	3,99%	130.000	3,67%	250	3,37%
<b>OMV Speicher gesamt</b>	<b>890.000</b>	<b>30,85%</b>	<b>1.250.000</b>	<b>35,24%</b>	<b>2.430</b>	<b>32,79%</b>
RAG-Puchkirchen	520.000	18,02%	520.000	14,66%	1.100	14,84%
RAG-Haidach 5	20.000	0,69%	20.000	0,56%	16	0,22%
RAG-Aigelsbrunn	50.000	1,73%	50.000	1,41%	100	1,35%
<b>RAG Speicher gesamt</b>	<b>590.000</b>	<b>20,45%</b>	<b>590.000</b>	<b>16,63%</b>	<b>1.216</b>	<b>16,41%</b>
Astora-Haidach	333.333	11,55%	366.667	10,34%	867	11,69%
Gazprom-Haidach	666.667	23,11%	733.333	20,67%	1.733	23,39%
E.ON-Gas-Storage- 7fields	405.030	14,04%	607.000	17,11%	1.165	15,72%
<b>Summe</b>	<b>2.985.030</b>	<b>100%</b>	<b>3.547.000</b>	<b>100%</b>	<b>7.411</b>	<b>100%</b>

**Tabelle 7:** Speicherkapazitäten in Österreich, Stand Juni 2012

Quellen: Homepages der Unternehmen: [www.omv.com](http://www.omv.com); [www.rohoel.at](http://www.rohoel.at); [www.astora.de/speicher.html](http://www.astora.de/speicher.html); [www.eon-gas-storage.de](http://www.eon-gas-storage.de); [www.gazpromexport.ru/en/haidach/](http://www.gazpromexport.ru/en/haidach/)

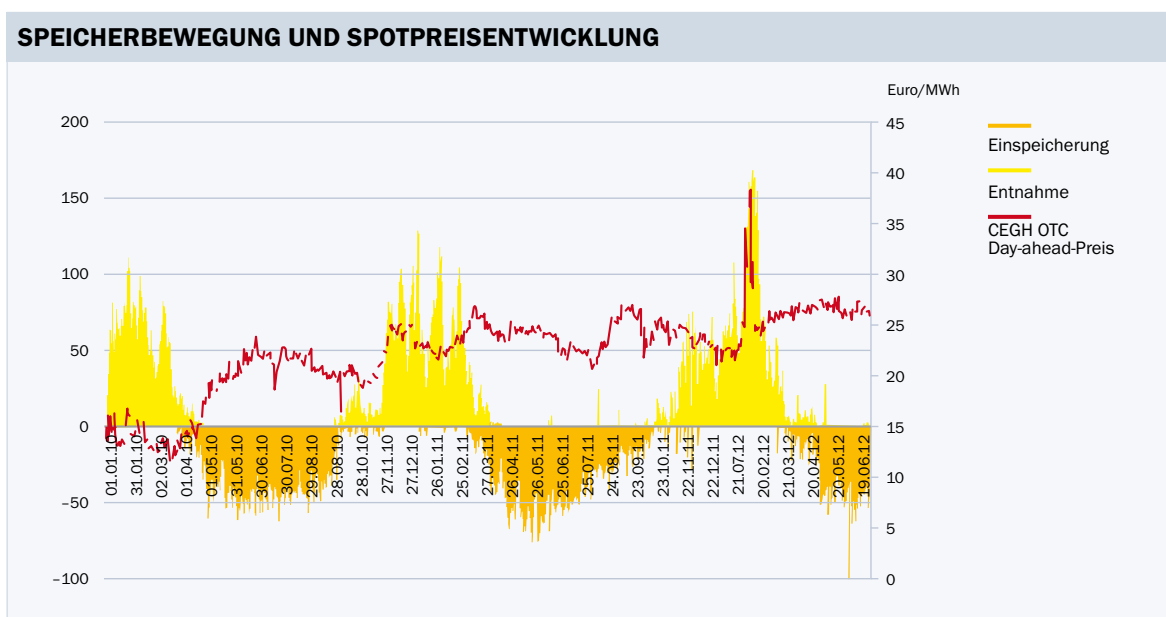
Zudem wird auch der Speicher LAB in der Slowakei von österreichischen Unternehmen über die Leitung MAB genutzt. Dieser Speicher hat ein AGV von 652 Mio. m<sup>3</sup> und eine Entnahmeleistung von 285.416 m<sup>3</sup>/h.<sup>36</sup>

Mit der Erhöhung der Speicherkapazitäten in 2011 und der Anbindung des Speichers Seven Fields stehen zusätzliche Speicherkapazitäten auch für neue Anbieter zur Verfügung. Für das Speicherjahr 2012/2013 haben die Speicherunternehmen im Juli 2012 noch 6 % der Speicherkapazitäten frei und 18 % der Entnahmeleistung. Beim günstigsten Speicherunternehmen, der OMV Gas Storage, sind jedoch keine gebündelten Speicherprodukte (Kombination von Arbeitsgasvolumen, Entnahme- und Ausspeicherleistung) mehr erhältlich.

Neben dem Primärmarkt werden Speicherkapazitäten auch auf dem Sekundärmarkt gehandelt – in welchem Umfang ist nicht bekannt.

<sup>36</sup> Vgl. <http://pozagas.sk/en/ungsf-lab-4/>

Die Speicher in Österreich haben vor allem in der Kältewelle und während der Einschränkungen der Lieferungen aus den langfristigen Verträgen der Gazprom Export eine bedeutende Rolle gehabt, nicht nur für die Gasversorgung, sondern auch preisdämpfend auf den Spotpreis. Wie *Abbildung 49* zeigt, sind die Spotpreise seit 2. Februar 2012 deutlich gestiegen, mit einem Spitzenwert am 7.2. Nachdem die Speicherentnahmen erhöht wurden, sind die Spotpreise wieder gefallen. Deutlich zu sehen ist auch der Einfluss der Speichernachfrage auf die Spotpreise: Mit Beginn der Einspeicherperiode sind die Preise gestiegen (2011) oder zumindest auf einem gleichbleibenden Niveau geblieben (2012).



**Abbildung 49:** Speicherbewegungen und Spotpreisentwicklung in Baumgarten

Quellen: ICIS Heren, Gas Storage Europe; die Speicherdaten für Baumgarten enthalten Speicher in Österreich, Tschechische Republik, Ungarn, Polen und Slowakei; [www.transparency.gie.eu.com](http://www.transparency.gie.eu.com)

#### **Darstellung der Schutzmaßnahmen gem. Art. 42: Energielenkungs-konzept**

Siehe im Stromteil: Darstellung der Schutzmaßnahmen gem. Art. 42: Energielenkungs-konzept

Auch im Gasbereich werden regelmäßig Krisenübungen abgehalten, um wesentliche Aspekte des Zusammenspiels und der Abstimmung von Krisenmechanismen überprüfen und verbessern zu können.

Die gemäß § 4 Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung zu meldenden Vorschau-daten werden, ähnlich wie im Elektrizitätsbereich, regelmäßig einer Evaluierung unterzogen.

Mit Inkrafttreten des GWG 2011 sind einige wesentliche Änderungen sowohl bei der Abgrenzung der Regelzone(n) wie auch bei den verschiedenen Abläufen im Marktmodell in Kraft getreten, die im kommenden Jahr umzusetzen sein werden. Daraus ergeben sich allerdings auch Auswirkungen auf einige Bereiche der Energielenkung, sodass grundsätzliche Überlegungen zum Themenbereich Energielenkung notwendig sein werden.

## **NETZENTGELTE FÜR ANSCHLUSS UND ZUGANG**

Die Umsetzung der Erdgasbinnenmarkttrichtlinie 2009/72/EG erfolgt im österreichischen Rechtsrahmen durch das Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) und das Energie-Control-Gesetz (E-ControlG). Vergleichbar zum Strombereich kann die Umsetzung oft nicht anhand einzelner Rechtsstellen dargestellt werden. So erfolgt die Umsetzung des Art. 41 Abs. 1 lit a erfolgt in den §§ 69,74 und 82 GWG 2011. Art. 41 Abs. 6 lit a hinsichtlich des Anschlusses und Zugangs zu den Netzen sowie entsprechende Tarife wird wiederum in den §§ 31, 32, 69,74 und 82 GWG 2011 umgesetzt. §§ 79ff GWG 2011 regeln die Kosten- und Mengenermittlung für Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber und setzen somit die Vorgaben des Art. 41 Abs. 8 um. Art. 41 Abs. 10 der Richtlinie wird in den §§ 32 und 69 GWG 2011 umgesetzt. Beschwerdemöglichkeiten, wie in Art. 41 Abs. 12 der Richtlinie vorgesehen, sind in § 9 Abs. 2 EControlG geregelt. Die Regelung des Art. 41 Abs. 1 lit f, hinsichtlich der Verhinderung von Quersubventionen wird in den §§ 8 und 82 GWG 2011 sowie in den §§ 24 sowie 25 EControlG umgesetzt.

## **BESTIMMUNG DER NETZNUTZUNGSENTGELTE**

Der österreichische Gasmarkt wurde im Jahr 2002 (also ein Jahr später als der Strommarkt) liberalisiert. Eine wesentliche Aufgabe der Regulierungsbehörde besteht seither darin, die Entgelte der regulierten Netzbetreiber festzusetzen. Am Beginn der Regulierungsphase wurden die Entgelte im Rahmen eines Kosten-Plus-Regulierungssystems ermittelt. Seit Beginn des Jahres 2008 werden die Gasverteilernetze vergleichbar zu den Stromverteilernetzen ebenfalls im Rahmen von langfristig stabilen Anreizregulierungsregimen reguliert. Dabei werden die tatsächlichen Kosten von den zugestandenen Erlösen für die Dauer der Regulierungsperiode entkoppelt. Dabei wird eine geprüfte Kostenbasis mittels Auf- und Abschlagsfaktoren, welche im Wesentlichen die Preissteigerungen der Branche sowie die branchen- und unternehmensspezifische Effizienzentwicklung abbilden, jährlich neu angepasst. Unter Berücksichtigung von Investitions- und Betriebskostenfaktoren, welche die Entwicklung der Kapital- und Betriebskosten während der Regulierungsperiode beachten, wird die angepasste Kostenbasis in jährlich neu bestimmte Entgelte übergeleitet. Während im Strombereich die Unternehmen gefordert sind, ihre Ineffizienzen innerhalb von zwei Regulierungsperioden von jeweils 4 Jahren abzubauen, beträgt der Zeitraum im Gasbereich 10 Jahre (unterteilt in zwei Regulierungsperioden von jeweils 5 Jahren). Derzeit laufen intensive Vorbereitungen für die Ausgestaltung der Regulierungssystematiken für die bevorstehenden Anreizregulierungsperioden der Gas- und Stromverteilernetze. Obwohl selbstverständlich Regulierungsgrundsätze wie etwa Versorgungssicherheit und Effizienz nach wie vor oberste Priorität haben, ist darauf zu achten, dass für die Unternehmen ein stabiler Regulierungsrahmen, verbunden mit Investitionssicherheit und einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals, sichergestellt ist. Während die Rahmenbedingungen für die zweite Anreizregulierungsperiode Gas (Start der Regulierungsperiode mit Beginn 2013) ähnlich zur ersten Periode fortgesetzt werden und die Effizienzziele der Unternehmen unverändert bleiben, wird das bestehende Regulierungsmodell für die Stromverteilernetze analysiert und für die 3. Periode mitunter völlig neu spezifiziert werden.

Laut § 79 GWG haben die den Entgelten zugrunde liegenden Kosten dem Grundsatz der Kostenwahrheit zu entsprechen und sind differenziert nach Netzebenen zu ermitteln. Dem Grunde und der Höhe nach angemessene Kosten sind zu berücksichtigen. Investitionen sind in angemessener Weise, ausgehend von den ursprünglichen Anschaffungskosten sowie den Finanzierungskosten, zu berücksichtigen. Für die Ermittlung der Kosten sind Zielvorgaben zugrunde zu legen, die sich am Einsparungspotential der Unternehmen orientieren. Dabei sind die festgestellten Kosten sowohl um generelle Zielvorgaben, die



sich an Produktivitätsentwicklungen orientieren, als auch um die netzbetreiberspezifische Teuerungsrate anzupassen. Individuelle Zielvorgaben können aufgrund der Effizienz der Netzbetreiber berücksichtigt werden. Der Zeitraum zur Realisierung der Zielvorgaben (Zielerreichungszeitraum) kann durch die Regulierungsbehörde im jeweiligen Kostenbescheid in ein- oder mehrjährige Regulierungsperioden unterteilt werden. Beeinflusst das vertikal integrierte Elektrizitätsunternehmen die Kosten des Netzbetreibers durch Verrechnungen, muss der Netzbetreiber diese Kosten ausreichend belegen. Um Quersubventionen zwischen Übertragungs-, Verteilungs- und Versorgungstätigkeiten zu verhindern, hat daher das vertikal integrierte Elektrizitätsunternehmen auf Verlangen der Regulierungsbehörde die Kalkulationsgrundlage für die Verrechnungen vorzulegen.

#### *Festsetzung Netztarife Fernleitungen und Verteilnetze*

Die Netznutzungsentgelte im Gasbereich wurden mit Beginn des Jahres 2011 durch eine entsprechende Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2008 Novelle 2011) angepasst.

Die Rahmenbedingungen für die Gas-Netznutzungsentgelte waren für die Verordnung ungünstig. Die branchenspezifische Teuerungsrate liegt mit 2,36 % im Durchschnitt der letzten Jahre. Hauptfaktor der Tarifierhöhungen ist neben den notwendigen und massiven Investitionen in die Erweiterung der Infrastruktur auch der gravierende Mengenrückgang in den Heizperioden 2007 bis 2009.

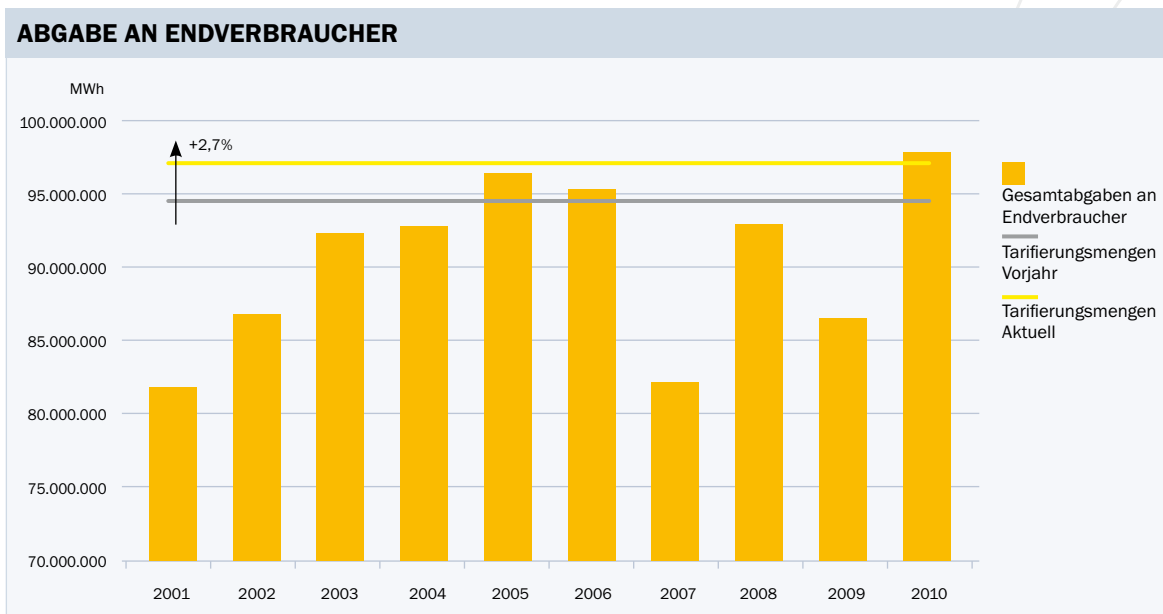
Für die Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2008 Novelle 2012) können, wie schon in den letzten Jahren, die Investitionen in die Süd- bzw. Westschiene mit einem geplanten gesamten Investitionsvolumen von mehr als 600 Mio. EUR bis voraussichtlich Ende 2013 genannt werden. Inzwischen wurden Investitionen in Höhe von 402 Mio. EUR getätigt, hieraus resultierten für die Tarife bereits Kapitalkosten (Abschreibungen und Finanzierungskosten) von 36 Mio. EUR.

Die Süd- und Westschiene sind ein wesentlicher Einflussfaktor für die Kostenermittlung, da die Investitionsabgeltung beinahe 40 % der Kosten der Fernleitungen bzw. rund 7,5 % der gesamten Netzkosten der Regelzone Ost ausmachen.

Um auch im Verteilnetz Investitionen und zusätzliche Betriebskosten während der Anreizregulierung abdecken zu können, wird für Gasverteilernetzbetreiber ebenso wie im Bereich der Stromverteilernetze ein Investitions- und Betriebskostenfaktor gewährt, der zusätzliche Anreize für Investitionen im Verteilnetz bringen soll. Diese beiden Faktoren stellen sicher, dass Verteilnetzbetreiber ihre bestehenden Gasnetze sicher und zuverlässig betreiben können und darüber hinaus auch Erweiterungen zur Gewinnung neuer Kunden ermöglicht werden.

Positiv zu erwähnen ist die Entwicklung der Tarifierungsmenge, die im Gegensatz zum letzten Jahr wieder gestiegen ist. Als Mengenbasis wird ein 3-Jahres-Mittel der letzten verfügbaren Jahre herangezogen, für die Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2008 Novelle 2012) wurden die Mengen des Jahres 2008 bis 2010 herangezogen. Daraus resultiert eine Steigerung der Tarifierungsmenge von rund 2,7 %, welche aufgrund der Berechnungssystematik positiv auf die Tarifierwicklung wirkt.





**Abbildung 50:** Entwicklung der Abgabe an Endverbraucher, Basis Entgeltermittlung  
 Quelle: E-Control

Aufgrund der wesentlichen Aspekte der Investitionstätigkeit und der Entwicklung der Tarifierungsmenge unter Berücksichtigung der Parameter der Anreizregulierung ergibt sich im Österreichschnitt eine Senkung der Netztarife zum Vorjahr von 1%. 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 5 % gesenkt wurde.

Aktuell wurden die Netznutzungsentgelte im Gasbereich somit mit 1. Jänner 2012 durch eine entsprechende Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2008 Novelle 2012) angepasst. Während die Verfahren im Strombereich im Jahr 2011 erstmals im Rahmen eines Bescheidverfahrens abgewickelt wurden, erfolgte die Tarifiermittlung im Gasbereich im Jahr 2011 letztmals im Rahmen des bestehenden einstufigen Verordnungsverfahrens. Eine Umstellung auf Basis des nunmehr 2011 in Kraft getretenen Gaswirtschaftsgesetzes wird im Zuge der Entgeltermittlungsverfahren im Jahr 2012 (Entgelte 2013) erfolgen. Netzbetreiber werden analog zu den Stromnetzen einen Bescheid über ihre festgestellte Kosten- und Mengenbasis als Grundlage für die Entgelte des Jahres 2013 erhalten. Die Kostenbasis für das Jahr 2013 wird entsprechend der Regulierungsparameter für die 2. Anreizregulierungsperiode angepasst.

Durch das Inkrafttreten des GWG 2011 wurde der erste Schritt für die Umsetzung des 3. Liberalisierungspakets gesetzt. Das Gesetz sieht vor, dass die Fernleitungsnetzentgelte ab 1. Jänner 2013 nicht mehr auf Basis von Vertragspfaden, sondern auf Basis eines Entry-Exit-Systems ausgestaltet werden sollen. Die durch das Gesetz vorgesehenen Änderungen bedeuten für den österreichischen Gasmarkt eine durchgehende Umgestaltung der bisherigen Prozesse und die Etablierung eines virtuellen Handelspunktes in Österreich. Damit soll eine höhere Liquidität und damit verbunden mehr Wettbewerb geschaffen werden. Im Bereich der Fernleitungen wurde weiters im Jahr 2011 mit der Evaluierung der genehmigten Tarifmethoden begonnen. Diese Regulierungssystematik wurde im Jahr 2007 implementiert und wird seitens der Behörde alle vier Jahre überprüft.

## **GASTRANSPORT –**

### **GRENZÜBERSCHREITENDE KAPAZITÄTEN UND ENGPASSMANAGEMENT-MECHANISMEN**

Das österreichische Gaswirtschaftsgesetz 2009 unterschied in seinen Bestimmungen zur Regulierung der Netze zwischen dem Netzzugang für inländische Kunden und dem Netzzugang für grenzüberschreitende Erdgastransporte. Im Rahmen der Umsetzung des Dritten Energiemarktliberalisierungspaketes und der Novellierung des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG 2011) wurde der Netzzugang zu Fernleitungen in Österreich wesentlich verändert und ein so genanntes Entry/Exit-System, bei dem Einspeisekapazitäten unabhängig von Ausspeisekapazitäten gebucht und gehandelt werden können, eingeführt.

Zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs hat die E-Control 2012 eine Verordnung zu Regelungen zum Gas-Marktmodell (Gas-Marktmodell-Verordnung 2012) erlassen, welche mit 1. Jänner 2013 in Kraft tritt. In dieser Verordnung wurde unter anderem die Versteigerung von Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten sowie folgende Engpassmanagement-Regelungen vorgesehen:

- > Sekundärmarkt,
- > kurzfristiges (day-ahead) Use-it-or-lose-it (UIOLI) Verfahren, bei dem für den nächsten Tag nicht nominierte Kapazitäten auf fester Basis auktioniert werden, und
- > langfristiges UIOLI-Verfahren, bei dem der Fernleitungsnetzbetreiber systematisch ungenutzte Kapazitäten den Netzbenutzern entzieht und als Primärkapazität wieder anbietet.

Prinzipiell ist der österreichische Gasmarkt charakterisiert durch einen hohen Anteil an Erdgas, der durch Österreich transportiert wird. Von der im Jahr 2011 physisch importierten Menge an Gas wurde rd. 80% wieder exportiert. Insgesamt wurden 2011 rd. 488 TWh physisch importiert. Der größte Anteil der physischen Exporte ging nach Italien. Im Jahr 2011 waren dies rd. 384 TWh.

Die Fernleitungen, die vorwiegend für grenzüberschreitende Erdgastransporte genutzt werden, haben zusammen eine Länge von 2.000 km. Die Gas Connect Austria (GCA) GmbH ist der technische Betreiber sämtlicher österreichischer Fernleitungen. Die Kapazitäten für alle Ein- und Ausspeisepunkte werden ab 1. April 2013 auf einer zentralen Online-Plattform in Form einer Auktion vergeben.

GCA wird die Kapazitäten für folgende maßgebliche Punkte vermarkten:

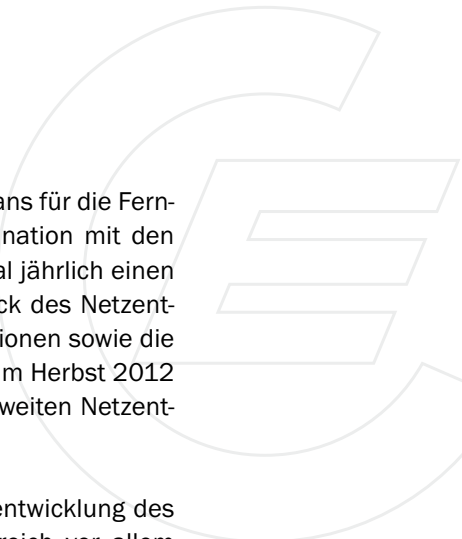
- > Einspeisepunkte: Baumgarten GCA, Überackern ABG und Überackern SUDAL,
- > Ausspeisepunkte: Mosonmagyaróvár, Murfeld, Petrzalka, Überackern ABG und Überackern SUDAL.

Die Baumgarten-Oberkappel Gasleitung GmbH wird Kapazitäten für folgende maßgebliche Punkte vermarkten:

- > Einspeisepunkte: Baumgarten BOG und Oberkappel,
- > Ausspeisepunkte: Baumgarten BOG und Oberkappel.

Die Trans Austria Gasleitung GmbH wird Kapazitäten für folgende maßgebliche Punkte vermarkten:

- > Einspeisepunkte: Baumgarten TAG und Arnoldstein,
- > Ausspeisepunkte: Arnoldstein.



Das GWG 2011 sieht außerdem die Erarbeitung eines koordinierten Netzentwicklungsplans für die Fernleitungsebene (§ 62) vor. Der Marktgebietsmanager hat dabei die Aufgabe, in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern und unter Berücksichtigung der langfristigen Planung, einmal jährlich einen solchen Plan zu erstellen. Dieser Plan ist dann von der E-Control zu genehmigen. Zweck des Netzentwicklungsplans ist es, Marktteilnehmer über Netzausbauprojekte, beschlossene Investitionen sowie die relevanten Zeitpläne zu informieren. Der erste koordinierte Netzentwicklungsplan muss im Herbst 2012 eingereicht werden. Dieser muss gem. GWG 2011 § 63 Abs. 6 mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan kohärent sein.

Zu den Aufgaben der E-Control zählt auch die Zusammenarbeit zum Zweck der Weiterentwicklung des Europäischen Energiebinnenmarktes. Die E-Control kommt dieser Aufgabe im Gasbereich vor allem durch die aktive Mitarbeit in der Europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) sowie im Council of European Energy Regulators (CEER) nach. Darüber hinaus arbeitet E-Control auch auf regionaler Ebene mit anderen Regulatoren im Rahmen der Gas Regional Initiative zusammen. Die E-Control sitzt gemeinsam mit der italienischen Regulierungsbehörde Autorità per l'energia elettrica e il gas der Gas Regionalen Initiative Süd-Süd-Ost vor.

#### ***Erfüllung der rechtlichen Vorschriften für Fernleitungsnetzbetreiber in Bezug auf VO (EG) 715/2009***

Fernleitungsnetzbetreiber müssen auf regionaler Ebene miteinander kooperieren und hierfür im Speziellen alle zwei Jahre einen unverbindlichen regionalen Investitionsplan erstellen. Die Österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber sind an der Erarbeitung zwei dieser regionalen Pläne, für Nord-Süd Zentralosteuropa sowie für den südlichen Korridor, beteiligt. Beide Pläne wurden erstmals 2011 erstellt und Anfang 2012 zur Konsultation gestellt. Regionale Investitionspläne fließen in einem weiteren Schritt in die Erarbeitung des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans durch den Europäischen Verbund der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (ENTSOG) ein.

Verordnung (EG) 715/2009 sieht unter anderem auch vor, dass ein nicht-diskriminierender Netzzugang für Dritte, zu standardisierten Bedingungen, gegeben sein muss sowie dass feste und unterbrechbare Kapazitäten angeboten werden müssen. Die österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber erfüllten diese Vorgaben auch 2011 weiterhin.

Seit dem 3. März 2011 gelten für die Fernleitungsnetzbetreiber strengere Vorschriften bezüglich Transparenzanforderungen. Im Rahmen einer Überprüfung der Veröffentlichungen der österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber wurde im Frühjahr 2011 die Einhaltung all dieser Vorschriften überprüft und wo erforderlich wurden die Veröffentlichungen durch die Fernleitungsnetzbetreiber nachgebessert. Alle Veröffentlichungspflichten werden nun von den Fernleitungsnetzbetreibern erfüllt. Das GWG 2011 sieht die Errichtung einer Online-Plattform vor, auf welcher in Zukunft alle Veröffentlichungspflichten zentral erfüllt werden.

### **ÜBERWACHUNG DER GESETZSEINHALTUNG**

Die Art. 41 (1) b, q, (3) a, b, e, (5) b, d, e, f, g und h RL 2009/73/EG (nachfolgend: Gas-RL) wurden durch § 24 Abs. 1 und § 25 E-ControlG in nationales Recht umgesetzt. Der E-Control sind demnach Überwachungs- und Aufsichtsaufgaben zugewiesen; in Erfüllung dieser Aufgaben kann die E-Control mit Bescheid die Herstellung des rechtmäßigen Zustandes auftragen (§ 24 Abs. 1 und 2 E-ControlG). Gemäß § 25 E-ControlG bestehen besondere Überwachungs- und Aufsichtsfunktionen in Bezug auf Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber (wie z.B. Überwachung der Kommunikation, Genehmigung der Verträge, Überprüfung des Schriftverkehrs, fortlaufende Kontrolle der geschäftlichen und finanziellen Beziehungen, Übertragung der Aufgaben des ITO an einen benannten ISO bei wiederholten Verstößen des ITO).

Art. 41 (5) a Gas-RL wurde in § 164 GWG 2011 umgesetzt, wonach über Antrag der Regulierungsbehörde das Kartellgericht Geldbußen bei Verletzung des Gleichbehandlungsgebotes zu verhängen hat.

Die Umsetzung von rechtlich bindenden Entscheidungen von ACER und der Kommission nach Art. 41 (1) und Art. 43 Gas-RL wurde im nationalen Recht in § 21 Abs. 6 E-ControlG verankert.

Art. 37 (4) b Gas-RL wurde durch § 21 Abs. 2 E-ControlG umgesetzt, wonach die E-Control Untersuchungen macht und Gutachten sowie Stellungnahmen über die Markt- und Wettbewerbsverhältnisse im Elektrizitäts- und Erdgasbereich erstattet. Weiters sind der E-Control Überwachungs- und Aufsichtsaufgaben zugewiesen; in Erfüllung dieser Aufgaben kann die E-Control mit Bescheid die Herstellung des rechtmäßigen Zustandes auftragen (§ 24 Abs. 1 und 2 E-ControlG).

Strafzahlungen werden von der E-Control nicht erhoben.

### **STREITSCHLICHTUNG**

Art. 37 Abs. 11 und 12 und Art. 37 Abs. 4e sind im E-ControlG in § 26 (Schlichtung von Streitigkeiten) umgesetzt worden. Dabei ist der Zeitraum, innerhalb dessen eine Entscheidung herbeizuführen ist, auf 6 Wochen verkürzt worden.

Für die Streitschlichtung gem. § 21 (Verwaltung der Transportkapazitäten im Verteilergebiet) und § 39 Abs. 4 GWG (Bilanzgruppenvertrag) ist dabei die Regulierungskommission zuständig (§ 12 Abs. 1 E-ControlG).

## Entwicklung des Wettbewerbs auf dem österreichischen Gasmarkt

### AUFBRINGUNG UND VERWENDUNG VON GAS

Tabelle 7 zeigt die Bilanz der Gaswirtschaft für 2011 und die Veränderung gegenüber 2010. Die gesamte inländische Erdgasabgabe an Endkunden betrug im Berichtsjahr 95.634 GWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 6,3% gesunken.

Die Im- und Exporte sind mit Zuwächsen von 17,1% bzw. 14,1% jeweils deutlich angestiegen, während die inländische Produktion um 1,9% leicht gesunken ist. Bei der Speicherbewirtschaftung ist festzuhalten, dass im Berichtsjahr netto 22.069 GWh eingespeichert wurde, während im Vorjahr 7.934 GWh netto entnommen wurden. Diese Erhöhung ist im Wesentlichen auf die Befüllung der Speicher Haidach und Seven Fields zurückzuführen.

<b>BILANZ DER GASWIRTSCHAFT FÜR 2011</b>			
	Mio m <sup>3</sup> (2011)	GWh (2011)	Veränderung zu 2010
Importe	43.628	488.199	+17,1%
Produktion	1.683	18.837	-1,9%
Speicharentnahme	2.863	32.042	-16,4%
Exporte	34.358	384.467	+14,1
Speichereinpressung	4.836	54.112	+78,1
Eigenverbrauch, Verluste, Netzverluste; Stat. Differenz	435	4.865	
Abgabe an Endkunden	8.546	95.634	-6,3%
Maximaler Tagesverbrauch	46,7	523,0	
Minimaler Tagesverbrauch	9,1	102,2	

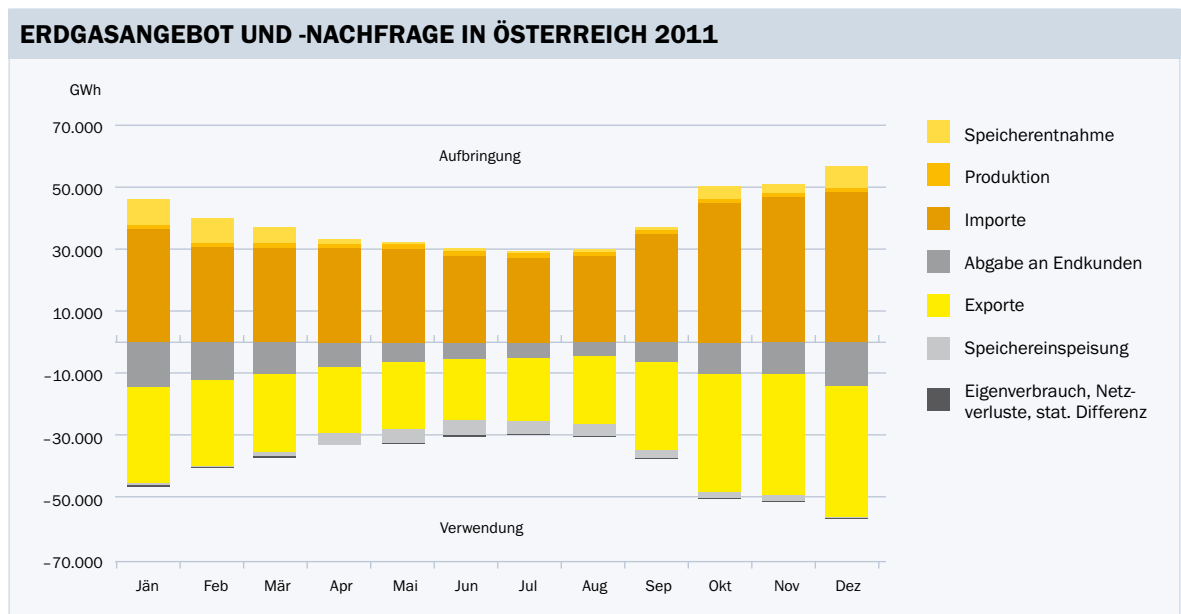
**Tabelle 8:** Bilanz der Gaswirtschaft für 2011

Quelle: E-Control

### Entwicklung von Erdgasangebot und -nachfrage in Österreich im Jahr 2011

Erdgasangebot und -nachfrage in Österreich in 2011 sind in *Abbildung 48* dargestellt.

Auf der Verbrauchsseite (Nachfrage, im negativen Saldo) zeigt sich deutlich die Variation im Verbrauch zwischen Sommer und Winter und die saisonale Verwendung von Erdgasspeichern. 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 48* unterstreichen daher deutlich die Bedeutung von Speichern als saisonales Flexibilitätsinstrument.



**Abbildung 51:** Erdgasangebot und Nachfrage in Österreich, 2011  
 Quelle: E-Control

## GROSSHANDELSMARKT GAS

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

### Entwicklung der Inlandsproduktion

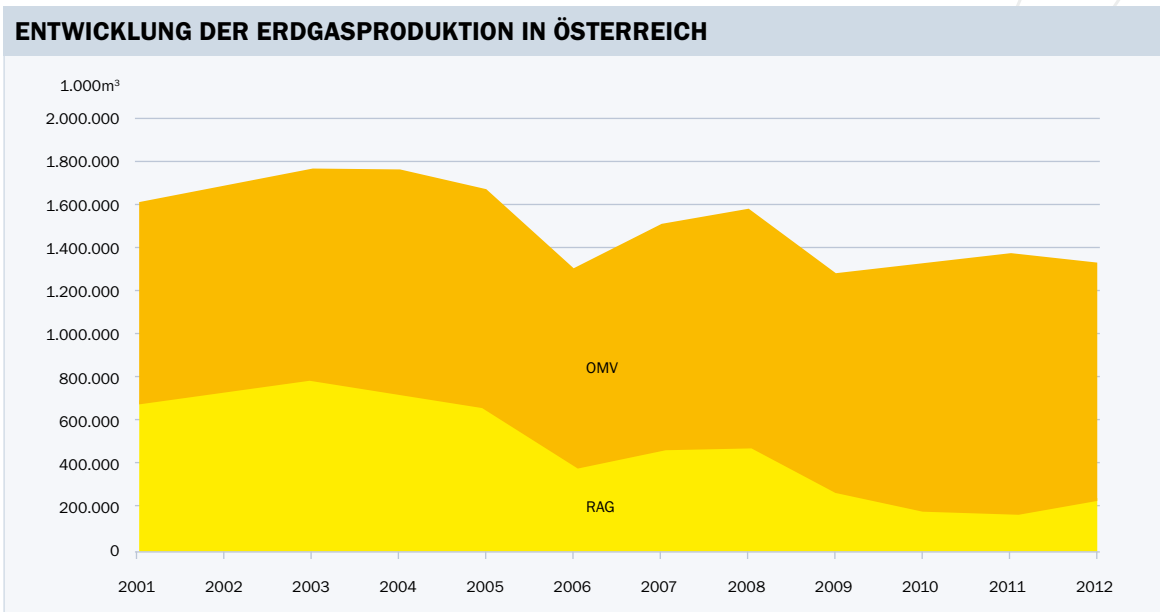
Erdgasvorkommen und -förderstätten befinden sich in Niederösterreich, Wien und Oberösterreich.<sup>37</sup> Produzenten sind OMV Austria Exploration und Production, ein Geschäftsbereich der OMV AG und RAG AG. Die Erdgasförderung lag 2011 bei 1,33 Mrd. m<sup>3</sup> und damit um 3,2 % niedriger als im Vorjahr.<sup>38</sup>

Dies ist vor allem auf den Rückgang der OMV Produktion von -8 % zurückzuführen. Die Produktion der RAG, die an der gesamten Erdgasproduktion 2011 einen Anteil von 18,8 % hatte, hat dagegen deutlich um ca. 23 % zugenommen. Insgesamt hat die Produktion der RAG seit 2000 jedoch deutlich abgenommen (um 60 %, *Abbildung 52*). Der Anteil der OMV Austria E&P betrug 2011 82,2 %. Im Vergleich zu 2000 hat die Produktion der OMV E&P um 20 % zugenommen.

Die inländische Erdgasproduktion hat einen Anteil von 15,4 % am Angebot im Großhandelsmarkt (Nettoimporte und Produktion). Die inländischen Produktionsmengen werden z.T. über langfristige Verträge verkauft, über die Vertragskonditionen, z. B. Preise, gibt es keine Informationen. Es ist auch nicht bekannt, welcher Anteil der Produktion exportiert wird. Nach eigenen Angaben beliefert RAG auch ausländische Energieversorger mit Erdgas. Auch Econgass exportiert einen Großteil ihrer Bezugsmengen, darunter auch von OMV E&P.

<sup>37</sup> [http://www.gaswaerme.at/beg/themen/index\\_html?uid=2662](http://www.gaswaerme.at/beg/themen/index_html?uid=2662)

<sup>38</sup> Erdöl- und Erdgasdaten 2011 (Österreich und weltweit), Zusammenfassung des „GBA-Erdölreferates 2002“, [http://www.geologie.ac.at/pdf/Erdoelreferat/erdoelref\\_2011.pdf](http://www.geologie.ac.at/pdf/Erdoelreferat/erdoelref_2011.pdf)



**Abbildung 52:** Entwicklung der Erdgasproduktion in Österreich nach Produzenten von 2000–2011 in 1000 m<sup>3</sup>  
 Quellen: verschiedene Jahrgänge Erdöl- und Erdgasdaten (Österreich und weltweit), z. B. unter [http://www.geologie.ac.at/pdf/Erdoelreferat/erdoelref\\_2011.pdf](http://www.geologie.ac.at/pdf/Erdoelreferat/erdoelref_2011.pdf)

### Entwicklung der Importe

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

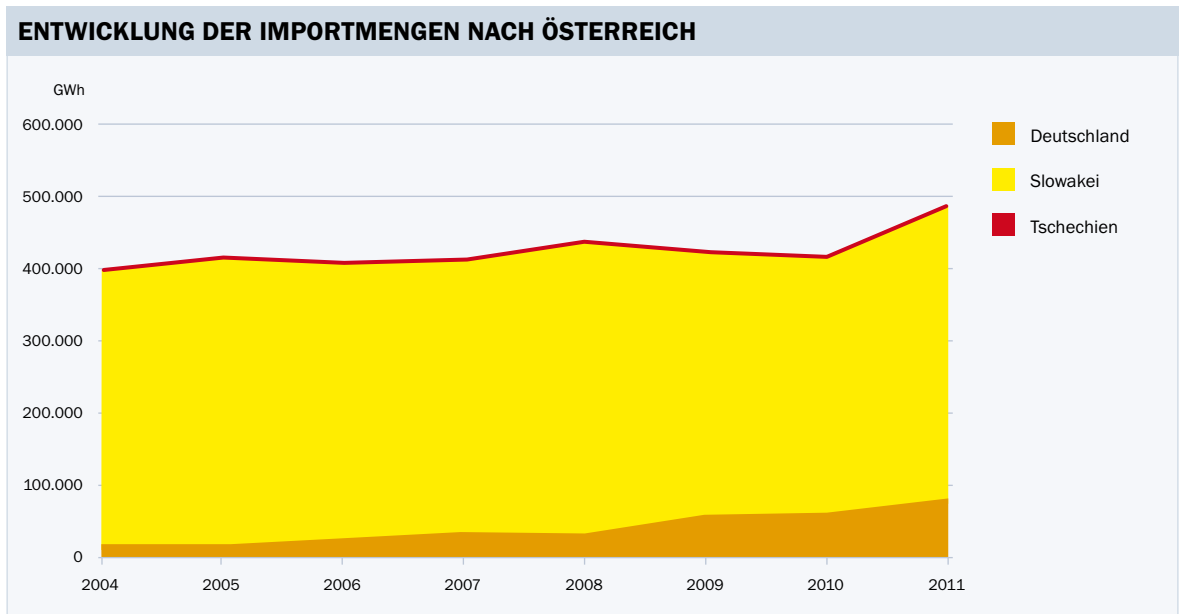
Basis der Importe aus Russland und Norwegen<sup>39</sup> sind langfristige Take-or-Pay-Verträge zwischen den Produzenten und österreichischen Importeuren. Die Verträge mit Gazprom Export sind 2006 neu strukturiert worden und laufen bis 2027.<sup>40</sup> Auch die Verträge mit norwegischen Gasproduzenten sind nach der Liberalisierung und der damit notwendigen Auflösung der Einkaufsgemeinschaft Austria Ferngas (AFG)<sup>41</sup> neu gestaltet worden, Details sind allerdings nicht bekannt. Auch aus Deutschland wird importiert; allerdings deutlich geringere Vertragsmengen als aus Russland und Norwegen.

Die Importmengen sind seit 2004 angestiegen (Abbildung 53). 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. m<sup>3</sup> 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). In 2011 ist der Speicher Seven Fields über das deutsche Netz befüllt worden.

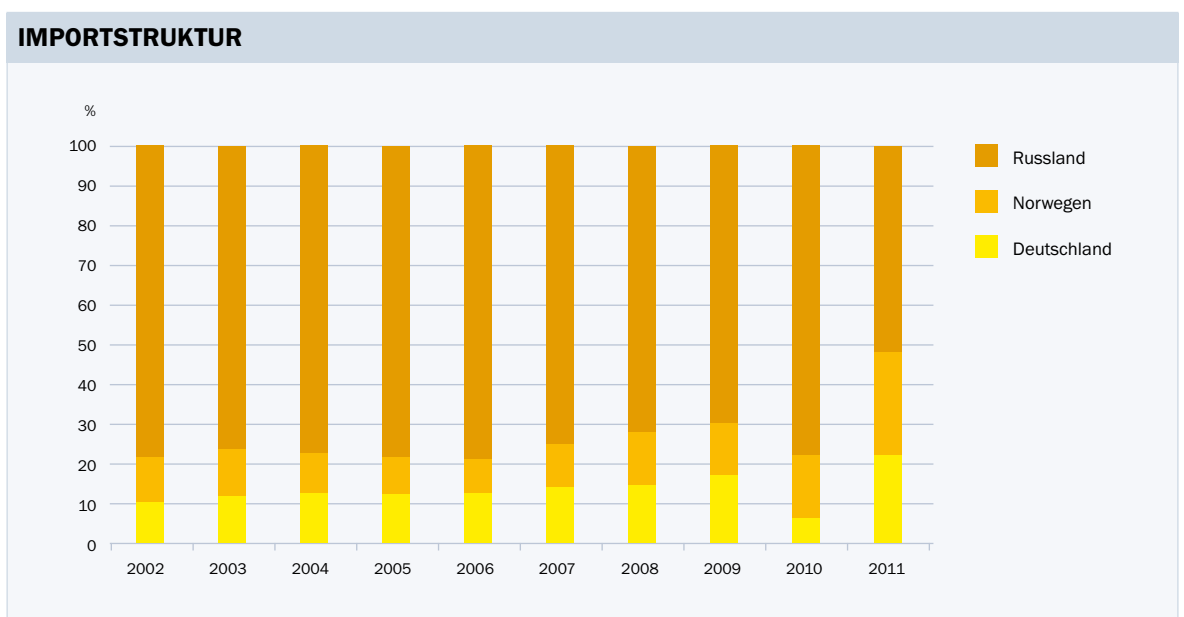
<sup>39</sup> Vgl. Troll on stream; The story and its perspectives, Peter Mellbye Statoil, Norway, ONS CONFERENCE 1996 27-30 AUGUST STAVANGER. NORWAY, 12 ; [http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/28/077/28077460.pdf](http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/077/28077460.pdf).

<sup>40</sup> [http://www.ots.at/presseaussendung/OTS\\_20060929\\_OTS0015/omv-und-gazexport-verlaengern-gasliefververtraege-bis-2027](http://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20060929_OTS0015/omv-und-gazexport-verlaengern-gasliefververtraege-bis-2027)

<sup>41</sup> 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>.



**Abbildung 53:** Entwicklung der Importmengen nach Österreich 2004-2011  
 Quelle: E-Control, Homepage



**Abbildung 54:** Importstruktur nach Österreich von 2002-2011  
 Quellen: BP Statistical Review of World Energy, mehrere Jahrgänge, Trade movements, www.bp.com

Russland bleibt aber auch 2011 maßgebliche Importquelle (Abbildung 51).



### Entwicklung der Importpreise

Die von Statistik Austria erhobenen Importpreise<sup>42</sup> enthalten die gemeldeten Kosten der Importe nach Österreich. Diese Angaben umfassen Importe aus langfristigen Verträgen, aber auch Importe, die auf Bezug an anderen Hubs (NCG) beruhen. Nach moderaten Preisanstiegen bei Öl in 2009 und 2010 stiegen 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 von Statistik Austria erhobenen Gasimportpreise, die zu einem Großteil die Preissituation in den langfristigen ölpreisgebundenen Verträgen widerspiegeln. Im Durchschnitt lag der Importpreis bei 26,1 EUR/MWh und ist damit im Vergleich zu 2010 um ca. 20% gestiegen.

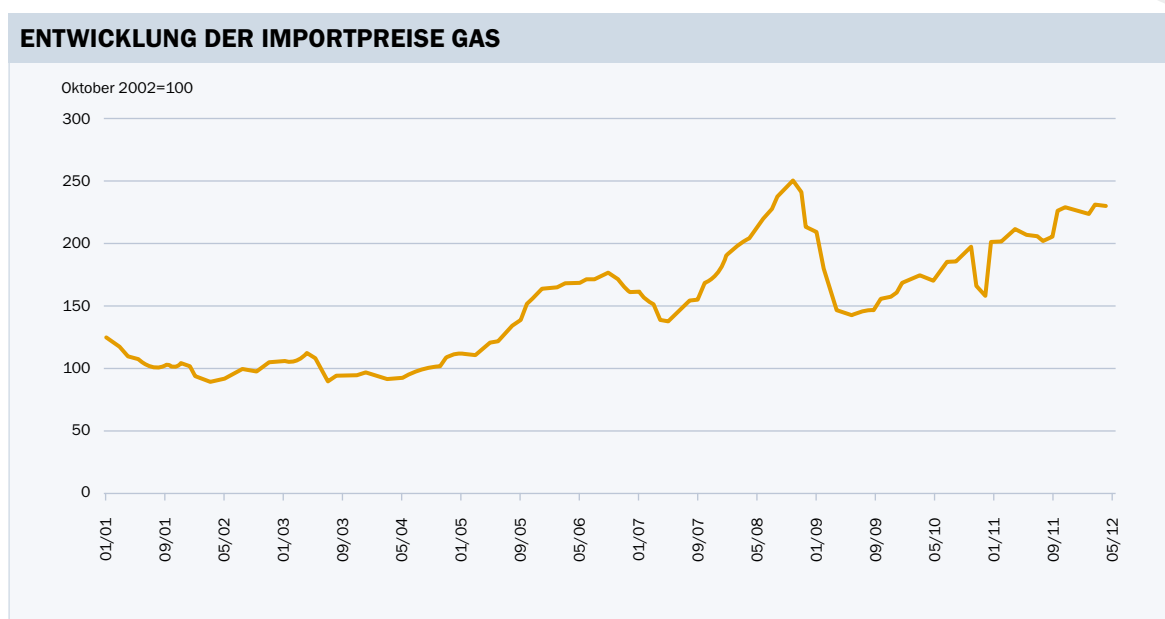


Abbildung 55: Entwicklung der Importpreise Gas 2002–2012, Oktober 2002 = 100

Quelle: Statistik Austria, eigene Berechnungen E-Control

### Entwicklung des Gashandels am CEGH

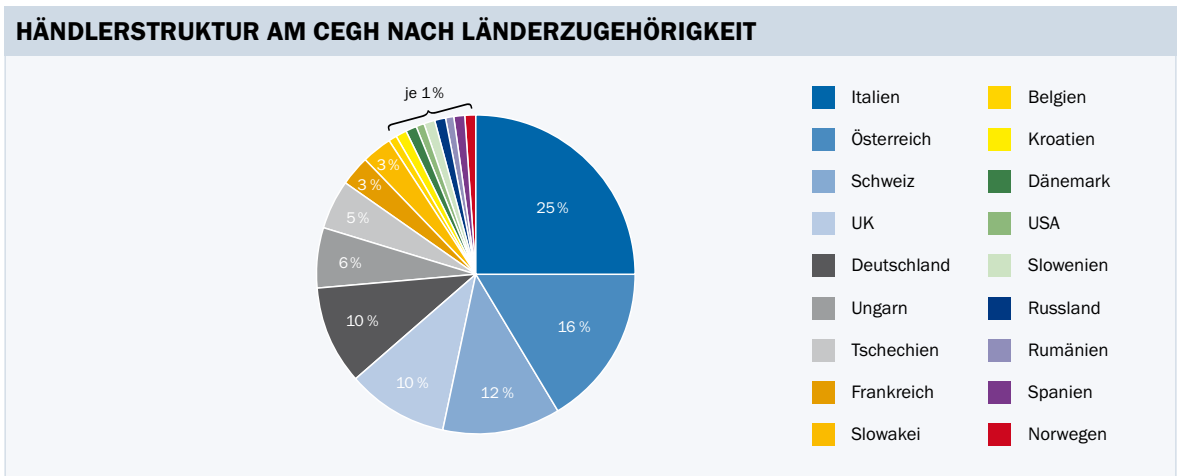
Am CEGH findet der Großteil des Handels Over the Counter (OTC) statt, über Brokerschirme, aber auch bilateral. Daneben kann an der Börse CEGHEX gehandelt werden, seit Dezember 2009 Spotprodukte und seit Dezember 2010 Terminprodukte. Um am CEGH handeln zu können und die Hubdienstleistungen nutzen zu können, muss man mit dem Abschluss eines Membership Agreement Mitglied werden.<sup>43</sup> Die Anzahl der Händler am CEGH ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen. Im Juli 2012 waren am CEGH 146 Mitglieder registriert.<sup>44</sup> Dabei stellen die italienischen Händler die größte Gruppe. Von den österreichischen Händlern, die am CEGH registriert sind, sind drei Viertel auch als Versorger bei AGCS registriert.<sup>45</sup>

<sup>42</sup> 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.

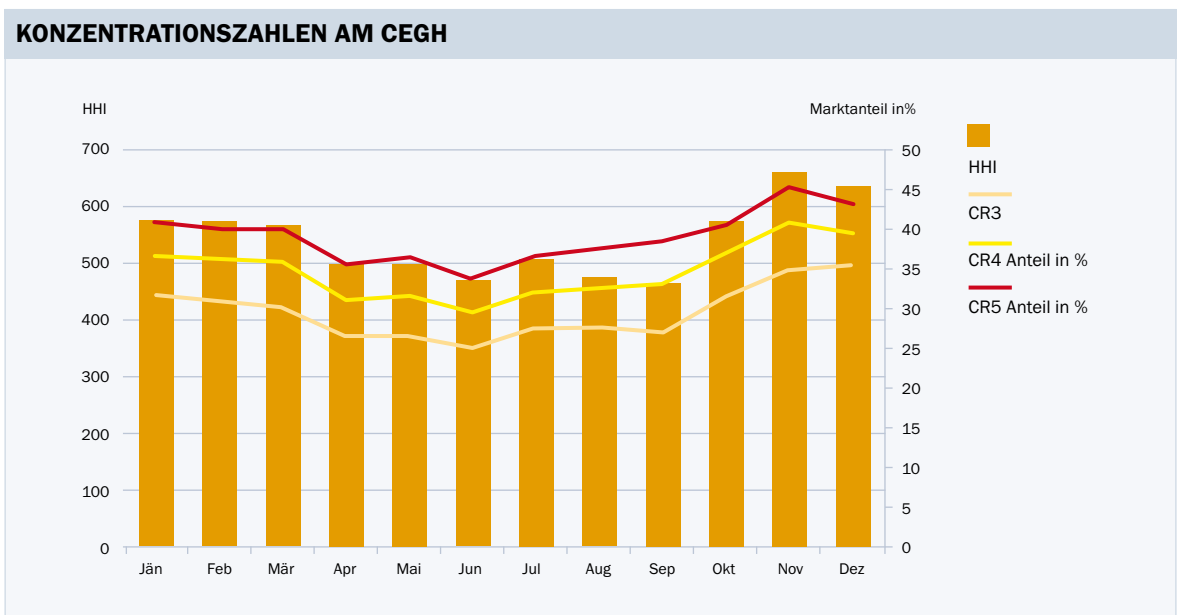
<sup>43</sup> Vgl. [www.ceghotc.com](http://www.ceghotc.com)

<sup>44</sup> Stand Juli 2012

<sup>45</sup> [www.agcs.at/Marktteilnehmer](http://www.agcs.at/Marktteilnehmer)



**Abbildung 56:** Händler am CEGH nach Ländern, Stand Juli 2012, 146 registrierte Händler  
 Quelle: CEGH Mitgliederliste, www.ceghotc.com



**Abbildung 57:** Konzentrationszahlen am CEGH nach gehandelter Menge  
 Quelle: E-Control Marktstatistik

Genaue Daten zur Anbieterstruktur am CEGH sind nicht bekannt. Im Rahmen der Marktstatistik werden Konzentrationszahlen erhoben. Diese weisen auf eine geringe Marktkonzentration hin (Abbildung 57). Diese Monatsdaten werden nicht nach Verkauf- und Kaufseite unterschieden.

## Entwicklung der Handelsmengen

### > OTC

Die Handelsmengen (Title Transfer Volumen) am CEGH haben in 2011 weiter zugenommen. Das Verhältnis zwischen gehandelter Menge und physikalisch gelieferter Menge (Churn Rate) lag in 2011 durchschnittlich bei 3,4. Bezogen auf die Importe nach Österreich wurden knapp 30% der Mengen über den CEGH gehandelt und geliefert.

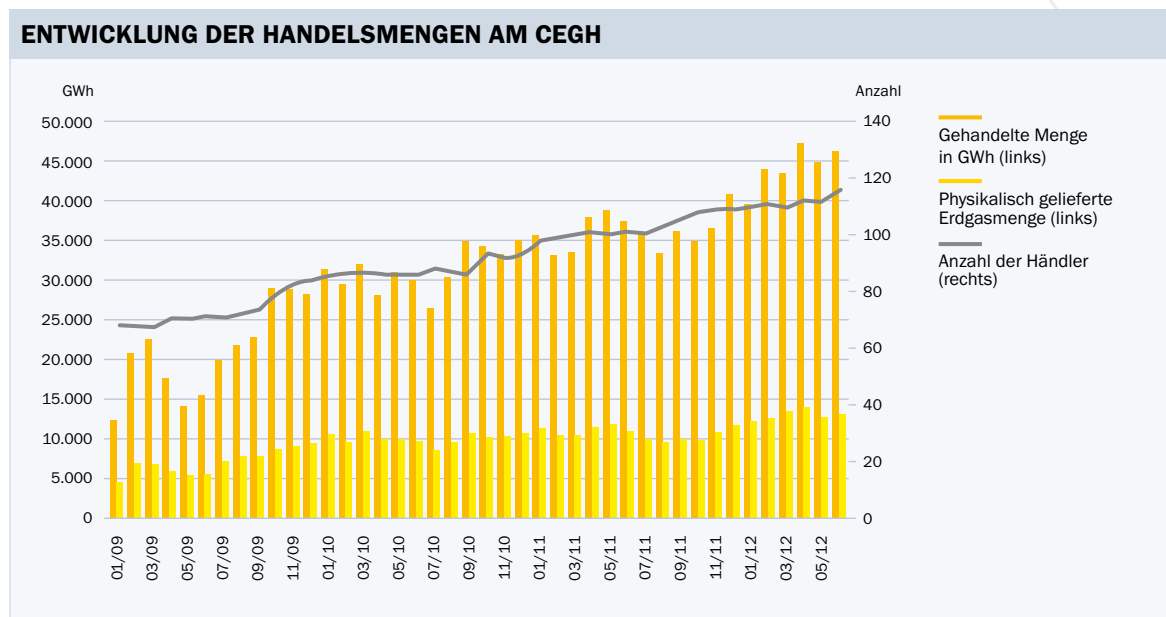


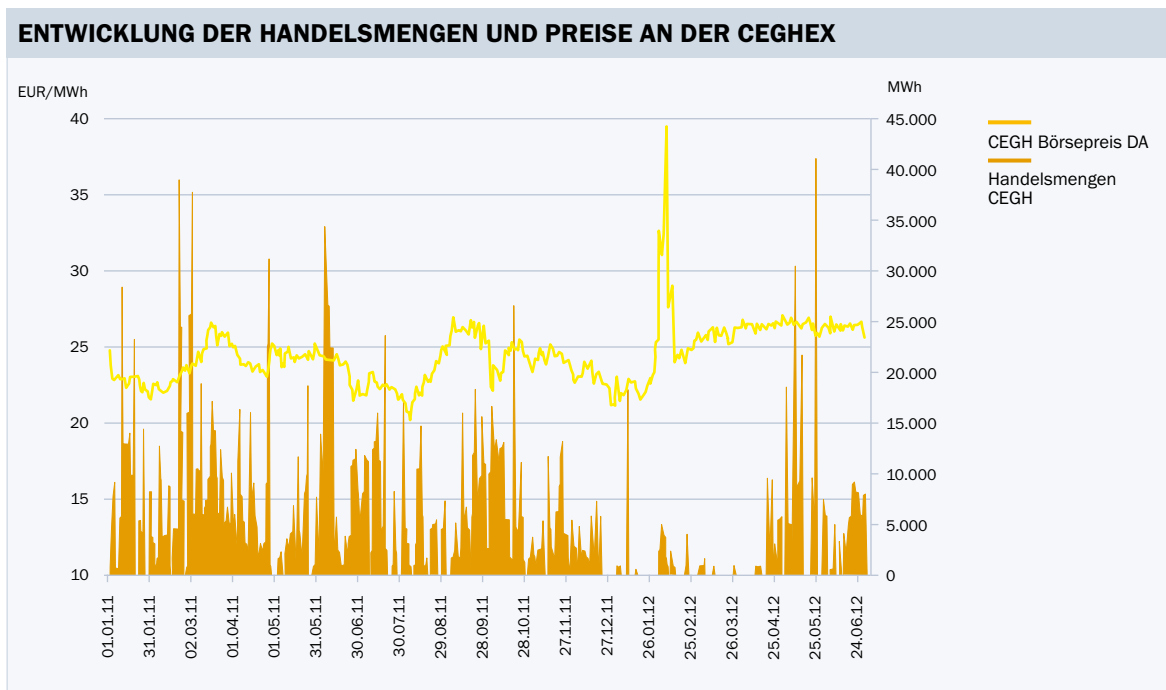
Abbildung 58: Entwicklung der Handelsmengen am CEGH

Quelle: CEGH

### > Börse

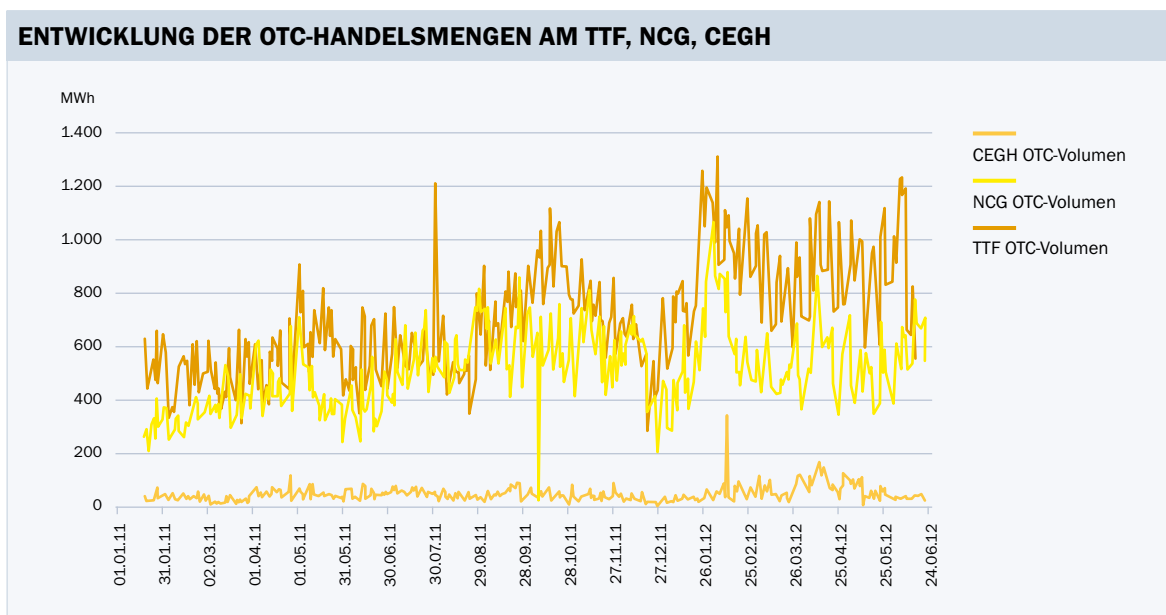
Auf dem Spotmarkt wird seit Dezember 2009 ein Day-ahead-Produkt (Base Load) mit einem Minimum von 10 MW pro Stunde gehandelt, Handlungspunkt ist der ITAB Baumgarten. Am Terminmarkt können die nächsten 3 Frontmonate gehandelt werden, ebenfalls Baseload mit einem Minimum von 10 MW. Im 4. Quartal 2012 ist zudem ein Within-Day-Produkt geplant mit einem Minimum von 1 MW pro Stunde.

Die Handelsmengen am Spotmarkt lagen in 2011 bei 2.009.090 MWh, am Terminmarkt in 2011 bei 459.600 MWh. Im Vergleich zu den OTC-Handelsvolumina, die 2011 ca. 435.273.319 MWh betragen, sind sie somit gering.



**Abbildung 59:** Entwicklung der Handelsmengen und Preise am Spotmarkt der Börse CEGHEX  
 Quelle: CEGHEX

Auch am niederländischen TTF und dem deutschen NCG sind die OTC-Handelsmengen angestiegen, sie liegen deutlich über den Handelsmengen am CEGH. Seit 2012 ist ein deutlicher Anstieg der Handelsmengen am TTF zu beobachten. Der Börsehandel ist dagegen auch an diesen Hubs noch gering ausgeprägt.



**Abbildung 60:** Entwicklung der OTC-Handelsmengen am TTF, NCG und CEGH  
 Quelle: ICIS Heren



### *Neues Marktmodell*

Mit dem neuen Marktmodell werden die bisherigen Handelspunkte (für Title Transfer) auf einen reduziert, den Virtuellen Handelspunkt (VHP). Der CEGH ist vom Marktgebietsmanager gem. GWG 2011 § 68 Abs. 2 zum Betreiber des VHP benannt worden. Dabei ist der Betreiber des VHP gem. GWG 2011 § 68 Abs. 4 verpflichtet, bestimmte Hubdienstleistungen anzubieten, einen Back-up-Back-down-Service und das Matching der Handelsnominierungen durchzuführen und mit Börsen und Clearingstellen zusammenzuarbeiten. Zudem sollen allgemeine Marktinformationen im Internet veröffentlicht werden (GWG 2011 § 68 Abs. 7 Z 8).

### *Beschaffung am NCG und TTF*

Die österreichischen Großhändler sind auch am NCG als Händler registriert, darunter Econgas, Kelag, STGW, Salzburg AG, GDF Suez, Goldgas, Wingas und RWE Supply and Trading.<sup>46</sup> Handel ist OTC und an der Börse möglich (EEX, APX/Endex).

Am TTF sind von den in Österreich tätigen Händlern Econgas, GDF Suez, Goldgas, Wingas und RWE Supply and Trading als Händler registriert.<sup>47</sup>

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

### ***Entwicklung der Preise an den kurzfristigen Handelsplätzen***

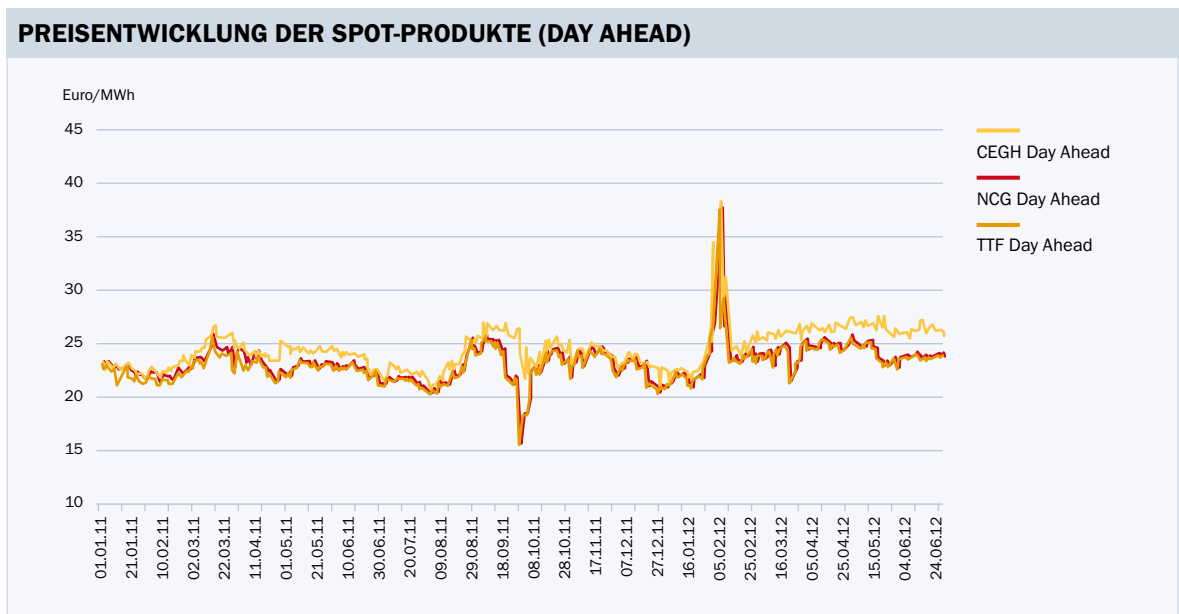
Abbildung 58 zeigt die Preisentwicklungen der OTC-Preise für Day-ahead-Produkte am TTF, NCG und CEGH in 2011. Durch die Volksaufstände in Ägypten und in Libyen und nach der Katastrophe von Fukushima am 11. März 2011 sind die Ölpreise in den ersten 3 Monaten 2011 deutlich gestiegen. Wesentlicher Preistreiber war der gestiegene Ölpreis, nicht die gestiegene Gasnachfrage. Zunächst starke Auswirkungen hatte das Erdbeben in Japan, da erwartet wurde, dass mehr LNG nach Japan fließen wird, um die Ausfälle der Kernkraftwerke mit Stromerzeugung in Gaskraftwerken zu ersetzen. Da die LNG-Lieferungen nach Großbritannien zumeist auf Spotverkäufen resultieren, wurden für den NBP die deutlichsten Preisauswirkungen erwartet. Ab März war wieder eine Preissenkungstendenz zu erkennen. Seit Anfang August sind dann die Spotpreise wieder deutlich angestiegen – bis zu 4 EUR/MWh, allerdings nicht begründet durch Fundamentaldaten des Gasmarktes, sondern durch die Krise an den Finanzmärkten.<sup>48</sup> Im September war die Verbindung zwischen Großbritannien und Belgien (Interconnector) aufgrund geplanter Wartungsarbeiten unterbrochen. Dies hatte keine deutlichen Ausschläge zur Folge, aber nach der Wiedereröffnung sind die Preise massiv eingebrochen.

Die Terminpreise (Month Ahead) waren im März niedriger als die Spotpreise aufgrund der aktuellen Ereignisse in Japan zu dieser Zeit. Ähnliches wiederholte sich im August/September 2011.

<sup>46</sup> <http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xchg/SID-92173566-5B2393F4/ngc/hs.xsl/1173.htm>

<sup>47</sup> [http://www.gastransportservices.nl/en/shippers/our\\_services/ttf\\_gas\\_exchange](http://www.gastransportservices.nl/en/shippers/our_services/ttf_gas_exchange)

<sup>48</sup> Am 6.8.2011 hat die Ratingagentur Standard und Poor's die Kreditwürdigkeit der USA herabgestuft; vorher hatte sich der US-amerikanische Kongress nach wochenlangem Streit auf eine Anhebung der Schuldenobergrenze geeinigt und so eine drohende Zahlungsunfähigkeit abgewendet. Folge der Absenkung des Ratings war ein Crash an den Börsen.

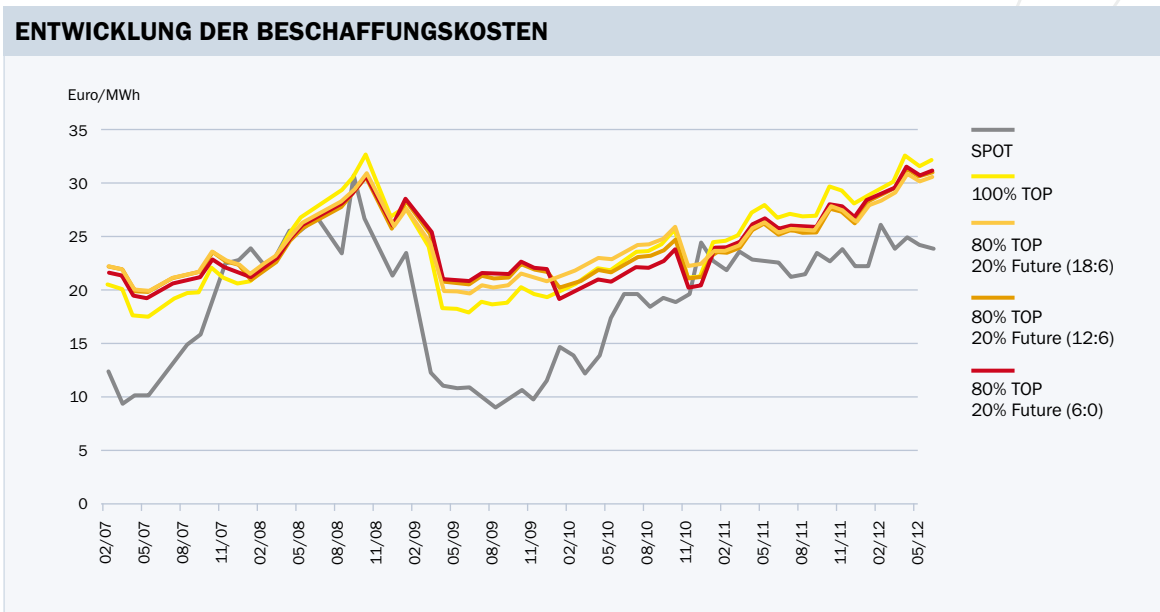


**Abbildung 61:** Preisentwicklung der DA-Produkte am TTF, NCG und CEGH 2011/1. Halbjahr 2012  
Quelle: ICIS Heren

Die Preise für Terminprodukte für das Lieferjahr 2011 sind im Vergleich zu 2010 angestiegen, liegen aber noch immer unterhalb der Preise in den langfristigen Verträgen. Wer ein Jahr im Voraus (12 Monate bis 0 Monate im Voraus) am TTF Year-ahead-Produkte für das darauffolgende Jahr eingekauft hat, hat in 2010 ca. 40% weniger gezahlt.

Die Preise am CEGH sind höher als am NCG und TTF. In den Sommermonaten resultiert dies aus den Einschränkungen am Grenzübergabepunkt in Oberkappel<sup>49</sup>, die die Märkte zeitweise abkoppeln. Durch die ab 1. März durchgeführten täglichen Auktionen auf der TAG, die den österreichischen und den italienischen Markt verbindet, ist der Preisabstand zwischen CEGH und PSV, der im 1. Quartal fast 10 EUR/MWh betrug, auf zeitweise 1,525 EUR/MWh im 2. Quartal 2012 gefallen.<sup>50</sup> Die zusätzliche Nachfrage hatte – wie auch in *Abbildung 61* erkennbar – einen preistreibenden Effekt für den Spotpreis am CEGH, durch den auch der Abstand zum NCG und TTF sich wieder vergrößerte.

Betrachtet man die Beschaffungskosten von verschiedenen Beschaffungsstrategien, so ist festzustellen, dass die Beschaffungskosten in 2011 im Vergleich zu 2010 weiter angestiegen sind (*Abbildung 59*). Nach wie vor vorteilhaft ist die kurzfristige Beschaffung. Die Spotpreise sind deutlich geringer angestiegen als die Preise in den langfristigen Verträgen.



**Abbildung 62:** Entwicklung der Beschaffungskosten bei verschiedenen Beschaffungsstrategien  
 Quellen: Statistik Austria, ICIS Heren, Energiate, Berechnungen E-Control

### Großhandelsmärkte

Großhandel findet auf verschiedenen Produktmärkten statt: Zum einen werden langfristige Verträge gehandelt, mit unterschiedlichen Volumina und Preisniveaus, zum anderen wird an sog. Hubs gehandelt, an denen auch kurz- bis mittelfristige Gashandelsprodukte umgesetzt werden, zum Teil over the counter (OTC), zum anderen (kleineren) Teil über Börsen.

Festzustellen ist, dass zum Teil unterschiedliche Anbieter in den einzelnen Produktmärkten agieren: So ist Gazprom Export direkt vor allem bei der Gaslieferung über langfristige Verträge an große Importeure wie E.ON oder GDF tätig. Diese Gasgroßhändler nehmen Mengen von 20 Mrd. m<sup>3</sup> (E.ON) oder Eongas (5 Mrd. m<sup>3</sup>) ab. Zum Teil kann die Verrechnung auch in US-Dollar erfolgen.

Geringere Mengen vertreibt die Gazprom Export zumeist über ihre Tochtergesellschaft über langfristige Verträge, in Österreich z. B. über GWH. Die Mengen, die österreichische große Weiterverteiler von GWH beziehen, liegen deutlich unterhalb der Mengen, die europäische Gasgroßhändler von Gazprom Export beziehen.

Die norwegischen Gasproduzenten sind dagegen auf mehreren Großhandelsmärkten aktiv: Über langfristige Verträge an große Importeure, aber auch an Weiterverteiler; in Großbritannien auch an den Spotmärkten.

Auch die inländischen Produzenten sind an unterschiedlichen Märkten aktiv: OMV E&P hat langfristige Lieferverträge mit österreichischen Gasgroßhändlern abgeschlossen, darüber hinausgehende Mengen werden an Eongas abgesetzt. RAG dagegen ist direkt auch an Hubs als Anbieter tätig.

In Österreich ist anzunehmen, dass es eine erste Marktstufe, eine Erstbelieferung durch Gazprom Export und andere Produzenten gibt. Econgas<sup>51</sup> und die Handelstochter der Gazprom, GWH, haben jeweils langfristige Verträge mit Gazprom Export abgeschlossen.

In der 2. Marktstufe werden große Weiterverteiler z.T. von diesen Gasgroßhändlern beliefert. Darunter fallen zum Beispiel die Vertragsbeziehungen zwischen GWH und STGW, Kelag und der Erdgas Import Salzburg.

### **Entwicklung der langfristigen Verträge**

Seit 2009 liegen die Spotpreise unterhalb der ölpreisgebundenen Preise in den langfristigen Verträgen. Dies bedeutet für die Gashändler mit langfristigen, ölpreisgebundenen ToP-Verträgen, dass sie seit mehr als 3 Jahren einen anhaltenden wirtschaftlichen Nachteil haben: 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 seit 2009/2010 mit hohen Verlusten konfrontiert. Zum Teil konnten Abnahmemengen in die kommenden Jahre verschoben werden, aber aufgrund des anhaltenden Preisabstandes hat dies auch keine wesentliche Erleichterung für die Kunden gebracht. Auch für die nächsten zwei Jahre ist nicht zu erwarten, dass die ölindezierten Preise in den langfristigen Verträgen nachhaltig über die Preise an den Handelsplätzen steigen werden.

Es gibt daher nach wie vor von Seiten der Gasgroßhändler Bestrebungen, die langfristigen Verträge nachhaltig umzugestalten. Im Mittelpunkt der Diskussion stehen die Anbindung der Preisentwicklung an die Preise an den Gashubs und die Senkung der Mindestabnahmeverpflichtungen.

Um die Umgestaltung der langfristigen Verträge zu erreichen, haben die Kunden unterschiedliche Strategien: Zum einen kann in den üblichen Preisrevisionen versucht werden, die Konditionen für die Preise zu verbessern. Können die Parteien sich nicht einigen, können diese Schiedsverfahren, zum Teil vor internationalen Gerichten, anstreben. Daneben können auch kartellrechtliche Schritte gegen den Vertragspartner eingeleitet werden, wenn dieser eine dominante Marktstellung hat.

Insgesamt zehn europäische Gasunternehmen haben nach Angaben der Gazprom um Preisrevisionen angefragt.<sup>52</sup> Als Ergebnis der Verhandlungen haben einige eine Reduktion der ToP-Mengen erhalten, sodass sie zusätzliche Mengen an den Hubs beschaffen können; andere haben die ToP-Mengenverpflichtungen beibehalten wollen und haben Vertragsmengen an die Gaspreisentwicklung angebinden.<sup>53</sup>

In einer ersten Nachverhandlungswelle 2010/2011 konnten Gasgroßhändler wie E.ON Ruhrgas, Wingas und GDF, aber auch die österreichische Econgas erreichen, dass ein Teil der Gazprom-Export-Vertragsmengen an die Spotpreisentwicklung angebinden wird.<sup>54</sup> Gazprom soll dabei in der Regel bereit gewesen sein, zwischen 10 % und 16 % der Vertragsmengen an die Spotpreisentwicklung zu binden. Zu den Importeuren, die eine Preisreduktion bei Gazprom erhalten haben, gehörten auch Econgas sowie GWH, der Vorlieferant der STGW, Salzburg AG und Kelag.<sup>55</sup>

In 2011 hat die STGW eine Feststellungsklage gegen ihren Vorlieferanten, das GWH, eingebracht. Begründung war der Verdacht wettbewerbswidriger Erdgas-Lieferverträge: GWH nütze ihre Marktmacht missbräuchlich aus. Nach außergerichtlicher Einigung ist dieses Verfahren im Sommer 2012 eingestellt worden.

<sup>51</sup> Vgl. Gazprom names 2012 export forecast, in Argus Gas Connections, 22.2.2012, S. 6:

<sup>52</sup> Vgl. Gazprom names 2012 export forecast, in Argus Gas Connections, 22.2.2012, S. 6:

<sup>53</sup> Vgl. ESGM, 21.2.2011

<sup>54</sup> Vgl. ESGM, 21.2.2011, Argus Gas Connections, 24.2.2011, S. 1

<sup>55</sup> Vgl. APA Meldung vom 14.10.2011: Gaskartell-Verdacht – Steirische Gas-Wärme klagte Gazprom-Tochter GWH



Im Januar 2012 hat sich die Gazprom mit Wingas, GDF Suez, SPP, Ecomgas und Sinergie Italiana auf eine Preissenkung geeinigt.<sup>56</sup> Die Preisformel in den Verträgen sei geändert worden, um sicherzustellen, dass die Gaspreise auch bei einem weiteren Ölpreisanstieg auf einem bestimmten Niveau bleiben,<sup>57</sup> der Anteil der spotpreisgebundenen Vertragsmengen habe sich dagegen nicht verändert.<sup>58</sup> Diese Kunden nehmen nach Angaben der Gazprom Export ein Viertel der russischen Gasexporte nach Europa ab.<sup>59</sup>

E.ON, die tschechische RWE Transgas und die polnische PGNiG haben 2011 bekannt gegeben, dass sie sich in einem Schiedsverfahren mit Gazprom Export befinden, RWE Transgas seit April 2011 und PGNiG seit Februar 2012.<sup>60</sup>

Nach Angaben der Gazprom soll E.ON Ruhrgas, die mit 20 Mrd. m<sup>3</sup><sup>61</sup> Abnahmemengen zu den größten Kunden der Gazprom Export gehört, um eine 100 %-Indexierung der Gaspreise in den Langfristverträgen an den Spotpreisen angefragt haben. Ca. 15 % der Vertragsmengen der E.ON sollen bisher an Gaspreise indexiert sein.<sup>62</sup> Dies wurde jedoch von Gazprom abgelehnt. Die polnische PGNiG will mit dem Schiedsverfahren eine 20 %-ige Preissenkung der Gazprom erreichen.<sup>63</sup>

Im März 2012 hatte sich E.ON mit der norwegischen Statoil auf eine Preisanpassung geeinigt, die damals vom E.ON-Vorstand als „langfristig und strukturell“ bezeichnet wurde. Anfang Juli 2012 haben E.ON und Gazprom Export eine Einigung bezüglich der Vertragskonditionen gemeldet:<sup>64</sup> Die Einigung ist rückwirkend zum 1. Oktober 2010 erfolgt, das Ergebnis der E.ON soll sich für das erste Halbjahr 2012 um ca. 1 Mrd. EUR verbessern.<sup>65</sup> Dabei soll es weiterhin Preiselemente mit einer Ölpreisbindung geben, die Preise aber marktnäher sein. Dies würde für E.ON das Preisrisiko aus der Differenz zwischen Öl- und Gaspreisen weitgehend reduzieren. Zudem seien die Verträge weiterhin langfristig, womit sie die fortgesetzte Partnerschaft mit Gazprom unterstreichen. Das internationale Schiedsverfahren mit Gazprom zu den Gaspreisen wird aufgrund der Vereinbarung beendet. E.ON hat damit – nach der Einigung mit Statoil im März 2012 – alle langfristigen ölindexierten Verträge nachverhandelt.

Gazprom hat auch signalisiert, dass die Einigung mit PGNiG bevorsteht. Zu Preiszugeständnissen ist Gazprom Export bereit.<sup>66</sup> Zum Stand des Schiedsverfahrens mit RWE Transgas gibt es keine Informationen.

Die Diskussion über das Festhalten an der Ölpreisindexierung trotz der Entwicklung liquider Gashandelsplätze und damit Gaspreisen, die in langfristigen Verträgen als Basis für die Preisentwicklung dienen können, wird weitergehen: Nach wie vor sind die Preise in den ölindexierten Verträgen nicht mit den Preisen an den Gashubs wettbewerbsfähig. Auch während der Kältewelle Anfang Februar lagen die Spotpreise nur an wenigen Tagen oberhalb der ölindexierten Gaspreise. Durch die Exportpläne der US-amerikanischen Produzenten wird zudem weiterer Wettbewerbsdruck auf die Preise aus den Top-Verträgen erwartet: Der Gaspreis am Henry Hub liegt deutlich unterhalb des Gaspreises am günstigsten europäischen Hub, dem NBP. Während der Gaseinsatz in den Kraftwerken in den USA deutlich angestiegen ist, wird die Wirtschaftlichkeit der Gaskraftwerke in Europa, auch in Österreich in Frage gestellt.<sup>67</sup>

<sup>56</sup> Vgl. Gazprom senkt Preise für Kunden in Europa, in: Die Welt, Nr. 16, 19.01.2012, S. 11

<sup>57</sup> Vgl. Argus Media, PGNiG's pricing dispute with Gazprom reaches courts, in Argus Media, 21.2.2012, [www.argusmedia.com](http://www.argusmedia.com)

<sup>58</sup> Vgl. Gazprom gibt Rabatt für europäische Kunden, in: Die Presse, 18.01.2012, S. 16

<sup>59</sup> Vgl. Gazprom senkt Preise für Kunden in Europa, in: Die Welt, Nr. 16, 19.01.2012, S. 11

<sup>60</sup> Vgl. PGNiG's pricing dispute with Gazprom reaches courts, in Argus Media

<sup>61</sup> Vgl. Gazprom faces calls for more contract flexibility, in Argus Gas Connections, 16.5.2012, S. 5

<sup>62</sup> Vgl. Gazprom faces calls for more contract flexibility, in Argus Gas Connections, 16.5.2012, S. 5

<sup>63</sup> Vgl. „Polen will 20 Prozent Rabatt von Gazprom“, in energate vom 4.7.2012

<sup>64</sup> Vgl. Lieferverträge: E.ON einigt sich mit Gazprom, in energate vom 4.7.2012

<sup>65</sup> Vgl. E.ON Pressemitteilung vom 3.7.2012: E.ON reaches settlement with Gazprom on long-term gas supply contracts and raises Group outlook for 2012, <http://www.eon.com/en/media/news/press-releases/2012/7/3/eon-reaches-settlement-and-raises-group-outlook-for-2010.html>

<sup>66</sup> Vgl. „Gazprom promises record exports again this year“, Interfax Natural Gas Daily, 20.6.2012, <http://interfaxenergy.com/natural-gas-news-analysis/russia-and-the-caspian/gazprom-promises-record-exports-again-this-year/>

<sup>67</sup> Vgl. „Das werden einigermaßen brachiale Verhandlungen“, in: Der Standard, 18.6.2012, S. 10, Interview mit Leo Windtner, Energie AG und „Teures Pipelinegas sorgt im Verbund für Unruhe“, in: Der Standard, 5.5.2012, S. 21

### ENDKUNDENMARKT GAS

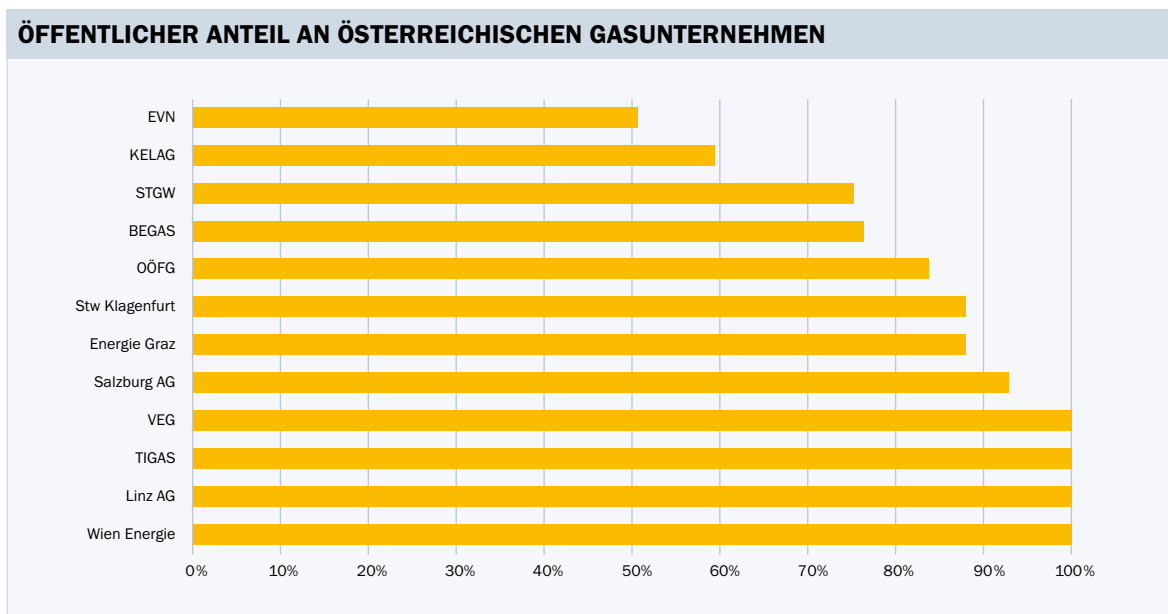
Der Endkundenmarkt Gas teilt sich im Wesentlichen in zwei Teilmärkte, auf denen unterschiedliche Marktbedingungen herrschen:

- 1. Massenkundenmarkt (Kleinkundenmarkt):** Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft und sonstige Kleinverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger oder gleich 400.000 kWh und einem standardisierten Lastprofil. Die Lieferanten sind verpflichtet, ihre Preise für dieses Kundensegment zu veröffentlichen.
- 2. Sondervertragskundenmarkt:** Gewerbe, Industrie und Dienstleistungsbetriebe mit einem Jahresverbrauch von mehr als 400.000 kWh und einem gemessenen Lastprofil. Diese Kunden verhandeln ihre Bezugskonditionen individuell mit dem Lieferanten aus.

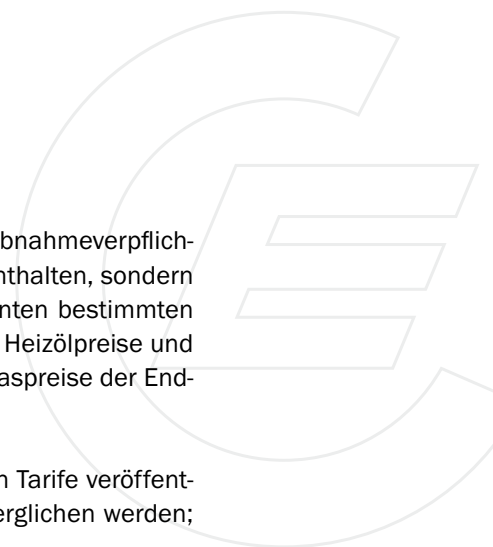
Die gesamte Gasabgabe an Endkunden betrug im Jahr 2011 95.634 GWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 6,2% gesunken. Am Gasverbrauch haben Haushaltskunden einen Anteil von 19,8%, sonstige Kleinkunden von 5,7%. Die verbrauchsstärkste Kundengruppe sind die lastganggemessenen Endkunden mit 74,5%. Der Gasverbrauch ist in allen Endkundengruppen gesunken. Im Kalenderjahr 2011 wurden insgesamt 1,35 Mio. Zählpunkte mit Gas beliefert. Davon waren ca. 1,273 Mio. Zählpunkte von Haushaltskunden, 70.000 von sonstigen Kleinkunden (Gewerbe und Landwirtschaft) und 6.000 lastganggemessene Endkunden (Gewerbe und Industriekunden).

### MARKTSTRUKTUR

Ebenso wie im Strommarkt ist die Anbieterstruktur im österreichischen Gasmarkt durch den hohen Anteil der Gebietskörperschaften geprägt (*Abbildung 63*). Zum Teil sind – vor allem – im Kleinkundenmarkt die gleichen Anbieter wie im Strommarkt tätig (z. B. Energieallianz, Salzburg AG und Kelag). Auch im Gasmarkt sind die Anbieter untereinander stark verflochten.



**Abbildung 63:** Öffentlicher Anteil an österreichischen Gasunternehmen  
Quelle: Geschäftsberichte der Unternehmen, Homepages, Berechnungen E-Control



### **Massenkundenmarkt**

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

Für diese Kunden gibt es eine gesetzlich auferlegte Preistransparenz: Anbieter müssen Tarife veröffentlichen. Im Tarifikalkulator 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), OÖ Gas Wärme, 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. Die regionalen Anbieter haben für den österreichweiten Vertrieb neue Vertriebstöchter gegründet: z. B. EnergieAllianz die Vertriebstochter switch, Salzburg AG und Tiwag My-Electric, Steirische Gas Wärme die Vertriebstochter Unsere Wasserkraft und OÖ Gas-Wärme die Marke gasdiskont. Erstmals seit der Öffnung des Gasmarktes ist ein ausländischer Anbieter am Kleinkundenmarkt tätig geworden. Goldgas, ein Unternehmen aus Deutschland, beliefert seit September 2011 die Kleinkunden, Haushalte und Gewerbe österreichweit und ist daher auch der erste alternative Lieferant in der Regelzone West. Ende des Jahres startete ein neu gegründetes Unternehmen in Oberösterreich, schlaustrom, mit den Aktivitäten am Kleinkundenmarkt.

### **Sondervertragskundenmarkt**

#### *Marktkonzentration am österreichischen Gasmarkt*

Die Marktkonzentration ist im österreichischen **Kleinkundenmarkt** (nicht lastganggemessene Kunden) mit einem HHI von 4.047 sehr hoch und deutlich über dem kritischen Wert von 1.800.<sup>68</sup> Der kumulierte Marktanteil der drei größten Lieferanten für das Jahr 2011 beläuft sich auf 75 %, jener der fünf größten Lieferanten auf 84 %. 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 62%.<sup>69</sup> Ausländische Anbieter hatten 2011 nur einen sehr geringen Marktanteil im österreichischen Kleinkundenmarkt.

*Gewerbekunden und kleine Industriekunden* (lastganggemessen) mit einem Jahresverbrauch zwischen 400.000 kWh und 5.000.000 kWh beziehen zu individuell verhandelbaren Konditionen ihre Gasmenge. Die Anbieterstruktur entspricht ungefähr der des Haushaltskundenmarktes. Über Preis- oder Produktstrategien sind keine Informationen vorhanden.

### **Großkunden ab 5 Mio. kWh Jahresverbrauch**

Ab einer jährlichen Abnahmemenge von 5 Mio. kWh im Jahr ist auf dem Endkundenmarkt eine andere Anbieterstruktur gegeben. Als wesentliche Anbieter sind EconGas, Steirische Gas Wärme, E.ON Austria, Wingas und Kelag in diesem Marktsegment aktiv. Seit ein paar Jahren sind weitere Anbieter wie Shell Austria, GDF Suez, ENI, Enlogs und andere dazugekommen. Diese Anbieter stellen regelzonenweite Angebote.

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

<sup>68</sup> Quelle: Erhebungsbogen Marktstatistik, Berechnungen E-Control

<sup>69</sup> Vgl. Angaben auf Homepage der EnergieAllianz; [www.energieallianz.at](http://www.energieallianz.at)

## **MARKTVERHALTEN**

### ***Aktivitäten der Anbieter – Produktgestaltung und Marketing***

#### *Massenkundenmarkt*

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 deutliche Rabattierung jedoch mitunter wesentlich. Besonders beliebt sind Neukundenrabatte. Einige Lieferanten bieten jedoch auch sogenannte unbedingte Rabatte an, die jedem Kunden verrechnet werden. Besonders für Westösterreich war diese Rabattgruppe in den letzten Jahren von großer Bedeutung. Neuerlich wird diese Strategie geändert.

Unmittelbar nach der Marktliberalisierung 2002 stand (ausgenommen Tirol und Vorarlberg) neben den regionalen Versorgern nur noch ein alternativer Lieferant zur Verfügung. Dies hat sich inzwischen geändert, sodass derzeit die Haushaltskunden und Kleingewerbe zwischen bis zu 12 Produkten von 9 Lieferanten wählen können. Dagegen ist erst im letzten Jahr ein alternativer Anbieter auf dem Kleinkundenmarkt in Tirol und Vorarlberg aufgetreten.

Umfangreiche Werbemaßnahmen um den Kunden sind auch nach mehr als 10 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, auch wenn im letzten Jahr eine Steigerung der Werbemaßnahmen der alternativen Lieferanten zu beobachten ist. Überregionale Werbung findet jedoch nach wie vor kaum statt (Marketing/Werbeaktivitäten der Strom- und Gasmarktlieferanten).

Im Jahr 2011 setzte sich der Trend der Energiepreiserhöhung bis zum Februar 2012 fort, wobei die Anzahl und das Ausmaß der Preiserhöhungen im Vergleich zu 2010 drastisch angestiegen ist, diese betragen mitunter bis zu 20%. Preiserhöhungen zum Januar 2011 und 2012 wurden von einer Änderung der Netznutzungstarife begleitet. Insgesamt haben die Gasanbieter deutlich stärkere Preisänderungen als die Stromanbieter durchgeführt.

<b>PREISVERÄNDERUNGEN DER ÖSTERREICHISCHEN GASANBIETER FÜR HAUSHALTSKUNDEN 2011-2012</b>			
<b>Lieferant</b>	<b>Zeitpunkt der Änderung</b>	<b>Energiepreis</b>	<b>Gesamtpreis</b>
BEGAS Energievertrieb	01.04.2011	16,90%	9,60%
BEGAS Energievertrieb	01.10.2011	5,80%	3,50%
Energie Graz GmbH	01.06.2011	13,20%	7,60%
Energie Klagenfurt GmbH (österreichweit)	01.01.2012	12,20%	abh. vom Netzgebiet
Energie Klagenfurt GmbH (regional)	01.01.2012	12,20%	6,20%
EVN Energievertrieb	01.04.2011	14,90%	8,70%
EVN Energievertrieb	01.10.2011	5,80%	3,60%
E-Werk Wels AG	01.05.2011	19,90%	11,30%
KELAG Kärntner Elektr.-AG (regional)	01.01.2012	17,80%	9,10%
KELAG Kärntner Elektr.-AG (österreichweit)	01.01.2012	16,00%	abh. vom Netzgebiet
Linz Gas Vertrieb	15.10.2011	7,30%	4,20%
Linz Gas Vertrieb	01.05.2011	15,50%	8,40%
MyElectric	15.12.2011	8,80%	abh. vom Netzgebiet
OÖ Gas-Wärme GmbH	15.10.2011	5,70%	3,30%
OÖ Gas-Wärme GmbH (österreichweit)	16.04.2011	14,90%	8,70%
OÖ Gas-Wärme GmbH (regional)	16.04.2011	13,90%	7,50%
Salzburg AG	01.06.2011	15,60%	8,50%
Salzburg AG	01.02.2012	6,90%	4,11%
Stadtwerke Leoben	01.06.2011	14,30%	8,20%
Stadtwerke Steyr	01.01.2011	2,70%	5,60%
Stadtwerke Steyr	01.04.2011	6,80%	3,60%
Stadtwerke Steyr	01.07.2011	13,80%	7,40%
Steirische Gas Wärme	01.06.2011	13,40%	7,70%
switch	01.07.2011	9,30%	abh. vom Netzgebiet
TIGAS Erdgas Tirol	01.07.2011	12,74%	5,90%
TIGAS Erdgas Tirol	01.01.2012	7,10%	3,50%
Unsere Wasserkraft	01.09.2011	13,70%	abh. vom Netzgebiet
VEG Vorarlberger Erdgas GmbH	01.08.2011	14,50%	9,20%
Wien Energie Vertrieb	01.04.2011	17,50%	9,90%
Wien Energie Vertrieb	01.10.2011	9,40%	5,60%

**Tabelle 9:** Preisveränderungen der österreichischen Gasanbieter für Haushaltskunden Januar 2011 bis Ende Juni 2012 (Musterhaushalt 15.000 kWh/Jahr)

Quelle: E-Control

#### Sondervertragskundenmarkt

Im Großkundenmarkt werden mehr Produktvariationen angeboten. So bietet der Marktführer Eongas Fixpreisverträge, Verträge mit Preisgleitklauseln, angelehnt an „Marktpreisentwicklungen“, an sowie ein Preismodell mit variablem Preis, aber der Möglichkeit, diesen für einen bestimmten Zeitraum festzusetzen an.<sup>70</sup> Auch andere Anbieter betonen, dass sie für die Großkunden flexible Angebote erstellen.

<sup>70</sup> Vgl. <http://www.eongas.com/austria/deu/business/01/index.htm>

### Aktivitäten der Nachfrage – Wechselzahlen

Verursacht durch die langanhaltende Preiserhöhungswelle der etablierten Lieferanten und den Markteintritt der neuen Lieferanten erhöhten sich die Wechselzahlen im 4. Quartal 2011 deutlich. Dieser Trend setzte sich auch im ersten Quartal 2012 fort (Abbildung 64). Auffallend ist vor allem die Steigerung in Niederösterreich und Oberösterreich.

Betrachtet man die unterschiedlichen Netzbereiche in Österreich, so fällt auf, dass die Wechselraten für lastganggemessene Gaskunden in Wien und Oberösterreich überdurchschnittlich hoch sind. Endkunden mit Standardlastprofil (Haushalte und sonstige Kleinkunden) haben in den Netzbereichen Niederösterreich, Steiermark und Oberösterreich überdurchschnittlich gewechselt.<sup>71</sup>

Insgesamt haben im Jahr 2011 rd. 15.000 Endkunden ihren Energieversorger gewechselt, das sind 1,1% der Endkunden im österreichischen Gasmarkt und somit ist dies die höchste Wechselrate gesamt sowie in den einzelnen Verbrauchergruppen seit der Marktöffnung. Insgesamt haben seit der Marktöffnung kumuliert rd. 7% der Endkunden ihren Lieferanten gewechselt.

Die Wechselaktivität der lastganggemessenen Endkunden ist deutlich höher als die der Haushaltskunden. Insgesamt haben 6,1% der lastganggemessenen Endkunden und 1% der Haushaltskunden den Lieferanten gewechselt. Der Anstieg der Wechselzahlen in der Verbrauchsgruppe der sonstigen Kleinkunden fiel dagegen mit einem Plus von 12% deutlich niedriger aus und betrug im Jahr 2011 2,5% (Abbildung 65).

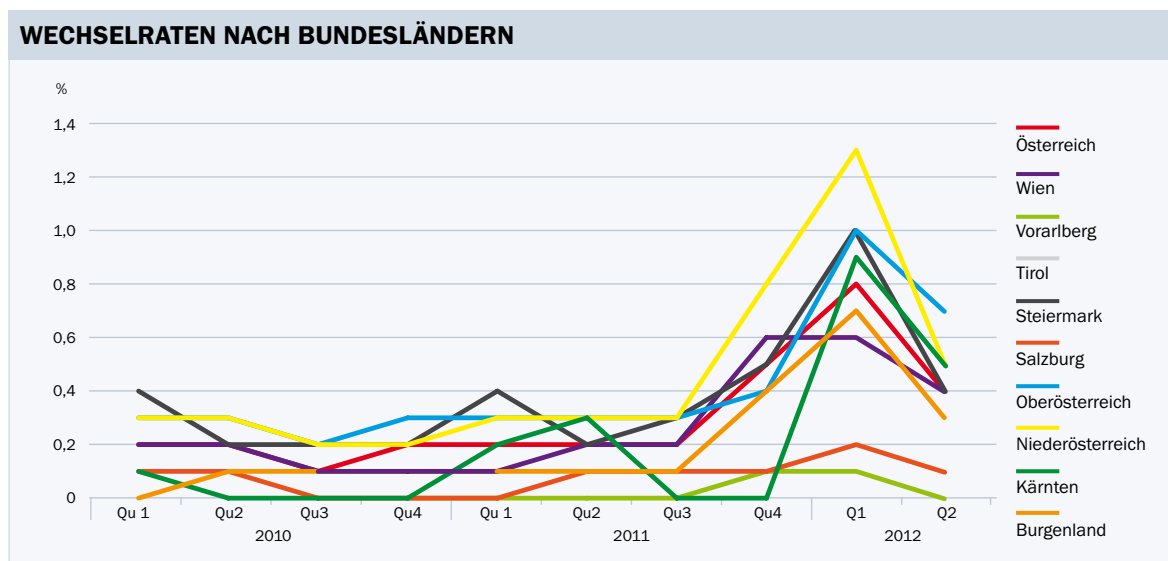
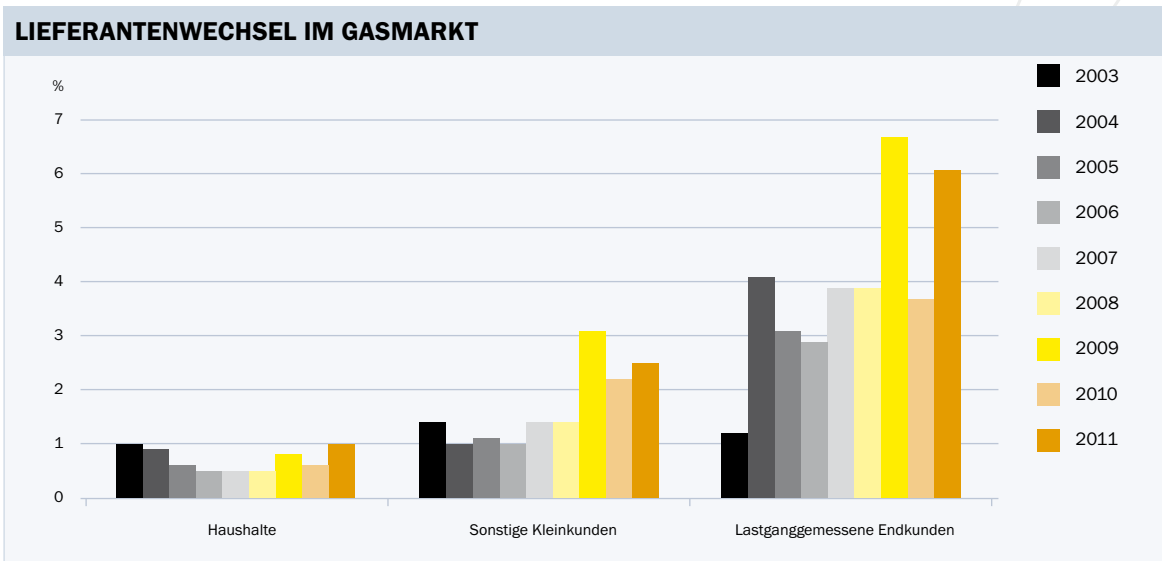


Abbildung 64: Entwicklung der Wechselraten nach Bundesländern 2010–2012, bezogen auf die Anzahl der Zählpunkte  
 Quelle: E-Control

<sup>71</sup> Vgl. [www.e-control.at/statistik/erdgasstatistik/marktstatistik/verbraucherverhalten-versorgerwechsel](http://www.e-control.at/statistik/erdgasstatistik/marktstatistik/verbraucherverhalten-versorgerwechsel)



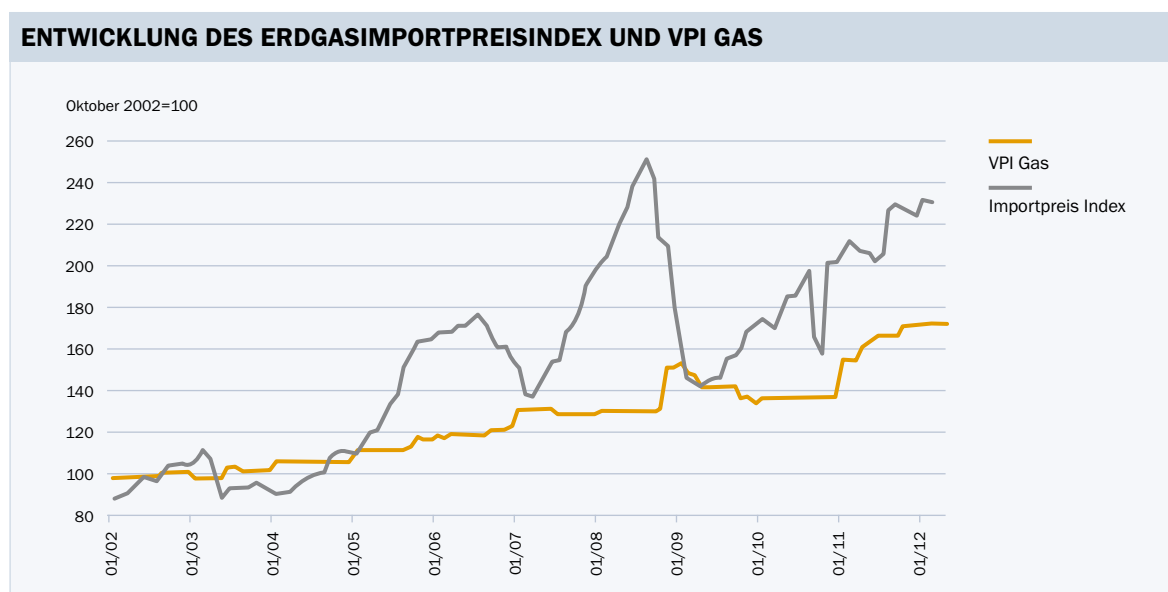
**Abbildung 65:** Lieferantenwechsel im Gasmarkt – Anteile der gewechselten Zählpunkte nach Verbrauchergruppen in Prozent, 2003–2011

Quelle: E-Control

## PREISENTWICKLUNG

### Massenkundenmarkt

Die Gaspreise für Haushaltskunden sind seit 2002 bis Anfang 2009 kontinuierlich angestiegen (Abbildung 63). Danach sank das Preisniveau und stabilisierte sich im Laufe des Jahres 2010. 2011 kam es zu einem sehr starken Anstieg des VPI, sodass der Gesamtpreis um 72 % über dem Preisniveau des Jahres 2002 liegt. Der Importpreis ist in diesem Zeitraum deutlich höheren Schwankungen ausgesetzt gewesen. *Abbildung 66* verdeutlicht, dass diese Schwankungen abgemildert und zeitverzögert an die Endkunden weitergegeben werden.



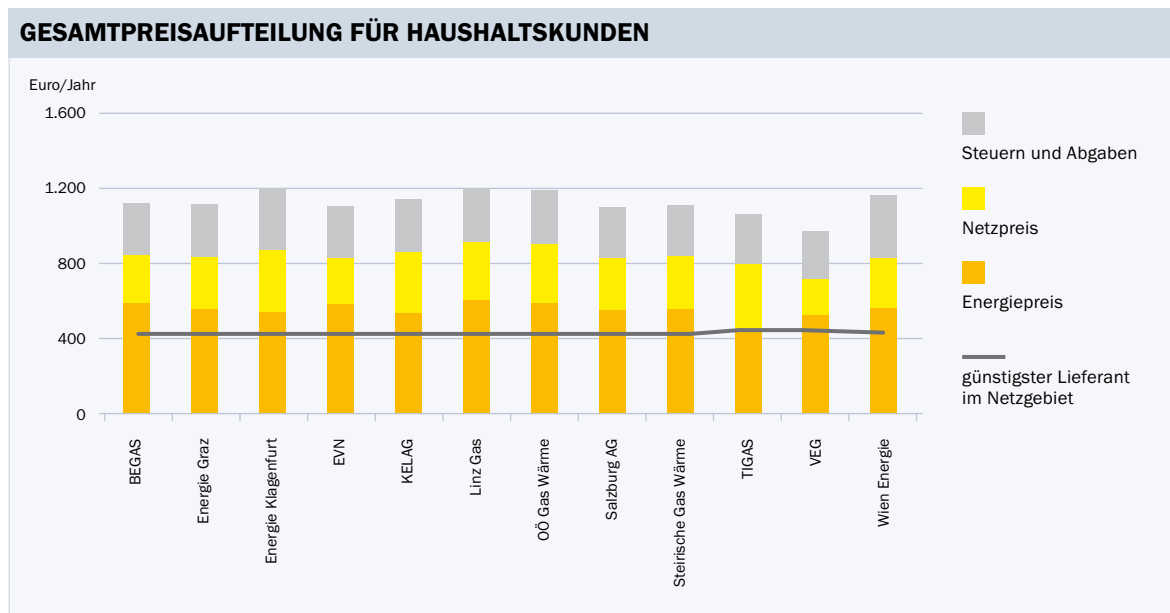
**Abbildung 66:** Entwicklung des Erdgasimportpreisindex und VPI Gas (Gesamtpreis) Index Oktober 2002 = 100)

Quellen: Statistik Austria, E-Control

Die durchschnittlichen Erlöse bei den nicht lastganggemessenen Kleinkunden werden seit 2008 von der E-Control im Rahmen der Marktstatistik erhoben (*Tabelle 10*). Diese Kunden werden auf der Basis von Standardlastprofilen in Verbrauchsgruppen eingeteilt. *Tabelle 10* zeigt die Preisentwicklung für die Verbrauchsgruppen Haushalte und Gewerbe (für Heizgas). Im 1. Halbjahr 2010 erfolgte ein Rückgang der Gaspreise, im 2. Halbjahr 2010 fand eine neuerliche, aber weitaus geringere Reduktion um max. 1 Prozent statt. Danach stiegen die Preise stark an und erreichten z. B. in der Gruppe der Gewerbekunden (Heizgas) das Niveau des Jahres 2009.

ENTWICKLUNG DER GASPRISE FÜR NICHT LASTGANGGEMESSENE GASKUNDEN			
Jul.09 = 100	Haushalte – Einfamilienhäuser – Heizgas	Haushalte – 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%
Jul. 11	89,40%	90,55%	94,76%
Jan. 12	95,33%	98,31%	100,81%

**Tabelle 10:** Entwicklung der Gaspreise für nicht lastganggemessene Gaskunden von Juli 2008 bis Januar 2012  
 Anmerkung: Juli 2008 bedeutet Durchschnittspreis für das erste Halbjahr 2008  
 Quelle: E-Control

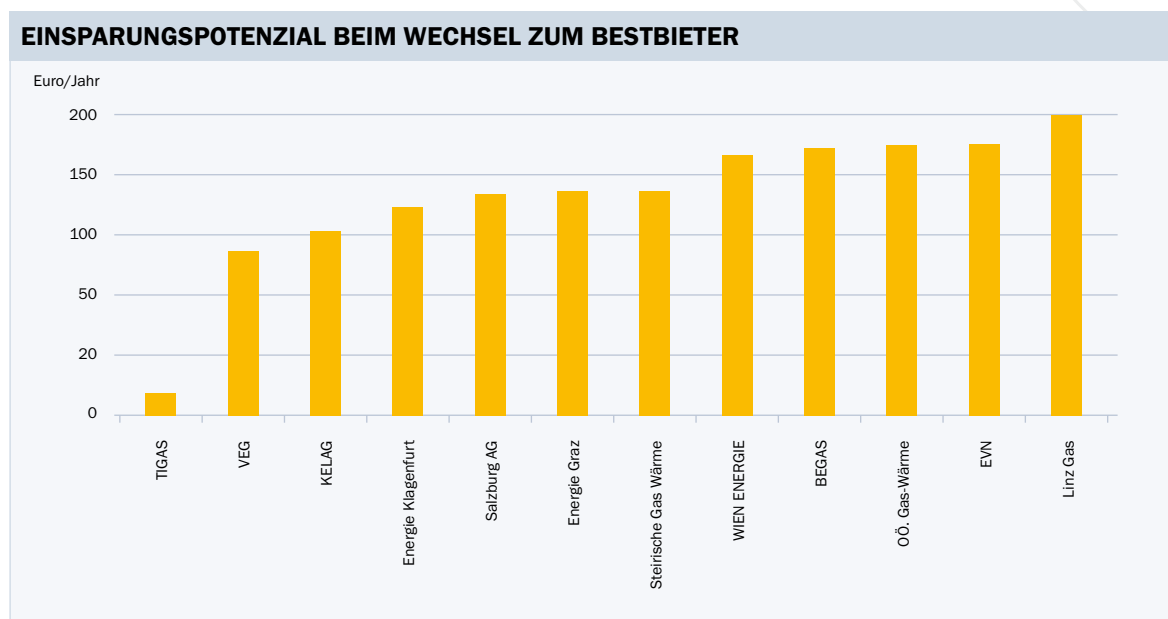


**Abbildung 67:** Gesamtpreisaufteilung für Haushaltskunden im Juni 2012, Preise der etablierten Anbieter (Lokaler Anbieter) und Energiepreis beim Bestbieter  
 Quelle: E-Control



Abbildung 67 stellt die Energiepreise der jeweiligen lokalen Anbieter sowie die entsprechenden Netztarife sowie Steuern und Abgaben je Netzgebiet dar. Aufgrund der strukturellen und geografischen Gegebenheiten der einzelnen Netzgebiete sind auch die Netztarife in den Netzbereichen unterschiedlich.

In allen Netzgebieten der Regelzone Ost sind durch einen Wechsel des Lieferanten Einsparungen bei den Gaskosten möglich, maximal 200 Euro (beim Wechsel von Linz Gas zum günstigsten Anbieter). Darüber hinaus zählen die Einsparpotenziale bei den EnergieAllianz-Unternehmen zu den höchsten.

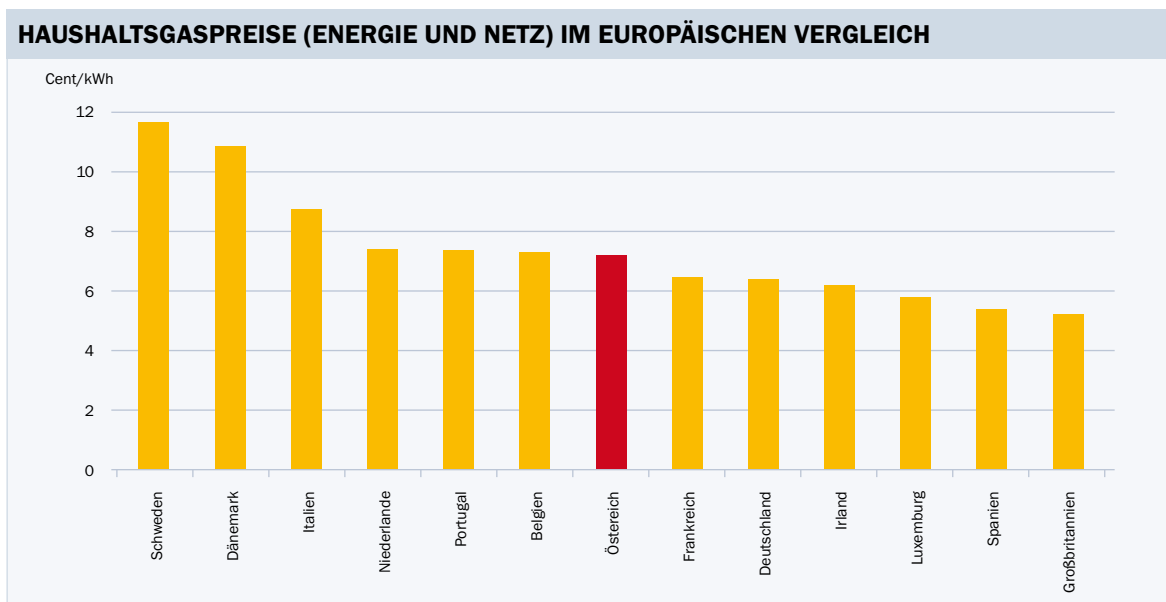


**Abbildung 68:** Einsparungspotenzial beim Wechsel zum Bestbieter im jeweiligen Netzgebiet (Stand Juni 2012)  
Quelle: E-Control

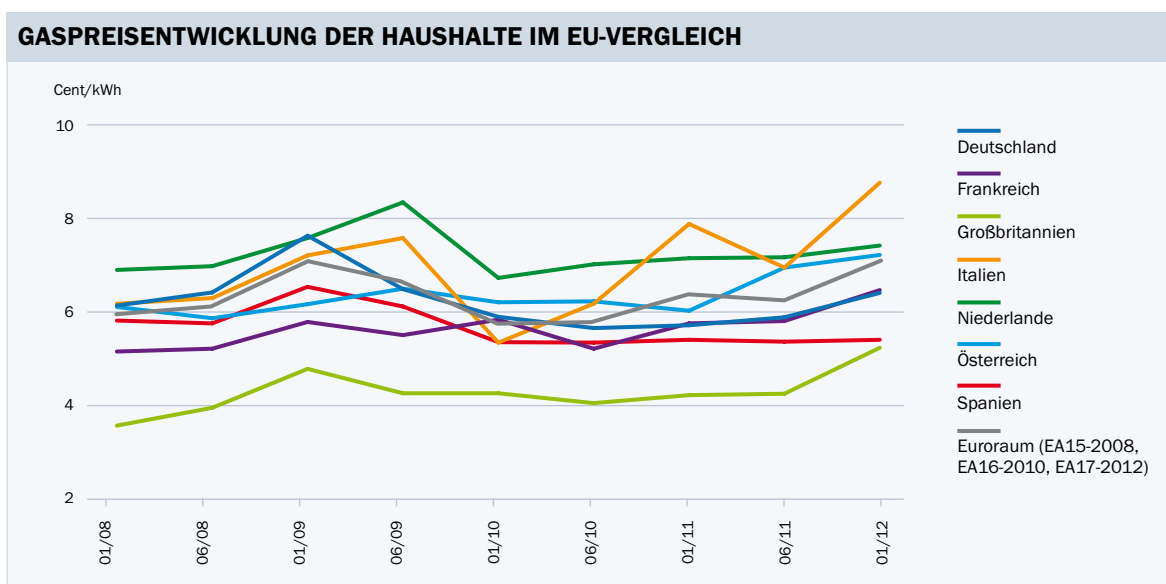
#### Entwicklung der Haushaltspreise im internationalen Vergleich

Im europäischen Vergleich liegen die Gesamtkosten inklusive aller Steuern und Abgaben im oberen Mittelfeld (Abbildung 69). Vergleicht man die Gesamtpreise der Haushaltskunden im zweiten Halbjahr 2011, so liegt Österreich um 0,78 Cent/kWh über dem EU-27- und EU-17-Durchschnitt.

Die Gaspreise für Haushaltskunden in der EU sind im 2. Halbjahr 2011 im Allgemeinen gestiegen, ausgenommen in Dänemark und Schweden, wo die Preise leicht gesunken sind. In diesen Ländern sind aber die absoluten Werte deutlich höher als in den anderen Ländern.



**Abbildung 69:** Haushaltsgaspreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich, zweites Halbjahr 2011, inklusive Steuern und Abgaben, Verbrauchsgruppe 5.555 – 55.555 kWh/a  
 Quelle: Eurostat

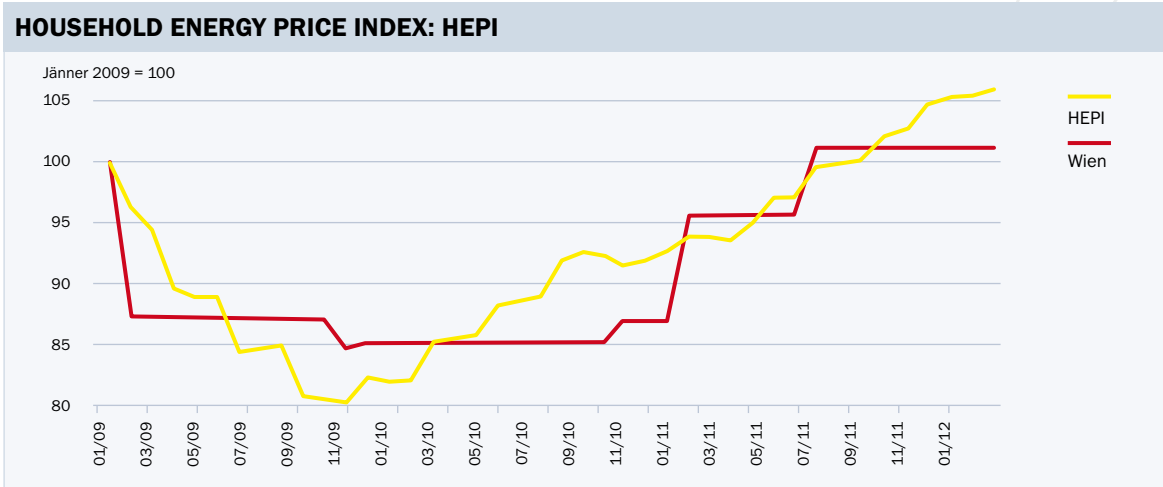


**Abbildung 70:** Entwicklung der Haushaltsgaspreise in ausgewählten Ländern der EU sowie im Durchschnitt, in Cent/kWh, inklusive aller Steuern und Abgaben  
 Quelle: Eurostat

#### HEPI

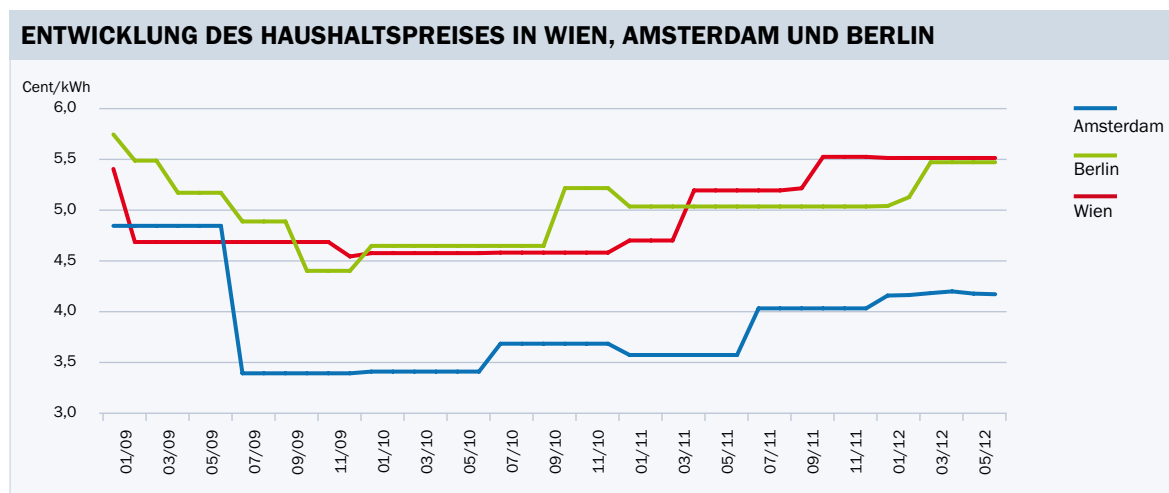
Für 2009 zeigt der von E-Control erhobene Haushaltspreisindex der EU-15<sup>72</sup> (Abbildung 71) eine stark sinkende Tendenz der Haushaltsgaspreise in Europa. Seit Anfang 2010 ist aber ein kontinuierlicher Anstieg bis Ende Juni 2012 zu verzeichnen. Die österreichischen Gaspreise für Haushaltskunden, die in diesen Index eingehen, sind bis Januar 2011 auf einem weitgehend stabilen Niveau geblieben, im letzten Jahr kam es hingegen zu Preiserhöhungen von insgesamt 17 Prozentpunkten.

<sup>72</sup> 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 die von den Konsumenten am meisten genutzten Tarife in die Analyse mit einbezogen.



**Abbildung 71:** HEPI (Household Energy Price Index) – Mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU-15-Hauptstädte ohne Steuern (Januar 2009 = 100)  
Quelle: E-Control

Österreichische Haushaltskunden profitieren nach wie vor nur eingeschränkt von den Veränderungen am Großhandelsmarkt. Ein Vergleich der Entwicklung der Haushaltspreise in Österreich (Wien), Deutschland (Berlin) und Amsterdam (Niederlande) gibt einen Anhaltspunkt dafür, dass die Haushaltskunden, die über einen liquiden Gasgroßhandelsmarkt versorgt werden können, stärker von dem Preisverfall auf diesen Märkten profitieren können. Die Preise in Berlin sind jedoch im Jahr 2010 deutlich angestiegen, lediglich in Amsterdam blieben die Preise auf einem niedrigen Niveau. Deutlich wird jedoch auch der stetige Aufwärtstrend der Gaspreise in Wien, während dies in den beiden anderen Ländern erst später der Fall war (Abbildung 72).



**Abbildung 72:** Entwicklung des Haushaltspreises in Wien, Amsterdam und Berlin, Berechnung mit den Basiswerten der HEPI-Berechnung, ohne Steuern und Abgaben  
Quelle: E-Control

### Sondervertragskundenmarkt – Entwicklung der Preise

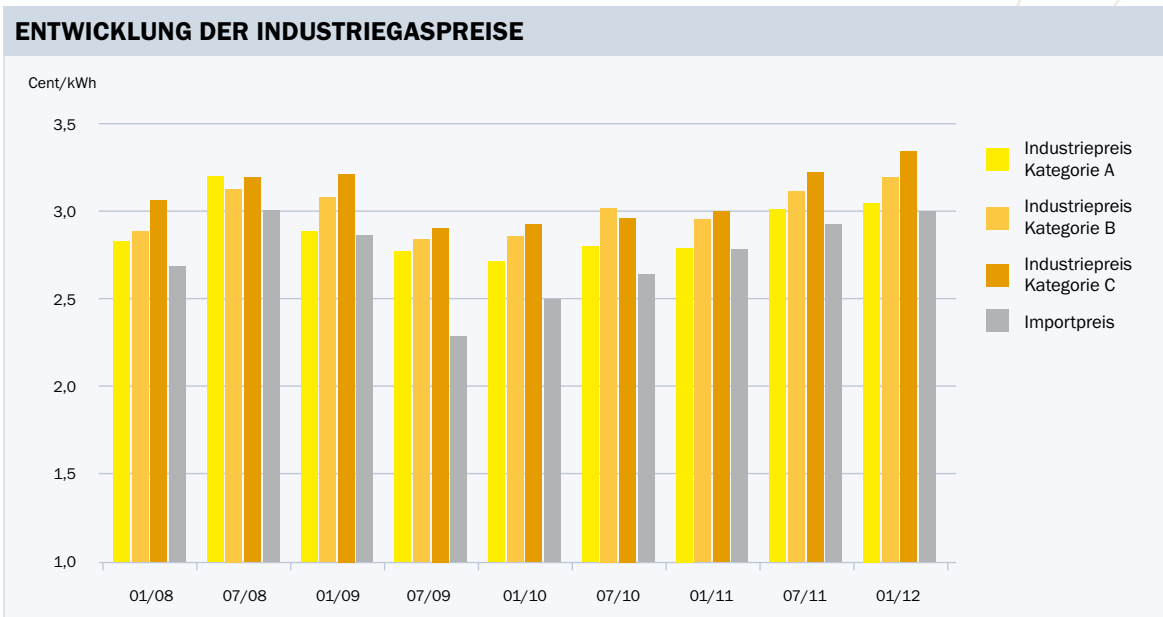
Bisher werden die Gaspreise für lastganggemessene Industriekunden nur strichprobenweise auf Basis der Gas-Statistik-Verordnung erhoben. Seit dem 2. Halbjahr 2003 erhebt die E-Control zweimal jährlich (für Jänner und Juli) mittels Online-Formular die Energiepreise direkt bei den österreichischen Industriekunden.<sup>73</sup>

Die Ergebnisse der Befragung (Tabelle 11, Abbildung 73) zeigen einen Anstieg der Gaspreise in allen Kategorien im Vergleich zum Vorjahreshalbjahr und den höchsten Wert seit Beginn der Erhebung. In der Kategorie A ist der absolute Anstieg geringer ausgefallen als beim Importpreis. Auffallend ist die Verlängerung der durchschnittlichen Vertragslaufzeit in allen Kategorien.

ERGEBNISSE DER INDUSTRIEGASPREISERHEBUNG			
	Auswertung	1/2012 Cent/kWh	2/2011 Cent/kWh
Kategorie A Jahresverbrauch > 100 GWh	Median	2,76	2,75
	Arithmetisches Mittel	2,87	2,82
	Standardabweichung	0,42	0,56
	Anzahl Unternehmen	36	32
	Durchschnittliche Vertragslaufzeit	28 Monate	23 Monate
Kategorie B Jahresverbrauch > 10 GWh und ≤ 100 GWh	Median	3,00	2,90
	Arithmetisches Mittel	3,07	2,96
	Standardabweichung	0,52	0,53
	Anzahl Unternehmen	81	73
	Durchschnittliche Vertragslaufzeit	29 Monate	23 Monate
Kategorie C Jahresverbrauch ≤ 10 GWh	Median	3,16	2,99
	Arithmetisches Mittel	3,28	3,11
	Standardabweichung	0,60	0,67
	Anzahl Unternehmen	95	92
	Durchschnittliche Vertragslaufzeit	27 Monate	19 Monate
Gesamt	Median	3,03	2,89
	Arithmetisches Mittel	3,13	3,01
	Standardabweichung	0,56	0,61
	Erstes Quartal	2,75	2,63
	Drittes Quartal	3,35	3,40
	Anzahl Unternehmen	212	197
	Durchschnittliche Vertragslaufzeit	28 Monate	21 Monate

**Tabelle 11:** Ergebnisse der Industriegaspreiserhebung

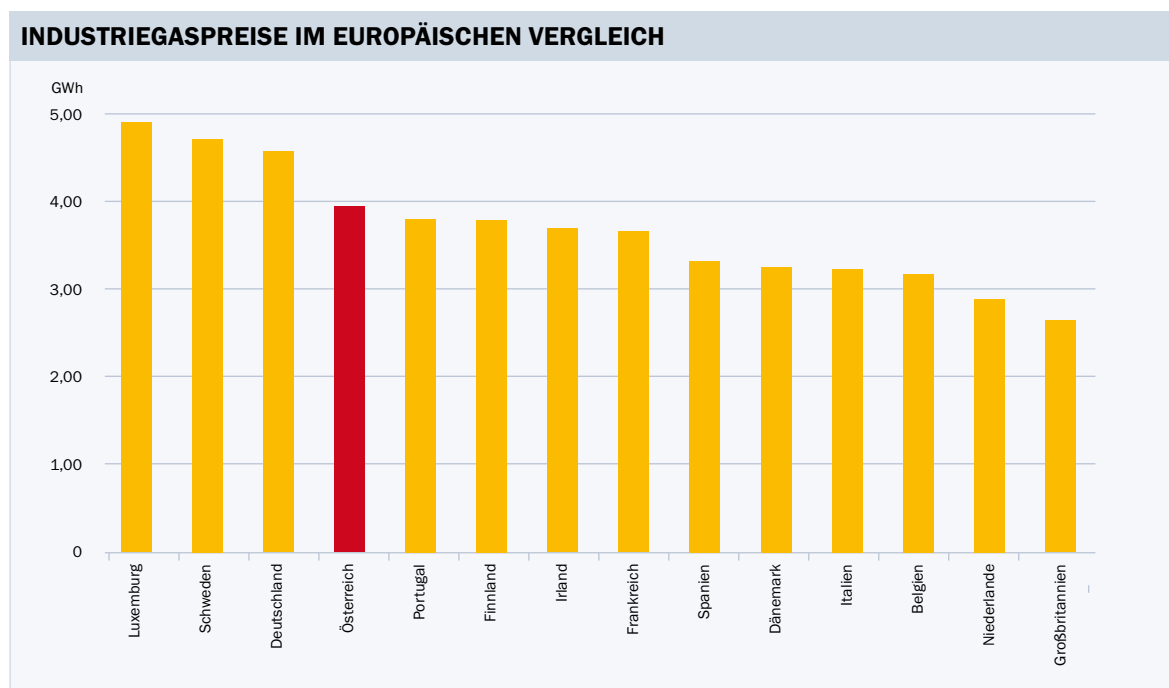
Quelle: E-Control



**Abbildung 73:** Entwicklung der Industriegaspreise  
 Quellen: E-Control, Industriegaspreiserhebung

Festzustellen ist, dass die Industriekunden die Preisbindung von Erdgas an Heizöl als nicht mehr gerechtfertigt empfinden. Dies ist das Ergebnis einer von E-Control durchgeführten Industriebefragung vom November 2011 bei Großkunden mit einem Jahresverbrauch größer als 2 GWh.<sup>74</sup>

#### Europäische Vergleiche



**Abbildung 74:** Vergleich der Industriegaspreise der EU-Länder, 01.01.2012, Verbrauch 2,8–27,8 GWh in Cent/kWh  
 Quelle: Eurostat

<sup>74</sup> Vgl. <http://www.e-control.at/de/industrie/news/aktuelle-meldungen>, Industriebefragung 2011, S. 34

Im europäischen Vergleich liegen die Industriegaspreise in Österreich oberhalb der EU-Durchschnitts (*Abbildung 74*).

### **ABSCHÄTZUNG DER MARGEN DER GASLIEFERANTEN**

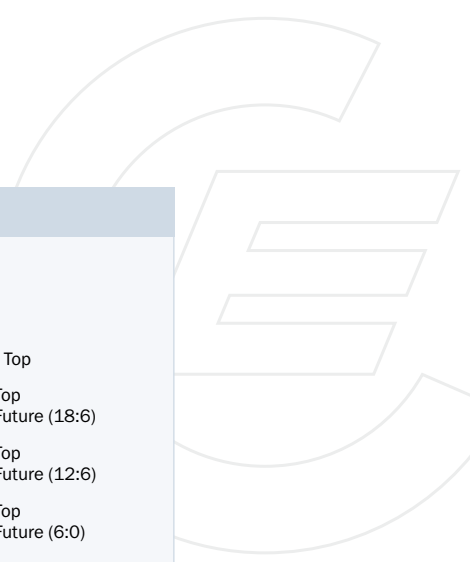
Es ist festzustellen, dass sowohl die Beschaffungskosten für die Gaslieferanten, aber auch die Preise für die Endkunden in 2011 gestiegen sind. In welchem Ausmaß gestiegene Beschaffungskosten an die Endkunden weitergegeben werden können, ist ein Indikator für die Wettbewerbsintensität in dem jeweiligen Markt.

Zur Abschätzung der Margen der Gaslieferanten hat die E-Control gemeinsam mit Frontier Economics<sup>75</sup> ein Margenberechnungsmodell erarbeitet, in dem verschiedene Beschaffungsstrategien simuliert werden können. Dabei wird als Bandbreite auf der einen Seite zwischen Strategien mit Langfristverträgen und auf der anderen Seite einer reinen Spotmarktbeschaffung unterschieden. Bei den Mengen aus langfristigen Verträgen wird als Basis der österreichische Importpreis zugrunde gelegt. Es wird angenommen, dass 90% der Mengen als Mindestabnahmeverpflichtung abgenommen werden müssen.

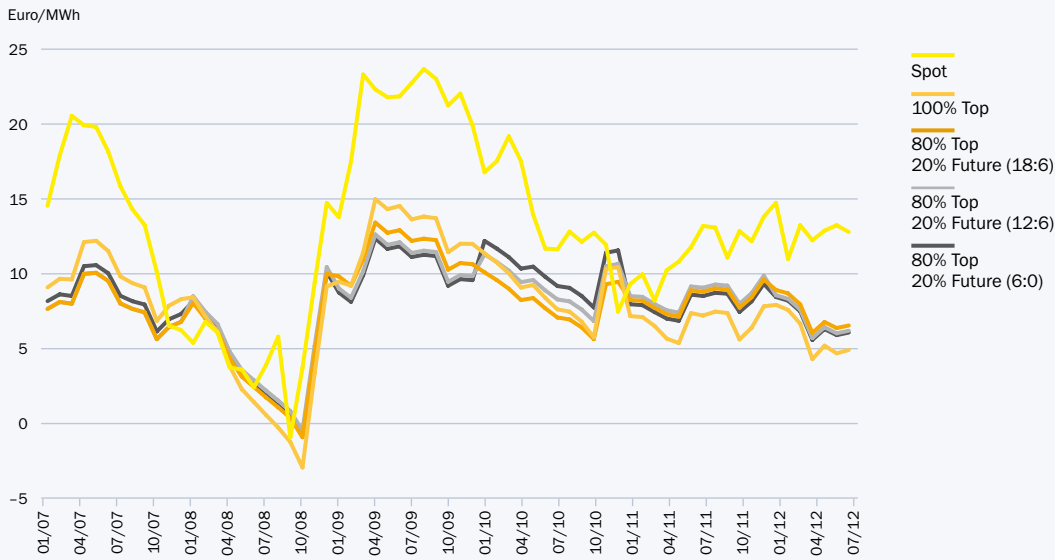
Als Mengenprofil ist der typische monatliche Haushaltsverbrauch hinterlegt. Speicherkosten sind in dem Modell bei allen Strategien außer bei der reinen Spotmarktbeschaffung miteingerechnet. Für Ausgleichsenergiekosten wird aus der Vergangenheit ebenfalls ein entsprechender Aufschlag miteingerechnet. Die Margen der Gaslieferanten wurden ermittelt als Differenz zwischen den Beschaffungskosten nach unterschiedlichen Beschaffungsstrategien und einem durchschnittlichen Energiepreis bei österreichischen Haushaltskunden.

Unabhängig davon welche Beschaffungsstrategie angewendet wurde, lagen die Rohmargen (ohne Vertriebskosten) in den letzten fünf Jahren in der Regel über 5 EUR/MWh (*Abbildung 76*), Ausnahmen waren im Oktober 2008 zu beobachten, bei der sie noch über 10 EUR/MWh lagen. Seit Januar 2011 schwanken sie zwischen 5 und 10 EUR/MWh, ausgenommen bei der Spotmarktbeschaffung.

Die Margen sind bei der traditionellen Beschaffung über ölindexierte Langfristverträge am geringsten, der reine Spotmarktbezug bringt die höchsten Margen, ist aber eine unrealistische Beschaffungsoption. Eine stärkere Berücksichtigung des kurzfristigen Bezugs würde sicherlich Spielraum für Preissenkungen geben. Dies wäre möglich über Aufnahme von Gasspot- oder Terminpreisen in die Preisformel der langfristigen ölindexierten Verträge oder durch Erhöhung des Bezuges direkt über Spot- und Terminmärkte.

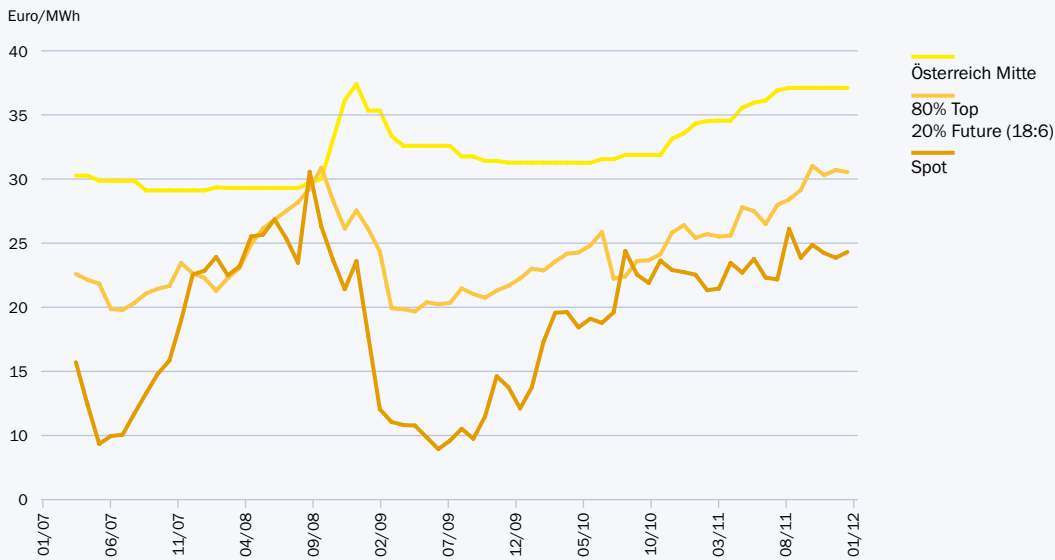


### ENTWICKLUNG DER ROHMARGEN



**Abbildung 75:** Rohmargen der Gaslieferanten als Differenz zwischen den Beschaffungskosten nach unterschiedlichen Beschaffungsstrategien und einem durchschnittlichen Energiepreis bei österreichischen Haushaltskunden  
Quelle: Statistik Austria, ICIS Heren, Energate, Berechnungen E-Control

### ENTWICKLUNG DER HAUSHALTS- UND GROSSHANDELSPREISE GAS



**Abbildung 76:** Entwicklung der Haushalts- und Großhandelspreise Gas in Euro/MWh  
Quelle: Statistik Austria, ICIS Heren, Energate, Berechnungen E-Control

### **ERWEITERTE ÜBERWACHUNGSAUFGABEN FÜR DIE E-CONTROL IM GASMARKT**

Mit dem Inkrafttreten des GWG am 22. November 2011 hat die E-Control erweiterte Kompetenzen im Bereich des Monitorings (Überwachung) erhalten. § 131 GWG ist die Umsetzung des § 41 in der Richtlinie 2009/73/EG, der die Aufgaben der Regulierungsbehörden festlegt. Die Überwachung umfasst die Überwachung über die Einhaltung der Regelungen des GWG (Compliance Monitoring), aber auch die Marktüberwachung (Market Monitoring).

Dabei muss die Regulierungsbehörde unter anderem den Grad und die Wirksamkeit der Marktöffnung und den Umfang des Wettbewerbs auf Großhandelsebene und Endkundenebene einschließlich etwaiger Wettbewerbsverzerrungen oder -beschränkungen überwachen und zudem den Grad der Transparenz am Erdgasmarkt sowie die Netzqualität (§ 131 (1)).

Erstmals seit der Einführung der Regulierung hat die E-Control die Möglichkeit, Daten für diese Überwachungsaufgaben regelmäßig zu erheben, bisher war nur eine Erhebung für statistische Zwecke möglich. Rechtliche Grundlage dafür wird eine neu zu konzipierende Verordnung (VO) gem. § 131 (2) sein. Dabei hat die VO zumindest die im GWG aufgelisteten Daten (§ 131 (2)) zu enthalten.

Neben diesem laufenden Monitoring ist der E-Control auch als Aufgabe zugeteilt worden, Untersuchungen, Gutachten und Stellungnahmen über die Markt- und Wettbewerbsverhältnisse im Elektrizitäts- und Erdgasbereich zu erstellen (§ 21 (2) EC-Gesetz). Dazu ist die E-Control gemäß § 34 E-Control-Gesetz befugt, in alle Unterlagen von Marktteilnehmern, Netzbetreibern, Speicherunternehmen, Bilanzgruppenverantwortlichen sowie Bilanzgruppenkoordinatoren Einsicht zu nehmen und über alle auf ihre Tätigkeit Bezug habenden Umstände Auskunft zu verlangen.

### **DURCHFÜHRUNG VON UNTERSUCHUNG UND MASSNAHMEN ZUR WETTBEWERBSFÖRDERUNG**

In Umsetzung des Art. 41 (4) b Gas-RL wird in § 21 Abs. 2 E-ControlG normiert, dass die E-Control Untersuchungen macht und Gutachten sowie Stellungnahmen über die Markt- und Wettbewerbsverhältnisse im Elektrizitäts- und Erdgasbereich erstattet. Zudem kann die E-Control gem. § 21 Abs. 3 Antrags- und Stellungnahmerechte gem. dem Kartellgesetz 2005 wahrnehmen. Weiters hat die E-Control gem. § 24 Abs. 1 Z 2 die allgemeine Wettbewerbsaufsicht über die Marktteilnehmer.

In 2011 wurde keine Untersuchung durchgeführt.

### **KONSUMENTENSCHUTZ**

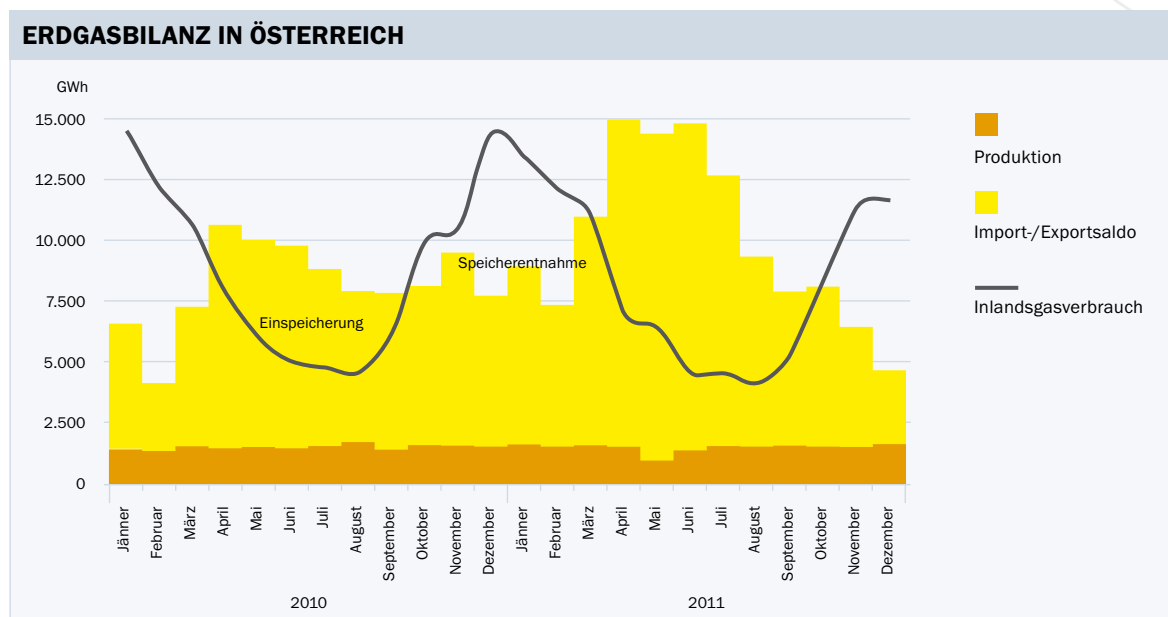
Siehe S. 68 Konsumentenschutz



## Versorgungssicherheit Gas

### VERHÄLTNISS 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 geringeren Importmengen im Winter werden durch zusätzliche Speicherleistung ersetzt (Abbildung 77).



**Abbildung 77:** Erdgasaufbringung und Verbrauch in Österreich für 2010 und 2011  
 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 2011 wurden in Österreich insgesamt rd. 1,6 Mrd. Nm<sup>3</sup> Naturgas<sup>76</sup> gefördert, was rd. 20 % des Inlandgasverbrauchs entspricht. Der Hauptanteil, rd. 83 %, wurde von der OMV Austria Exploration & Production gefördert (Tabelle 12). Die sicher und wahrscheinlich gewinnbaren Reserven der beiden Unternehmen betragen mit Stichtag 1. Jänner 2011 24,7 Mrd. Nm<sup>3</sup>.

NATURGASPRODUKTION IN ÖSTERREICH 2011			
	in Mio. Nm <sup>3</sup>	in %	% gg. 2010
OMV Austria Exploration & Production	1.319	82,9	-10,8
Rohöl-Aufsuchungs AG	272	17,1	20,4
<b>Gesamt</b>	<b>1.591</b>	<b>100,0</b>	<b>-6,6</b>

**Tabelle 12:** Naturgasproduktion in Österreich 2011  
 Quelle: Geologische Bundesanstalt, <http://www.geologie.ac.at/>

<sup>76</sup> Unter Naturgas wird sowohl Erdgas als auch Erdölgas verstanden.

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 2011 physisch importierten Menge an Gas wurde rd. 80% wieder exportiert. Insgesamt wurden 2011 rd. 488 TWh physisch importiert. Der größte Anteil der physikalischen Exporte ging nach Italien. Im Jahr 2011 waren dies rd. 280 TWh (Tabelle 13).

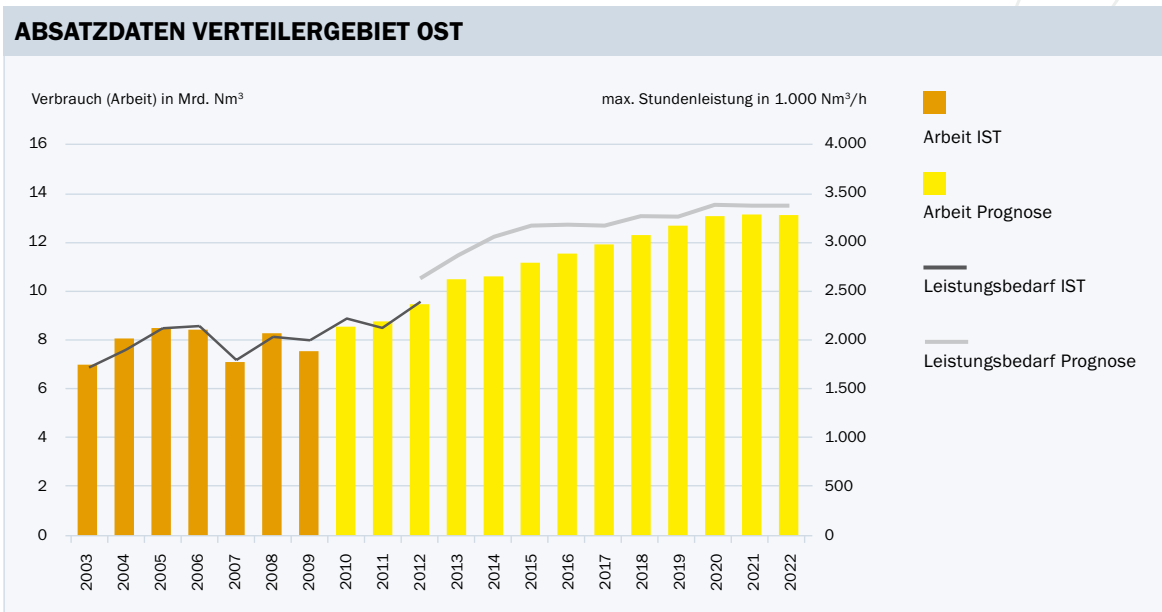
<b>ERDGASBILANZ ÖSTERREICH, KALENDERJAHR 2011</b>				
	<b>Importe</b>		<b>Exporte</b>	
	<b>in GWh</b>	<b>in Mio. Nm<sup>3</sup></b>	<b>in GWh</b>	<b>in Mio. Nm<sup>3</sup></b>
Deutschland	82.304	7.355	35.533	3.175
Schweiz	-	-	611	55
Italien	-	-	279.583	24.985
Slowenien	-	-	16.832	1.504
Ungarn	-	-	46.799	4.182
Slowakei	405.346	36.224	5.110	457
Tschechische Republik	549	49		
<b>Summe</b>	<b>488.199</b>	<b>43.628</b>	<b>384.467</b>	<b>34.358</b>

**Tabelle 13:** Physikalische Importe und Exporte 2011<sup>77</sup>

Quelle: E-Control

### **ERWARTETE NACHFRAGEENTWICKLUNG UND VERFÜGBARES ANGEBOT**

Die Nachfrageentwicklung ist aufgrund der vom Verteilergiebtsmanager AGGM erstellten Prognose in *Abbildung 75* 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 78:** Prognose der maximalen Stundenleistung und Verbrauch im Verteilerggebiet Ost  
Quelle: AGGM

#### IN PLANUNG UND IN BAU BEFINDLICHE ZUSÄTZLICHE KAPAZITÄTEN

Physikalische Reverse Flow Kapazität von Deutschland nach Österreich am Netzkopplungspunkt Überackern wurde von Gas Connect Austria GmbH am 1. April 2011 mit einer Kapazität von 424.400 Nm<sup>3</sup>/h in Betrieb genommen.

Physikalische Reverse Flow Kapazität von Italien nach Österreich am Netzkopplungspunkt Arnoldstein (TAG) ist am 1. Oktober 2011 mit einer Kapazität von 1.552.960 Nm<sup>3</sup>/h in Betrieb gegangen.

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 m<sup>3</sup>/h in beiden Transportrichtungen bringen.

Im 1. Quartal 2012 wurde eine neue Verdichterstation in Baumgarten in Betrieb genommen, die zur Sicherstellung der erhöhten Anforderungen an die Versorgung der österreichischen Endkunden im Rahmen der Langfristigen Planung 2007 genehmigt wurde.

### **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 Studie<sup>78</sup> 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 des Monitorings der Qualität der Netzdienstleistung der österreichischen Gasverteilernetzbetreiber erhebt die 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**

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 § 25 GWG 2011 ist geregelt, dass im Fall von kurz- oder mittelfristigen Kapazitätsengpässen der Verteilergebietsmanager mit den betroffenen Netzbetreibern, Bilanzgruppenverantwortlichen, Versorgern, Bilanzgruppenkoordinatoren und Speicherunternehmen bzw. Betreibern von Produktionsanlagen einen Maßnahmenplan zur Beseitigung des Engpasses erarbeitet und umsetzt.

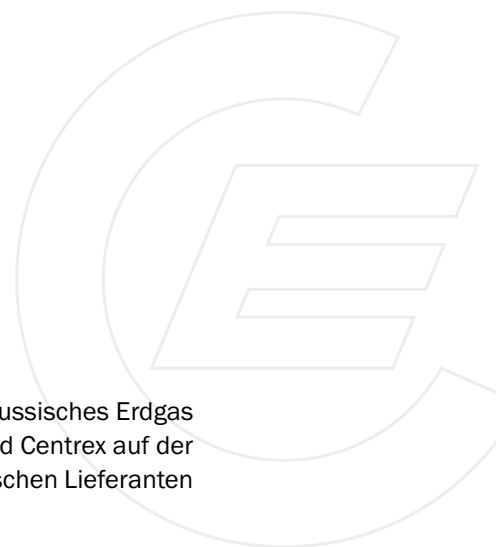
Für den Fall, dass ein Engpass mit marktkonformen Maßnahmen nicht mehr behoben werden kann, sind gesetzlich geregelte Lenkungsmaßnahmen vorgesehen. Zur laufenden Beurteilung der Versorgungslage und zur Planung von Energielenkungsmaßnahmen werden seit 2007 zyklisch umfassende Datenerhebungen durchgeführt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

#### ***Umfang der Bevorratungskapazität (Gasspeicherung)***

Die österreichischen Gasspeicher haben gemeinsam ein Arbeitsgasvolumen von rd. 7,4 Mrd. m<sup>3</sup> und eine Entnahmeleistung von rd. 3,6 Mio. m<sup>3</sup>/h. Daneben nutzen am österreichischen Markt agierende Unternehmen auch den Speicher Lab 4 der Pozagas in der Slowakei (Arbeitsgasvolumen von 652 Mio. m<sup>3</sup> und Entnahmeleistung von 285.416 m<sup>3</sup>/h<sup>79</sup>).

<sup>78</sup> 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>)

<sup>79</sup> Vgl. <http://pozagas.sk/en/ungsf-lab-4/>



### **Anteil langfristiger Erdgaslieferverträge**

Die bestehenden Langfristverträge sehen die folgenden Mengen vor:

- > Ca. 7 Mrd. m<sup>3</sup> / Jahr an russischen Lieferungen von Gazprom Export<sup>80</sup>
- > Ca. 1,2 Mrd. m<sup>3</sup>/ Jahr an norwegischen Lieferungen<sup>81</sup>
- > Weitere, geringere Mengen von deutschen Lieferanten

Wie aus Pressemitteilungen in 2006<sup>82</sup> 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. 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 § 33 (2) GWG 2011 geschaffen. Darin ist der Netzausbauvertrag definiert. Es handelt sich dabei um eine wechselseitige Verpflichtung zwischen Netzbewerber und Netzbetreiber zwecks besserer Planbarkeit von Investitionen und Transportleitungen. Voraussetzung für die sichere Umsetzung der Investition ist auch die Genehmigung der entsprechenden Projekte in der langfristigen Planung durch die E-Control, die der Verteilergebietsmanager entsprechend dem § 18 GWG 2011 durchzuführen hat. Durch dieses Verfahren erhält der Netzbetreiber die Zusicherung, dass er die Investitionen über regulierte Tarife finanzieren kann. Der Netzbewerber und der Endkunde bekommen Sicherheit für geplante Projekte.

### **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 sowie 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 wurden im Präventionsplan geeignete Empfehlungen zur Beseitigung festgelegt. Einige der Empfehlungen befinden sich bereits in Umsetzung.

Die Arbeitsgruppe hat auch den Notfallplan erstellt und zur Konsultation an die benachbarten zuständigen Behörden geschickt. Bei der Erstellung des Notfallplans konnte auf das bereits seit 2007 bestehende Handbuch der Krisenvorsorge in der Erdgaswirtschaft zurückgegriffen werden.

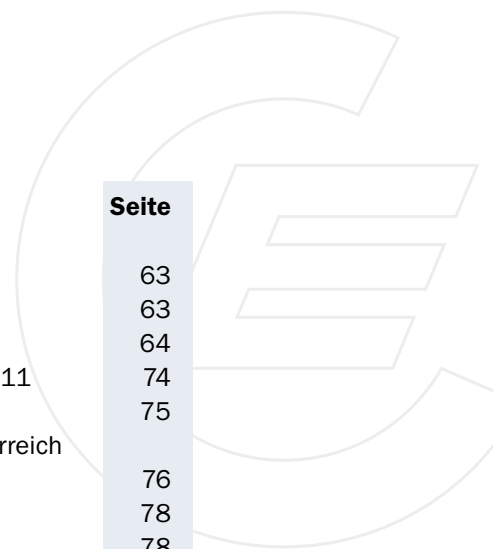
<sup>80</sup> Vgl. APA ots news vom 29.09.2006

<sup>81</sup> Vgl. Norwegian Petroleum Directorate, <http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2009/>, Chapter 6, Norwegian gas exports, S. 49

<sup>82</sup> Vgl. Pressemitteilung OMV vom 29.9.2006 auf [www.omv.com](http://www.omv.com)

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

	<b>Seite</b>
Abbildung 1	5
Abbildung 2	16
Abbildung 3	19
Abbildung 4	20
Abbildung 5	21
Abbildung 6	27
Abbildung 7	31
Abbildung 8	32
Abbildung 9	33
Abbildung 10	33
Abbildung 11	34
Abbildung 12	36
Abbildung 13	36
Abbildung 14	37
Abbildung 15	38
Abbildung 16	38
Abbildung 17	41
Abbildung 18	42
Abbildung 19	45
Abbildung 20	45
Abbildung 21	46
Abbildung 22	47
Abbildung 23	47
Abbildung 24	48
Abbildung 25	49
Abbildung 26	50
Abbildung 27	50
Abbildung 28	51
Abbildung 29	52
Abbildung 30	53
Abbildung 31	53
Abbildung 32	55
Abbildung 33	55
Abbildung 34	56
Abbildung 35	57
Abbildung 36	57
Abbildung 37	58
Abbildung 38	59
Abbildung 39	62



	<b>Seite</b>
Abbildung 40 Ertragsentwicklung österreichische Energiekonzerne	63
Abbildung 41 Entwicklung Konzernjahresüberschuss	63
Abbildung 42 Entwicklung der Kapitalstruktur	64
Abbildung 43 Entwicklung des Stromverbrauchs in Österreich im Zeitablauf, 1977-2011	74
Abbildung 44 Prognose des energetischen Endverbrauchs im Vergleich 2011-2020	75
Abbildung 45 Prognostizierte Leistungsmaxima und prognostizierte Lastspitze in Österreich bis 2020	76
Abbildung 46 Ausgleichsenergiemengen	78
Abbildung 47 Anteil der Physikalischen Ausgleichsenergie	78
Abbildung 48 Preisentwicklung Ausgleichsenergiemarkt	79
Abbildung 49 Speicherbewegung und Spotpreisentwicklung	84
Abbildung 50 Abgabe an Endverbraucher	87
Abbildung 51 Erdgasangebot und -nachfrage in Österreich 2011	92
Abbildung 52 Entwicklung der Erdgasproduktion in Österreich	93
Abbildung 53 Entwicklung der Importmengen nach Österreich	94
Abbildung 54 Importstruktur	94
Abbildung 55 Entwicklung der Importpreise Gas	95
Abbildung 56 Händlerstruktur am CEGH nach Länderzugehörigkeit	96
Abbildung 57 Konzentrationszahlen am CEGH	96
Abbildung 58 Entwicklung der Handelsmengen am CEGH	97
Abbildung 59 Entwicklung der Handelsmengen und Preise an der CEGHEX	98
Abbildung 60 Entwicklung der OTC-Handelsmengen am TTF, NCG, CEGH	98
Abbildung 61 Preisentwicklung der Spot-Produkte (Day ahead)	100
Abbildung 62 Entwicklung der Beschaffungskosten	101
Abbildung 63 Öffentlicher Anteil an österreichischen Gasunternehmen	104
Abbildung 64 Wechselraten nach Bundesländern	108
Abbildung 65 Lieferantenwechsel im Gasmarkt	109
Abbildung 66 Entwicklung des Erdgasimportpreisindex und VPI Gas	109
Abbildung 67 Gesamtpreis aufteilung für Haushaltskunden	110
Abbildung 68 Einsparungspotenzial beim Wechsel zum Bestbieter	111
Abbildung 69 Haushaltsgaspreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich	112
Abbildung 70 Gaspreisentwicklung Haushalte im EU-Vergleich	112
Abbildung 71 Household Energy Price Index: HEPI	113
Abbildung 72 Entwicklung des Haushaltspreises in Wien, Amsterdam und Berlin	113
Abbildung 73 Industriegaspreise im europäischen Vergleich	115
Abbildung 74 Vergleich der Industriegaspreise der EU-Länder	115
Abbildung 75 Entwicklung der Rohmargen	117
Abbildung 76 Entwicklung der Haushalts- und Großhandelspreise Gas	117
Abbildung 77 Erdgasbilanz in Österreich	119
Abbildung 78 Absatzdaten Verteilergebiet Ost	121

## TABELLENVERZEICHNIS

		<b>Seite</b>
Tabelle 1	Bilanz der Stromwirtschaft für 2011	4
Tabelle 2	Bilanz der Gaswirtschaft für 2011	5
Tabelle 3	Übersicht über die Systemlängen des österreichischen Übertragungsnetzes	14
Tabelle 4	Preisveränderungen der Stromlieferanten 2011–2012	43
Tabelle 5	Ergebnisse der Industriestrompreiserhebung – 1. Halbjahr 2012	54
Tabelle 6	Übersicht über das Transportnetz	73
Tabelle 7	Speicherkapazitäten in Österreich	83
Tabelle 8	Bilanz der Gaswirtschaft für 2011	91
Tabelle 9	Preisveränderungen der österreichischen Gasanbieter für Haushaltskunden 2011–2012	107
Tabelle 10	Entwicklung der Gaspreise für nicht lastganggemessene Gaskunden	110
Tabelle 11	Ergebnisse der Industriegaspreiserhebung	114
Tabelle 12	Naturgasproduktion in Österreich 2011	119
Tabelle 13	Erdgasbilanz Österreich, Kalenderjahr 2011	120





---

## Impressum

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

**Für den Inhalt verantwortlich:** DI Walter Boltz und Mag. (FH) Martin Graf,  
Vorstände Energie-Control Austria

**Konzeption & Design:** FABIAN Design und Werbe GmbH

**Text:** Energie-Control Austria

**Druck:** Druckerei Althammer

© Energie-Control Austria 2012

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

Redaktionsschluss: 30. Juni 2012

---

