



E-CONTROL

National Report 2013

AUSTRIA

Vorläufige Version

Juli 2013



Inhalt

1. MAßGEBLICHE ENTWICKLUNGEN 2012	3
1.1. Strom- und Gasmarkt in Kennzahlen	3
1.2. Maßgebliche Marktentwicklungen	5
1.3. Maßgebliche Regulatorische Entwicklungen	8
2. DER ÖSTERREICHISCHE STROMMARKT	11
2.1. Netzregulierung	11
2.1.1. Entflechtung	11
2.1.2. Technische Funktionsweise des Marktes	13
2.1.3. Entgelte für Anschluss und Zugang	19
2.1.4. Engpassmanagement	20
2.1.5. Überwachung der TSO Investitionspläne in Bezug auf den TYNDP gem. Art. 37 (1) g	21
2.1.6. Grenzüberschreitende Zusammenarbeit mit anderen NRAs oder Behörden	22
2.2. Entwicklung des Wettbewerbs	22
2.2.1. Aufbringung und Verwendung von Elektrizität	22
2.2.2. Wettbewerb am Großhandelsmarkt	26
2.2.3. Wettbewerb am Endkundenmarkt	29
2.2.4. Investitionstätigkeit der Energieunternehmen	40
2.2.5. Untersuchungen und Maßnahmen zur Wettbewerbsförderung	42
2.3. Versorgungssicherheit Strom	43
2.3.1. Entwicklung Angebot und Nachfrage	43
2.3.2. Ausbau der Stromnetze und Netzwartung	46
3. DER ÖSTERREICHISCHE GASMARKT	46
3.1. Netzregulierung	46
3.1.1. Entflechtung	46
3.1.2. Technische Funktionsweise des Marktes	48
3.1.3. Entgelte für Anschluss und Zugang	57



3.1.4. Gastransport	60
3.1.5. Compliance.....	62
3.1.6. Grenzüberschreitende Zusammenarbeit mit anderen NRAs oder Behörden.....	63
3.2. Entwicklung des Wettbewerbs	63
3.2.1. Aufbringung und Verwendung von Gas	63
3.2.2. Wettbewerb am Großhandelsmarkt.....	64
3.2.3. Wettbewerb im Endkundenmarkt.....	68
3.2.4. Investitionen der Energieunternehmen.....	78
3.2.5. Untersuchungen und Maßnahmen zur Wettbewerbsförderung.....	79
4. KONSUMENTEN	80
5. VERZEICHNISSE.....	89



1. Maßgebliche Entwicklungen 2012

1.1. Strom- und Gasmarkt in Kennzahlen

Indikatoren der Stromwirtschaft:

Insgesamt wurden 2012 im Inland 69.258 GWh verbraucht, was einer Zunahme des Inlandstromverbrauchs um 1,0 % bzw. 717 GWh entspricht.

Insgesamt erzeugten die Laufkraftwerke mit 27.241 GWh um 5.527 GWh oder 25,5 % mehr als 2011. Die Speicherkraftwerke erzeugten 15.668 GWh, um 3.653 GWh oder 30,4 % mehr. In den größeren Windanlagen wurden rd. 2 TWh erzeugt, was einem Zuwachs um etwa ein Fünftel entspricht. Da die sonstige Erzeugung mit 7.255 GWh ebenfalls deutlich über dem Vorjahreswert lag (Zuwachs um 13,2 %), ging die Stromerzeugung in kalorischen Kraftwerken um 16,0 % bzw. 2.371 GWh auf nunmehr 19.816 GWh zurück.

Tabelle 1: Strommarkt 2012

	GWh (2012)	Veränderung zu 2011
Brutto Stromerzeugung	72012	+10,1%
Physische Importe	23264	-6,8%
Physische Exporte	20455	+21,9%
Pumpstromverbrauch	5563	+10%
Inlandsstromverbrauch	69258	+1%
Jahresspitze im Netz (MW)	10113	+4,1%

Quelle: E-Control

Indikatoren der Gaswirtschaft:

2012 ging die inländische Erdgasabgabe an Endkunden um 4,6 % auf 91.204 GWh oder 8.151 Mio.Nm³ zurück.

Die physikalischen Erdgasimporte gingen insgesamt um 7,5 % oder 36.706 GWh auf 451.493 GWh zurück. Gleichzeitig wurden die physikalischen Erdgasexporte um 4,1 % oder 15.785 GWh auf 368.683 GWh verringert. Damit reduzierte sich der physikalische Importüberschuss um 20.921 GWh auf nunmehr 82.810 GWh.



Auffallend bei der saisonalen Betrachtung ist, dass Österreich im Feber 2011 erstmals zu einem Netto-Exporteur wurde, was durch zusätzliche Ausfuhrmengen aus den oberösterreichischen Speicher- und Produktionsstätten nach Deutschland zurück zu führen war.

Tabelle 2: Gasmarkt 2012

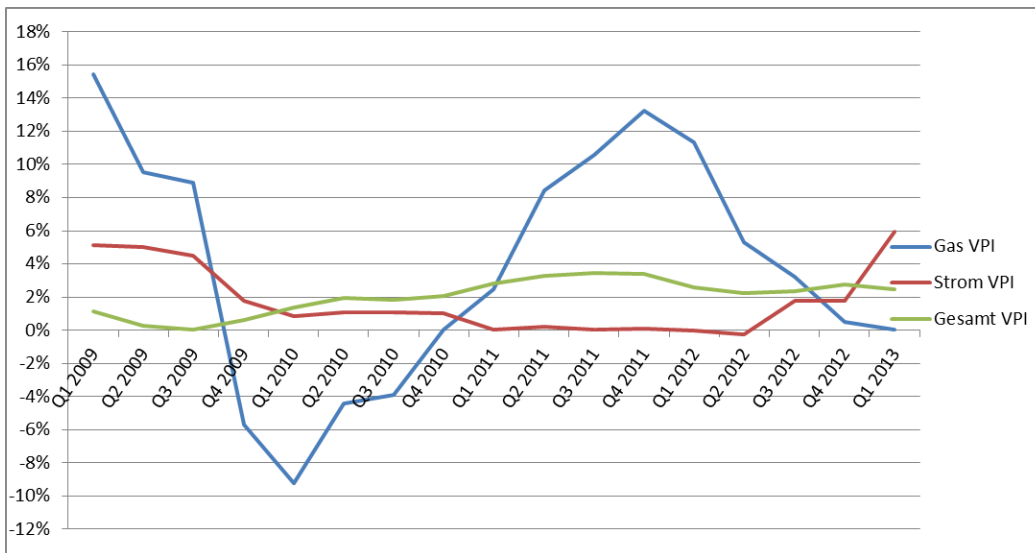
	GWh (2012)	Veränderung zu 2011
Importe	451493	-7,5%
Produktion	20216	+7,3%
Ausspeicherung	46245	+44,3%
Exporte	368683	-4,1%
Einspeicherung	53326	-1,5%
Eigenverbrauch, Verluste	4742	-2,5%
Endverbrauch	91204	-4,6%
Max. stündl. Verbrauch	28,28	+14,6%
Min. stündl. Verbrauch	3,945	+2,9%

Quelle: E-Control

Preisentwicklungen 2012

Der Preisauftrieb für Erdgas war in der ersten Jahreshälfte 2012 sehr hoch. Vor allem im ersten Quartal stiegen die Preise um 11% gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres an. In der zweiten Jahreshälfte sank der Preisauftrieb bei Gas und wurde durch Steigerungen bei Strom abgelöst.

Abbildung 1: Änderungsraten des Verbraucherpreisindex in Österreich und der Gas- bzw Stromindizes



Quelle: Statistik Austria

1.2. Maßgebliche Marktentwicklungen

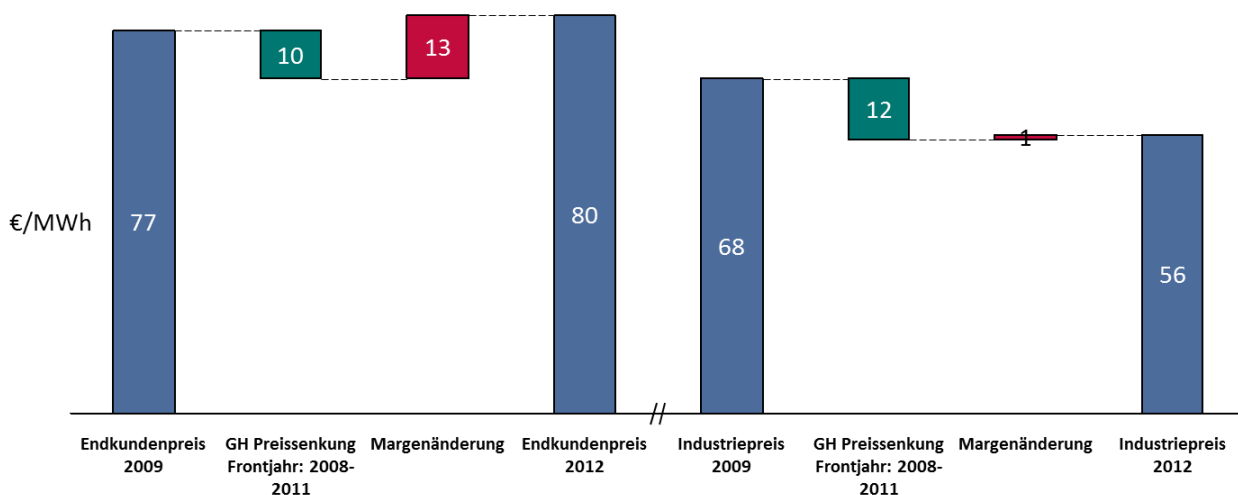
Strommarkt

2012 hat mit den weiter negativen Wirtschaftsprognosen für die kommenden Jahre auch sinkende Strompreise für 2013 von etwa -10% mit sich gebracht. Hauptgrund waren zusätzlich zu den düsteren Absatzerwartungen, weiter steigende Investitionen in erneuerbare Kraftwerkstechnologien, die niedrigen Kohlepreise und die weitere Verdrängung hochpreisiger Gaskraftwerkskapazitäten aus dem Markt. Nachdem im Jahr 2011 Gaskraftwerke nur noch 2265 Volllaststunden verzeichneten, sank deren Einsatz weiter auf 1859 Stunden. 2009 waren es noch 2682 Stunden gewesen. Der für Pumpspeicherkraftwerke erhebliche Base/Peak Spread ist weiter um 10,5% auf durchschnittlich 11,6 €/MWh gesunken, während er im Jahr 2008 bei einem Spitzenwert von 29 €/MWh lag.

Auffällig war die Entwicklung am Ausgleichsenergiemarkt. Die Kosten sind 2012 um 122% gegenüber 2011 gestiegen. Ein Grund waren zwar einerseits extreme Wetterbedingungen im ersten Quartal 2012, andererseits haben sich die Kosten aber seither auf einem hohen Niveau stabilisiert. Dies liegt sowohl an spezifisch höheren Preisen als auch an höheren Ausgleichsenergiemengen aufgrund der steigenden Einspeisung vor allem von Wind und Fotovoltaik im In- und benachbarten Ausland.

Einen wichtigeren Einfluss auf die Haushaltskunden hat die Tatsache, dass sich deren Preise leider kaum verändert haben. Da die Großhandelspreise in den letzten Jahren gesunken sind, haben sich die Margen der Lieferanten im Schnitt wesentlich (um etwa 16% des heutigen Endkundenpreises) verbessert. Dies führt zu einer geschätzten Erlösverbesserung von 170 Mio € zugunsten der Lieferanten¹. Die Industriekundenpreise haben den Abwärtstrend der Großhandelspreise im Wesentlichen nachvollzogen, sodass der Preis auf Großhandelsniveau liegt.

Abbildung 2: Entwicklung der Haushalts- und Industrieenergiepreise - Strom: 2009-2012 (gerundete Werte)²



Quelle: EXAA, EEX, E-Control, eigene Berechnungen

Gasmarkt

Wie auch in den vorigen Jahren lagen in Österreich am CEGH im Jahr 2012 in den Sommermonaten die Gasspotpreise höher als jene im Marktgebiet NCG. Erstmals drehte sich allerdings im 4. Quartal 2012 das Preisverhältnis um, sodass Spotlieferungen in Österreich niedriger notierten als jene in Deutschland. Im März 2013 erreichte dieser umgekehrte Spread einen Spitzenwert von etwa 3 €/MWh. Preise für Spotlieferungen legten 2012 um 7,6% zu. Die Importpreise überschritten 2012 zuletzt sogar die 30 €/MWh Marke.

¹ Der Haushaltsstromverbrauch beträgt etwa 13 TWh pro Jahr

² Für 2009 wurde ein 2 Jahres Einkaufsportfolio angenommen, da bis zu diesem Zeitpunkt tendenziell langfristiger eingekauft wurde. Bei einem einjährigen Portfolio wäre die Senkung des Großhandelspreises von 2008 bis 2011 etwa 18 €/MWh.

Die Hauptherausforderung für die Marktteilnehmer bestand im großen Preisunterschied zwischen langfristigen Importverträgen und dem Marktwert von Erdgas am kurzfristigen Markt. Bei herkömmlichem Portfolio hätte sich eine wesentliche Verschlechterung der Margensituation sowohl bei Haushalts- als auch bei Industriekunden ergeben. Die Spotpreise waren aber 2012 mehr als 7 €/MWh niedriger als die Preise langfristiger TOP Verträge, sodass ein höherer Spotpreisanteil potenziell die Margensituation wesentlich verbessern konnte.

Abbildung 3; Entwicklung der Haushalts- und Industrieenergiepreise - Gas: 2009-2012 (gerundete Werte)

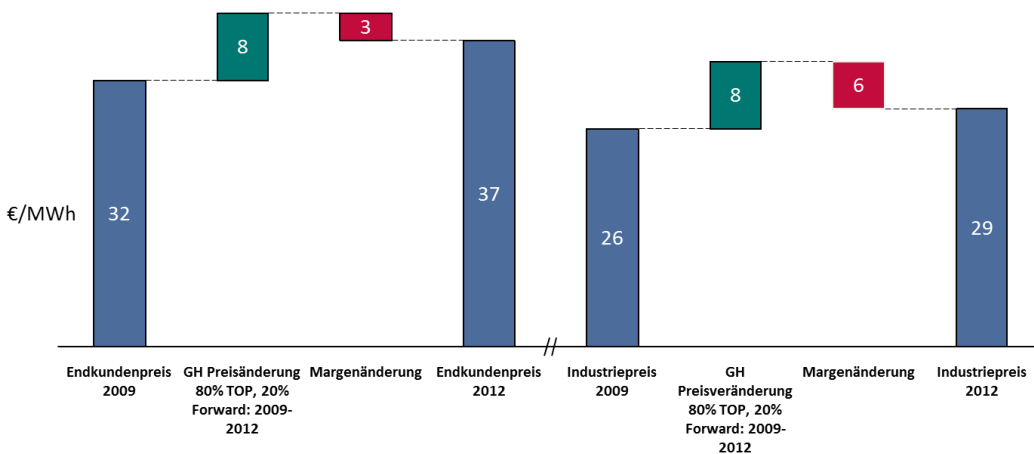


Abbildung 4: Entwicklung der Haushalts- und Industrieenergiepreise - Gas: 2009-2012 (gerundete Werte)

Wettbewerbsentwicklung

Vor allem auf dem Gasmarkt ergaben sich durch die Preisverwerfungen im Großhandel wesentliche Entwicklungen. Einerseits nutzten neue, u.a. auch ausländische Anbieter die Chance in den relativ hochpreisigen Gasmarkt für Endkunden (inkl. Haushaltskunden) einzusteigen. Dadurch hat sich auch die Tarifvielfalt im Massenkundensegment wesentlich erhöht.

Andererseits versuchten die Versorger ihre Verträge mit den Importeuren an die Marktgegebenheiten anzupassen, sprich die Preise mehr an die kurzfristigen Spotnotierungen anzugleichen.



Auch die Regulierungsbehörde hat drei Anträge auf Abstellung kartellrechtswidrigen Verhaltens gegen ein Gasimportunternehmen gestellt. Bekämpft wurden die hohen TOP Mengen sowie die Ölpreisbindung dieser Verträge insbesondere weil es sich dabei um ein marktbeherrschendes Unternehmen auf der Importstufe handelt.

Der Strommarkt hat 2012 keine wesentlichen wettbewerblich positiven Entwicklungen gezeigt. Vielmehr zeigte die Umstellung der Regelenergiebeschaffung von langfristigen Verträgen auf Kurzfristprodukte mit laufenden Auktionen nicht die erhofften wettbewerblichen Effekte. Die Regelenergiebeschaffung hat sich seither wesentlich verteuert. E-Control hat daher nach einer Untersuchung der Marktgegebenheiten im Jahre 2012 Maßnahmen gesetzt, die im Laufe des Jahres 2013 zu einer Wettbewerbsbelebung führen bzw. den Markt vergrößern sollen.

Im Haushaltsbereich wurde im Nachhinein der gestarteten Marktuntersuchung des Jahres 2011, bei der von den Lieferanten durchgängig eine Datenübermittlung verweigert worden war, österreichische Versorger mittels Bescheid aufgefordert, die geforderten Daten bereit zu stellen. Diese Bescheide wurden von den betroffenen Unternehmen bei den Höchstgerichten bekämpft. Das Verfahren ist weiterhin bei den Gerichten anhängig.

1.3. Maßgebliche Regulatorische Entwicklungen

Im Jahr 2012 lag der Hauptschwerpunkt der regulatorischen Tätigkeit auf der Umsetzung des 3. Pakets in nationale Gesetzgebung, vor allem in Ausführungsverordnungen.

Die größten Veränderungen waren im Gasbereich zu verzeichnen, wo mit 1.1.2013 mit dem Marktgebietsmanager, Verteilergebetsmanager und Betreiber des virtuellen Handlungspunktes neue Marktinstitutionen geschaffen wurden. Im Marktregelprozess wurden die Abläufe im neuen Gasmarktmodell festgelegt, erstmals im Rahmen einer Verordnung.

Für den Strom- und Gaskunden haben die Qualitäts- und Wechselverordnungen sowie die SMART-Meter-Verordnungen direkte Relevanz.

Festlegen der Marktregeln in der Gas-Markt-Modell-Verordnung 2012

Zur Festlegung der neuen Marktregeln sieht der § 41 GWG 2011 eine Verordnungskompetenz für die Regulierungsbehörde vor, dies wurde in der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (GMMO-VO 2012) umgesetzt. Die Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 umfasst einerseits Regelungen zum Netzzugang in Fernleitungs- und Verteilernetzen und andererseits Regelungen zu Bilanzierung in den Marktgebieten auf österreichischem Bundesgebiet. Hervorzuheben ist, dass die Regeln für die Gebiete Tirol und Vorarlberg so gestaltet wurden, dass eine möglichst einfache Anbindung an das Marktgebiet NCG in Deutschland möglich ist.

Neuregelung des Netzzugangs zu Fernleitungen



Das Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) sieht wesentliche Neuerungen beim Netzzugang vor. Das bisherige System von Kapazitätsbuchungen auf der Basis von vertraglich vereinbarten Transportpfaden wird abgelöst durch ein Entry/Exit-System, in dem Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten unabhängig voneinander gebucht und gehandelt werden können.

Netzzugang

Die Vergabe von Entry- und Exit-Kapazität erfolgt gemäß § 6 GMMO-VO 2012 ab 1.4.2013 durch Versteigerung. Die Erläuterungen zum § 6 GMMO-VO 2012 sehen dazu vor, dass die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Versteigerung die im ENTSOG Network Code zu Kapazitätsallokation (CAM Network Code) definierten Kapazitätsprodukte mit den definierten Vorlaufzeiten verwenden sollen.

Gas Connect Austria, TAG und BOG haben sich an der neu gegründeten europäischen Kapazitätsplattform „PRISMA“ beteiligt, die mit April 2013 operativ wurde.

Ausgleichsenergiemodell

Der Marktgebietsmanager ist für die Bilanzierung des Marktgebietes auf Basis von angemeldeten Werten (Fahrpläne und Nominierungen) verantwortlich. Das heißt, dass er gemäß § 26 Abs. 1 bzw. Abs. 2 GMMO-VO 2012 alle das Marktgebiet Ost betreffenden Gasmengen – also den Saldo von den Handelsgeschäften am VHP, die Ein- und Ausspeisungen auf Fern- und Verteilernetzebene inklusive der Speicher und der Produktion und die angemeldeten Ausspeisungen zu Endverbrauchern – in seiner Bilanzierung berücksichtigt. Er bedient sich zur Erfüllung seiner Aufgabe des Virtuellen Handlungspunkts.

Verordnungen zur Qualität der Netzdienstleistungen – Gas

Zur Umsetzung der Richtlinie 73/2009/EC ermächtigt das im Oktober 2011 in Kraft getretene österreichische Gaswirtschaftsgesetz 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 trat 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 zu 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 wurde durch eine am 1. März 2013 in Kraft getretene Verordnung zum Monitoring (§131 GWG 2011) überwacht.

Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungs VO 2012 (DAVID-VO 2012)

Gemäß der 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, ABl. 2009, L 211 vom 14.8.2009, S. 55 haben die Mitgliedstaaten zu gewährleisten, dass intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützt wird.

Mit der Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012 (DAVID-VO 2012) wurden die Datenformate zur Datenübermittlung von Netzbetreibern zu Lieferanten und zur Verbrauchsdarstellung für Konsumenten festgelegt.

Regulierung der Großhandelsmärkte

Um die rechtlichen Verpflichtungen der REMIT umsetzen zu können, hat E-Control im September 2012 die Beschaffung einer Handelsüberwachungssoftware gestartet. Ziel ist es Gas- und Strommärkte sowohl auf nationaler als auch auf regionaler Ebene zu überwachen und durch die Unterzeichnung entsprechender Kooperationsvereinbarungen mit anderen nationalen Regulierungsbehörden eine koordinierte grenzüberschreitende Vorgehensweise gegen allfällige marktmissbräuchliche Praktiken im Energiegroßhandel sicherzustellen. Die Umsetzung der REMIT in nationales Recht hat E-Control zudem mit zusätzlichen Ermittlungsbefugnissen ausgestattet und ermöglicht die Verhängung entsprechender Sanktionen im Falle einer Nichteinhaltung der REMIT. In einer Verordnung zur Aufbewahrungspflicht von Transaktionsdaten hat die Regulierungsbehörde detailliert festgelegt, welche Daten auch bei den Händlern aufzubewahren sind.



2. Der österreichische Strommarkt

2.1. Netzregulierung

2.1.1. Entflechtung

Mit Bescheid der E-Control vom 12. März 2012, V ZER 01/11, wurde die Austrian Power Grid AG gem §§ 28 bis 32 iVm § 34 Abs 1 Z 3 EIWOG 2010 zertifiziert. Die Gesellschaft verbleibt zwar im Konzerneigentum, hat aber strengste Auflagen bezüglich der klaren organisatorischen Trennung von VERBUND zu erfüllen. Zu diesen Auflagen gehören unter anderem die vollständige Trennung der Bereiche Personal, IT und Kommunikation, das Verbot von Shared Services sowie die Regelung der Beziehungen des Leitungspersonals zum integrierten Unternehmen. Mit Bescheid vom 1. Juni 2012, V ZER 02/11, folgte die Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH als eigentumsrechtlich entflochtener Übertragungsnetzbetreiber.

2.1.1.1. 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)

Corporate Identity - Stromnetzbetreiber		
<u>Energie Burgenland Vertrieb GmbH & Co KG</u> 	Netzgesellschaft 2011 	<u>Netz Burgenland Strom GmbH</u>
<u>Energie AG Oberösterreich</u> 	Netzgesellschaft 2011 	<u>Energie AG Netz GmbH</u>
<u>EVN AG</u> 	Netzgesellschaft 2011 	<u>EVN Netz GmbH</u>
<u>IKB AG</u> 	Netzgesellschaft 2011 	<u>IKB AG</u>
<u>Energie Graz GmbH & Co KG</u> 	Netzgesellschaft 2011 	<u>Stromnetz Graz GmbH & Co KG</u>
<u>Energie Steiermark AG</u> 	Netzgesellschaft 2011 	<u>Stromnetz Steiermark GmbH</u>
<u>TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG</u> 	Netzgesellschaft 2011 	<u>TIWAG-Netz AG</u>
<u>Verbund AG</u> 	Netzgesellschaft 2011 	<u>Austrian Power Grid AG</u>
<u>Vorarlberger Kraftwerke AG</u> 	Netzgesellschaft 2011 	<u>Vorarlberger Energienetze GmbH</u>
<u>Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG</u> 	Netzgesellschaft 2011 	<u>Wien Energie Stromnetz GmbH</u>
<u>KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft</u> 	Netzgesellschaft 2011 	<u>KELAG Netz GmbH</u>
<u>LINZ AG</u> 	Netzgesellschaft 2011 	<u>LINZ STROM Netz GmbH</u>
<u>Salzburg AG</u> 	Netzgesellschaft 2011 	<u>Salzburg Netz GmbH</u>



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 geschütztes Werk, Farbe, Bedeutung, etc., darf bei einem Durchschnittsverbraucher nicht den Eindruck erwecken, dass die Dienstleistungen aus demselben Unternehmen stammen.

Im Jahr 2012 haben weitere Verteilnetzbetreiber ihre Kommunikationspolitik und Markenpolitik umgestellt, wobei bei einigen weiterer Nachbesserungsbedarf herrschte. Als positive Beispiele in Bezug auf Gestaltung des Logos und Firmennamens können im Strombereich im Jahr 2012 die **Vorarlberger Energienetze GmbH**, die **LINZ STROM Netz GmbH**, sowie die **Austrian Power Grid AG** genannt werden. Im Jahr 2012 hat die **Netz Burgenland Strom GmbH** ihre Kommunikationsaktivität positiv umgestellt.

2.1.1.2. Ressourcenausstattung

Im Art. 26 2009/72/EC Abs. 2c sowie im § 42 Abs 3 Z 3 EIWOG 2010 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 von den anderen Bereichen des vertikal integrierten Unternehmens (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) und das Diskriminierungsverbot zu beachten (§ 9 EIWOG 2010). Dies bedeutet, dass der Verteilernetzbetreiber alle Prozesse mit Diskriminierungspotential zu vermeiden hat.

Ausnahmsweise dürfen andere Bereiche des vertikal integrierten Unternehmens (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.

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 an andere Unternehmensteile ausgelagert werden.

Folgende Angelegenheiten können Berührungspunkte mit wirtschaftlich sensiblen Daten iSd § 11 EIWOG 2010 und das Diskriminierungsverbot iSd § 9 EIWOG 2010 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 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 Verteilnetzbetreiber zu überprüfen, hat die E-Control Anfang 2012 eine Liste über technisch-konstruktive, operative und organisatorische Maßnahmen eines Verteilnetzbetreibers ausgeschickt. Anhand dieser Liste sollen die Verteilnetzbetreiber eintragen, welche Prozesse zum Stichtag 1. April 2012 vom VIU, vom Verteilnetzbetreiber oder von unabhängigen Dritten durchgeführt werden, sowie gleichzeitig die ausreichenden technischen sowie finanziellen Mittel (z.B. Ausgestaltung des Anlagevermögens des Verteilnetzbetreibers) darlegen. Die Rückmeldungen der Verteilnetzbetreiber fielen durchwegs positiv auf. In jenen Fällen, in denen noch Unklarheiten über die hinreichende Ressourcenausstattung vorherrschte, konnte nach Rückfrage der Behörde die Bedenken in den meisten Fällen ausgeräumt werden.

2.1.2. Technische Funktionsweise des Marktes

2.1.2.1. Ausgleichsenergiemarkt

Der Ausgleich von Prognoseabweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch erfolgt in Österreich durch die Einspeisung oder Entnahme von Regel- und Ausgleichsenergie. Je nach zeitlicher Dauer der Abweichung kommen unterschiedliche Anlagen und Produkte zum Einsatz:

- Primärregelung: Anlagen der Primärregelung regeln Ungleichgewichte innerhalb der ersten 30 Sekunden aus.
- Sekundärregelung: Anlagen der Sekundärregelung kommen zum Einsatz, wenn Ungleichgewichte länger als 30 Sekunden auftreten und lösen die Primärregelung schrittweise ab.
- Tertiärregelung: Anlagen der Tertiärregelung oder „Minutenreserve“ lösen die Anlagen der Sekundärregelung ab, wenn Ungleichgewichte länger als 15 Minuten bestehen.



- Ungewollter Austausch: Ist die Anpassung innerhalb der Regelzone nicht ausreichend/möglich, so erfolgt der Ausgleich durch einen ungewollten Austausch mit den umliegenden Regelzonen im ENTSO-E Verbund.

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

Im Jahr 2011 bestand das österreichische Netzgebiet aus der Regelzone Ost, in welcher die Aufgabe des Regelzonenführers durch den Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG) übernommen wurde und der Regelzone Vorarlberg, in der diese Aufgabe von der Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH wahrgenommen wurde. Durch eine Kooperationsvereinbarung zwischen APG und der Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH ist die APG seit 1. Januar 2012 alleiniger Regelzonenführer in Österreich und für die Bereitstellung von Regelenergie im gesamten Netzgebiet verantwortlich.

Die Bilanzierung der Ausgleichsenergie erfolgt in Österreich, im Gegensatz zu den meisten anderen Mitgliedsstaaten, über eine unabhängige Verrechnungsstelle, die vom Regelzonenführer beauftragt wird. Seit Inkrafttreten der Kooperationsvereinbarung zwischen APG und Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH wird diese Aufgabe für das gesamte österreichische Netzgebiet durch die Austrian Power Clearing and Settlement (APCS) übernommen.

Die Marktregeln für Ausgleichsenergie sind in den „Sonstigen Marktregeln“ bzw. in den „Allgemeinen Geschäftsbedingungen“ der Verrechnungsstelle festgelegt. Während die Marktregeln von der Regulierungsbehörde in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern erstellt werden, sind die Geschäftsbedingungen der APCS durch die Regulierungsbehörde zu genehmigen.

Die Beschaffung der Regelenergieprodukte erfolgt über wettbewerbliche Ausschreibungen durch den Regelzonenführer APG. Primär- und Tertiärregelung werden bereits seit dem Jahr 2010 bzw. 2001 auf diese Weise kontrahiert. Die Sekundärregelung wurde bis zum Jahr 2011 durch bilaterale Verträge mit einzelnen Kraftwerksbetreibern beschafft. Mit 1. Januar 2012 erfolgte auch hier die Umstellung auf einen wettbewerblichen Ausschreibungsmechanismus. Der ungewollte Austausch im ENTSO-E Verbund wird mittels Kompensationsprogramm über die Strombörse EXAA ausgeglichen.

Aufgrund der hohen technischen Anforderungen, welche Anlagen für eine Teilnahme am Regelenergiemarkt erfüllen müssen, ist die Anzahl potentieller Bieter in Österreich beschränkt. Dies gilt insbesondere für den Bereich der Primär- und Sekundärregelung.

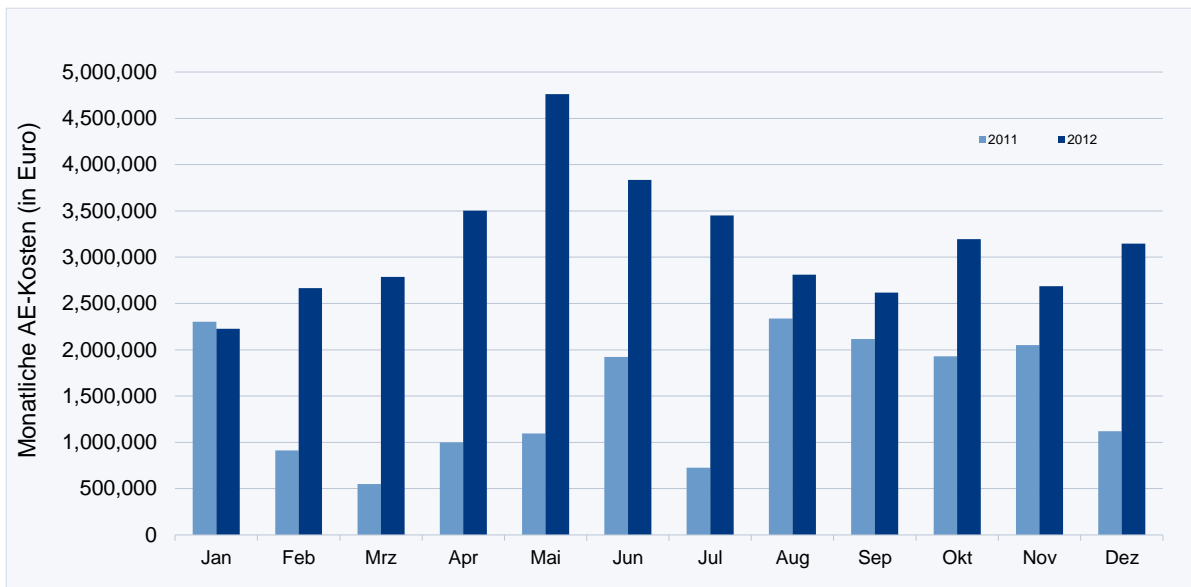
Die Preise für das Ausgleichsenergieclearing wird auf 15-Minuten Basis von den Verrechnungsstellen ermittelt und setzt sich aus den folgenden Komponenten zusammen:



- Kosten für Market Maker und Abruf der Tertiärregelung
- 22 % der Kosten für Leistungsvorhaltung und Abruf der Sekundärregelung
- Kosten für ungewollten Austausch

Diese Kosten werden unter Anwendung einer festgelegten Preisformel auf die viertelstündlichen Ausgleichsenergiemengen umgelegt und den Bilanzgruppenverantwortlichen in Rechnung gestellt. Die Ausgleichsenergiekosten und das Ausgleichsenergieisiko sind somit von den Lieferanten bei der Festlegung der Energiepreise für Endkunden mit zu berücksichtigen. Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der Ausgleichsenergiekosten in den Jahren 2011 und 2012. Wie ersichtlich kam es vor allem in den Monaten Februar bis Juli 2012 zu einer deutlichen Kostensteigerung gegenüber dem Vorjahr. Diese ist vorwiegend auf eine signifikante Erhöhung der Kosten für Leistungsvorhaltung und Abruf der Sekundärregelung zurückzuführen. Insgesamt betragen die Ausgleichsenergiekosten 2012 37,7 Mio. Euro gegenüber 18 Mio. im Vorjahr.

Abbildung 5: Monatliche Ausgleichsenergiekosten Strom im Jahr 2011 und 2012



Quelle: APCS

Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken hat E-Control eine intensive Informationskampagne für potentielle Marktteilnehmer am österreichischen Regelenenergiemarkt gestartet und weitere begleitende Maßnahmen, wie die Erhebung möglicher Markteintrittsbarrieren, die Förderung einer verbraucherseitigen Beteiligung am Regelenenergiemarkt, die Anpassung von



Marktregeln in Abstimmung mit dem Regelzonenführer und Initiativen zur grenzüberschreitenden Verschränkungen des Regelenergiemarktes eingeleitet. Erste Ergebnisse dieser Bestrebungen werden bereits für das Jahr 2013 erwartet.

2.1.2.2. Versorgungsunterbrechungen

Gemäß den Vorgaben der Elektrizitätsstatistikverordnung sind von der Energie-Control Austria 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.

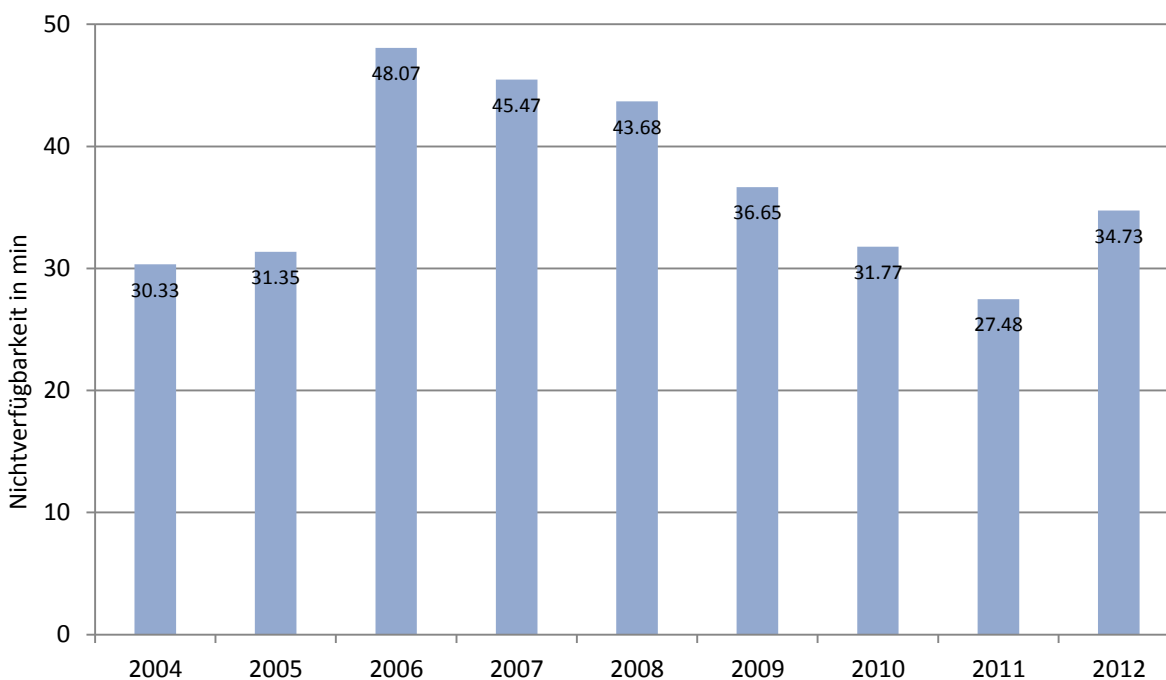
Der Wert für die Nichtverfügbarkeit auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen (ASIDI) liegt für das Berichtsjahr 2012 für Österreich bei 54,31 Minuten (exkl. Naturkatastrophen). Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die installierte Nennscheinleistung der Transformatoren. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich Werte von 19,58 Minuten und 34,73 Minuten.

Die Nichtverfügbarkeit errechnet auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen (SAIDI) ergibt für das Berichtsjahr 2012 für Österreich einen Wert von 44,51 Minuten (exkl. Naturkatastrophen). Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die Gesamtzahl der Netzbenutzer. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich hier Werte von 13,58 Minuten und 30,93 Minuten.

Bezieht man diesen Wert auf Jahresstundenanzahl mit unterbrechungsfreier Stromversorgung, so errechnet sich eine Verfügbarkeit von 99,99 Prozent. Damit nimmt Österreich auch im internationalen Vergleich eine sehr gute Position ein.

In Abbildung 6 ist der Verlauf der jährlichen ungeplanten Nichtverfügbarkeit der Jahre 2004 bis 2012 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, Nassschnee in der Steiermark im Jahr 2009 sowie der Sturm „Andrea“ im Jahr 2012 wurden bei der Berechnung gesondert berücksichtigt. Das Ergebnis der Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit für das Jahr 2012 zeigt, dass sich die Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung gegenüber den letzten Jahren kaum verändert hat.

Abbildung 6: Jährliche ungeplante Nichtverfügbarkeit (ASIDI) der Stromversorgung in Österreich



2.1.2.3. Technische Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber mit Drittstaaten

Das österreichische Übertragungsnetz ist neben mehreren EU-Staaten mit der Schweiz als Drittland verbunden. Die Verhandlungen der Schweiz mit der Europäischen Union über eine Übernahme der EU-Rechtsvorschriften im Bereich des Energiebinnenmarktes laufen weiterhin und ein Zeitpunkt für eine Klärung kann derzeit nicht vorhergesagt werden. Ungeachtet dessen gibt es auf Grund der technischen Anforderungen für den Übertragungsnetzbetrieb bereits Kooperationen, welche mit jenen von Übertragungsnetzbetreibern innerhalb der Europäischen Union vergleichbar sind.

Die wesentlichste Koordinierung mit der Schweiz läuft wie auch schon im Jahr 2011 im Rahmen der Transmission System Operator Security Cooperation (TSC). Seit Sommer 2012 läuft in der TSC Initiative zusätzlich zum Informationsaustausch zwischen TSOs auch eine Testphase für sog. Multilateral Remedial Actions (MRA) in koordinierter Form. D.h. Redispatch von Kraftwerken kann von den TSC-TSOs grenzüberschreitend angefordert werden. Die Kosten werden in der Testphase jeweils vom anfordernden TSO getragen. Die Testphase wird derzeit nach einem Jahr verlängert, parallel ist es jedoch das Ziel eine verbesserte Kostenteilungsvariante zu vereinbaren. Durch die Abstimmung zwischen TSOs, aber auch zwischen Regulierungsbehörden wird die technische Zusammenarbeit auf TSO Ebene weiter koordiniert und vertieft.



2.1.2.4. Qualitätsstandards

Die Umsetzung der EU-Vorgabe wurde in Österreich im § 19 EIWOG 2010 in nationales Recht umgesetzt. Darauf basierend wurde im Dezember 2012 die Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012, END-VO 2012) kundgemacht, die mit 1. Juli 2013 in Kraft tritt.

Die Verordnung deckt dabei sowohl kommerzielle als auch technische Qualitätsstandards der Netzdienstleistung ab.

Die kommerziellen Qualitätsstandards enthalten dabei folgende Punkte:

Netzzutritt und -zugang:

- Fristen für einen Kostenvoranschlag
- Fristen für die Reaktion auf einen Netzzutritts bzw. -zugangsantrag
- Definition von Mindestdaten für die Antragstellung

Netzrechnung:

- Fristen zur Rechnungslegung und Rechnungskorrektur

Abschaltung und Wiederherstellung des Netzanschlusses:

- Durchführung der Wiederherstellung
- Möglichkeit der Barzahlung offener Forderungen
- Abschaltung auf Grund von Vertragsverletzung nicht vor dem Wochenende und Feiertagen

Zusätzlich wurden Standards für Netzbetreiber bezüglich Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der erbrachten Dienstleistungen festgelegt, insbesondere

- Dauer und Häufigkeit der Versorgungsunterbrechungen
- Fristen für die Vornahme von Reparaturen
- Ankündigung von Versorgungsunterbrechungen
- Fristen für Anfragebeantwortung beim Netzbetreiber
- Beschwerdemanagement
- Spannungsqualität

Es wurden zusätzlich Kennzahlen zur Überwachung der Einhaltung der in der Verordnung festgelegten Standards aufgenommen. Diese sind jährlich von den betroffenen Netzbetreibern an die Regulierungsbehörde zu übermitteln und zu veröffentlichen.



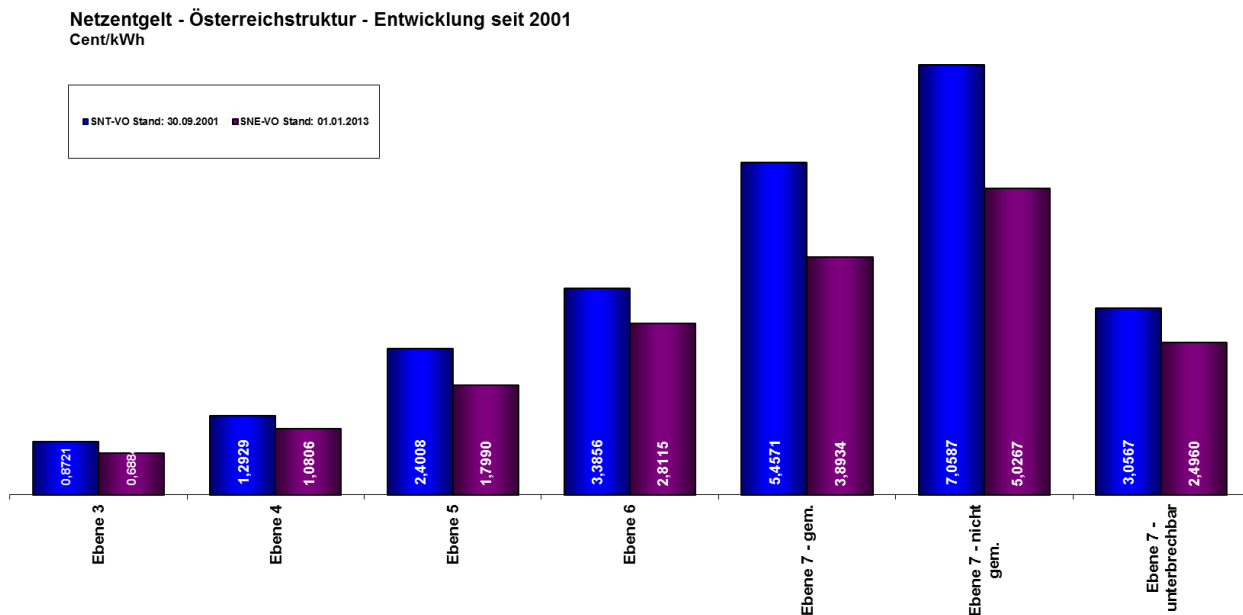
2.1.3. Entgelte für Anschluss und Zugang

Im Übertragungsnetz werden die jährlich geprüften Kosten mit 1. Jänner. des jeweiligen Jahres in Übertragungsnetzentgelte übergeleitet. Im Verteilernetz wurden auf Grundlage des EIWOG 2010 im Entgeltverfahren 2012 die Kosten und Mengengerüste aller Stromverteiler mit über 50 GWh Abgabemenge im Jahr 2008 bestimmt und die Tarife für das Jahr 2013 ermittelt. Dies erfolgte wie schon seit dem Jahr 2011 auf Basis 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 Systemnutzungsentgelteverordnung 2012 zu einer Reduktion der Netzentgelte von durchschnittlich rund 0,5% (Gesamtösterreich über alle Netzebenen bewertet mit Mengenbasis des Jahres 2011) geführt hat, sind die Entgelte im Rahmen der Systemnutzungsentgeltverordnung (SNE-VO) 2013 im Durchschnitt über alle Netzebenen um 1,8% gestiegen. Ein Großteil dieser Erhöhung entfällt vor allem auf den Netzbereich Wien und ist in erster Linie auf massive Erhöhung der Kosten im Zusammenhang mit den gesetzlichen Vorschriften im Zuge von Ausgliederungen, die dem Grunde nach zum Zeitpunkt der Voll liberalisierung des Elektrizitätsmarktes mit 1. Oktober 2001 bestanden haben (Pensionsverpflichtungen), zu begründen. Insgesamt erhöhen sich für 2013 die Kosten um rund 29 Mio. Euro im Vergleich zum Vorjahr, wobei 23 Mio. EUR auf den Netzbereich Wien zurückgeführt werden können. Es zeigt sich somit, dass im Schnitt die verbleibenden Netzbereiche grundsätzlich eine stabile Entwicklung aufgewiesen haben.

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 seit letztem Jahr wieder etwas im Steigen und der Druck auf die Tarifhöhe wurde dadurch etwas gemindert. Im Rahmen der kommenden Ermittlungsverfahren im Jahr 2013 wird eine neue Startkostenbasis für die dritte Regulierungsperiode ermittelt und neue Rahmenbedingungen für die nächsten Jahre festgelegt. Nichtsdestotrotz werden aufgrund des anhaltenden Investitionsbedarfs der Stromnetze und den Preissteigerungen für Netzbetreiber Entgeltsenkungen in den nächsten Jahren nur mehr eingeschränkt realisierbar sein. Eine in den letzten Jahren stabile Entwicklung der Abgabemengen führt hierbei ebenfalls nicht zu einer Entlastung der verbrauchsabhängigen Entgelte.

Abbildung 7: Entwicklung der Verteilnetzentgelte nach Netzebenen 2001-2012



Quelle: E-Control

Im Jahr 2012 starteten 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.

2.1.4. Engpassmanagement

Die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2009/72/EG sieht in Art. 37 umfassende Genehmigungserfordernisse für die nationalen Regulierungsbehörden vor. U.a. wird in den Absätzen (6)(c), (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 Binnenmarktpaketes wurde diese Anforderung im § 23 Abs. 2 (23) EIWOG 2010 aufgenommen. Damit wird vorgesehen, dass Regelzonenführer diese Regeln der E-Control Austria zur Genehmigung vorlegen.



Diese Aufgabe wurde im Jahr 2012 erstmalig praktisch durchgeführt. Die E-Control hat die Kapazitätsvergaberegeln an den österreichischen Grenzen zur Tschechischen Republik, Ungarn und Slowenien koordiniert für die gesamte Region Central Eastern Europe (CEE) per Bescheid genehmigt. Zusätzlich wurden für die grenzüberschreitenden Kapazitäten zu Slowenien Intra-day – Vergaberegeln genehmigt.

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. Die genehmigten Regeln wurden konsistenter gestaltet. So enthalten sie derzeit nicht zwei parallele Kapazitätsberechnungsverfahren (NTC und Flow-Based), sondern nur die aktuell angewandte NTC-Variante.

Als Basis für die weitere Umsetzung in der Region erarbeiteten die Regulierungsbehörden gemeinsam mit ACER im Frühjahr 2012 eine Deklaration welche eine Umsetzung eines lastflussbasierten Market Couplings durch die TSOs und Börsen der CEE Region bis Ende 2013 vorsieht. Durch Auffassungsunterschiede der TSOs zu Ringflüssen und zur Struktur der Gebotszonen bei der Flow-Based Entwicklung wurden die Entwicklungsarbeiten jedoch verzögert, sodass erst im Frühjahr 2013 weitere Entwicklungsarbeiten erfolgen konnten. Ein Schwerpunkt wird dabei auf die Koordinierung mit der Region Central Western Europe (CWE) gelegt, sodass für einen großen Teil Kontinentaleuropas weitgehend einheitliche Rahmenbedingungen hergestellt werden.

In der Region Central-South wurden Kapazitätsvergaben nach harmonisierten Regeln mit den Regeln der Region Central West über das Auktionsbüro CASC-CWE weiter geführt. Zur Umsetzung der impliziten Auktionen für tägliche Vergaben sind mittlerweile Projektstrukturen zwischen TSOs, Börsen und Regulierungsbehörden etabliert worden.

Gemäß 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 2012 weitgehend für Netzinvestitionen herangezogen wurden.

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

Die E-Control Austria hat die Netzentwicklungspläne gem. § 38 EIWOG bescheidmäßig zu genehmigen und dabei insbes. die Kohärenz mit dem europäischen TYNDP zu prüfen. Dem vorgesehenen Prozedere folgend wurden die von APG und VÜN 2012 eingereichten Netzentwicklungspläne mit Interessensvertretungen konsultiert und insbesondere unter den Kriterien Wirtschaftlichkeit, technischer Notwendigkeit und Übereinstimmung mit dem europäischen 10-Jahresplan einer Prüfung unterzogen.



2.1.6. Grenzüberschreitende Zusammenarbeit mit anderen NRAs oder Behörden

Die Zusammenarbeit zwischen Regulatoren und Behörden erstreckt sich über diverse (geographische) Ebenen von bilateral über regional bis zu gesamteuropäisch.

Bilateral mit benachbarten NRAs wurden z.B. Kooperationen bei Regelenergie oder Redispatchregelungen erörtert und vereinbart.

Über die regionalen Initiativen wurde im vergangenen Jahr die regionale Zusammenarbeit fortgeführt und die Regionen übergreifende Koordination weiter entwickelt. Diese regionalen Pläne zur Marktintegration 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. Auch wenn sich wegen inhaltlicher Komplexität Verzögerungen ergeben, wurde die Zusammenarbeit auf NRA Ebene aufrecht erhalten bzw. intensiviert. E-Control ist in den Regionen CEE (als Lead Regulator), CSE und CWE aktiv beteiligt. Darüber hinaus im NWE Market Coupling als Observer involviert.

Als regionale Kooperationen mit Ministerien sind das Pentalaterale Energieforum (bestehend aus Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Belgien, Niederlande und Österreich) und das CEEE Forum (Polen, Tschechien, Deutschland, Slowakei, Ungarn, Slowenien, Österreich) zu nennen.

Auf gesamteuropäischer Ebene arbeitet E-Control an neuen verbindlichen Kapazitätsvergabemechanismen über die Network Codes mit. Die ACER Reasoned Opinion zum ENTSO-E Entwurf wurde Ende 2012 fertig gestellt und verlangt Verbesserungen in mehreren relevanten Themenbereichen wie Kapazitätsberechnung, Koordinierung von Redispatch, etc..

2.2. Entwicklung des Wettbewerbs

2.2.1. Aufbringung und Verwendung von Elektrizität

2.2.1.1. Stromverbrauch

Insgesamt wurden 2012 im Inland 69.258 GWh Strom verbraucht, was einer Zunahme des Inlandstromverbrauchs um 1,0 % bzw. 717 GWh entspricht.

Die unterjährige Verbrauchsentwicklung war dabei sehr unterschiedlich: lediglich in den drei Sommermonaten Juni, Juli und August war eine gleiche Verbrauchsentwicklung gegeben, ansonsten wechselten sich Verbrauchszuwachs und -rückgang monatlich ab.

Den höchsten Zuwachs gab es im Februar mit 8,2 % bzw. 482 GWh, was einerseits auf den zusätzlichen Werktag (der 29. Feber 2012 war ein Mittwoch) und andererseits auf den Einfluss der Temperatur (die Durchschnittstemperatur war sowohl deutlich niedriger als im Vorjahr wie auch im Vergleich zum langjährigen Mittelwert) zurück zu führen ist. Zusätzliche wirtschaftliche Faktoren dürften den insgesamt sehr hohen Zuwachs noch begünstigt haben. Den höchsten



Verbrauchsrückgang gab es im März mit 107 GWh bzw. 1,7 %, wofür die Temperatur der wesentlichste Faktor war.

Bereinigt um den Schalttag sowie um die Temperatureinflüsse wäre der inländische Stromverbrauch 2012 immer noch um rd. 500 GWh oder etwa 0,7 % gestiegen.

2.2.1.2. Stromerzeugung

Die inländische Stromerzeugung war 2012 sehr stark vom überdurchschnittlichen Wasserdargebot gekennzeichnet: der Erzeugungskoeffizient der großen Laufkraftwerke lag für das gesamte Kalenderjahr bei 1,27 und war damit um 27 % über dem Erwartungswert und um 39,3 % über dem des Jahres 2011 (Erzeugungskoeffizient 0,92).

Insgesamt erzeugten die Laufkraftwerke mit 31.476 GWh um 6.199 GWh oder 24,5 % mehr als 2011. Die Speicherkraftwerke erzeugten 16.095 GWh, um 3.669 GWh oder 29,5 % mehr. In den größeren Wind- Photovoltaik- und Geothermieanlagen wurden 2.586 GWh erzeugt, was einem Zuwachs um 30,3 % entspricht. Somit trugen die nicht-kalorisch genutzten erneuerbaren Energieträger (Wasserkraft, Wind, Photovoltaik und Geothermie) mit 50,2 TWh 69,3 % an der inländischen Erzeugung bei, was einem Anstieg um knapp 9-%-Punkte oder von 26,4 % entspricht. Infolge dieses hohen Zuwachses bei den Erneuerbaren ging die Stromerzeugung in kalorischen Kraftwerken um 14,5 % bzw. 3.757 GWh auf nunmehr 22.075 GWh zurück. Besonders stark war dabei der Rückgang bei den fossilen Energieträgern, die um 19,6 % weniger eingesetzt wurden als im Vorjahr, während der Einsatz der biogenen Brennstoffe mit einem Zuwachs von 1,9 % bei den geförderten bzw. von 2,5 % bei den sonstigen biogenen etwa gleich hoch war wie im Vorjahr.

Ökostrom

In Tabelle 3 ist die Entwicklung der unterstützten Ökostrommengen dargestellt. Im Jahr 2012 konnte, verglichen mit dem Jahr 2011, eine Steigerung von mehr als 10% erzielt werden. Die größten mengenmäßigen Zuwächse konnte im Bereich der Windkraft erzielt werden, wobei die größte Steigerung im Bereich der Photovoltaik erzielt werden konnte. Im Bereich fester Biomasse und Biogas blieb die eingespeiste Menge relativ stabil mit einem tendenziell leichten Anstieg.



Tabelle 3: Entwicklung der unterstützten Ökostrommenge

Unterstützte Ökostrommengen [in GWh]											
Energieträger	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Windkraft	203	366	924	1.328	1.738	2.019	1.988	1.915	2.019	1.883	2.386
Biomasse fest	95	99	313	553	1.086	1.631	1.900	1.958	1.987	1.969	1.983
Biogas	20	42	102	220	358	440	503	525	539	520	554
Biomasse flüssig	3	2	18	33	54	71	36	39	30	12	0
Photovoltaik	3	11	12	13	13	15	17	21	26	39	101
Anderer unterstützter Ökostrom	88	78	76	65	55	54	52	46	45	41	32
Summe "Sonstiger" Ökostrom	412	598	1.445	2.212	3.304	4.230	4.496	4.503	4.647	4.464	5.057
Kleinwasserkraft	4.243	3.386	3.995	3.561	1.806	1.527	945	644	1.258	988	1.095
Summe unterstützter Ökostrom	4.655	3.984	5.440	5.773	5.110	5.757	5.441	5.147	5.905	5.452	6.152

Die Entwicklung der Engpassleistung jener Anlagen die im Vertragsverhältnis mit der OeMAG stehen, ist in Tabelle 4 dargestellt. Parallel zur Entwicklung der eingespeisten Menge wurde auch hier der größte Zuwachs im Bereich der Windkraft realisiert. Die installierte Leistung bei der Photovoltaik konnte innerhalb eines Jahres sogar mehr als verdreifacht werden. Bei den übrigen Technologien kam es nur zu kleineren Veränderungen. Es kamen drei Biogasanlagen hinzu (siehe Tabelle 5) mit einer kumulierten Leistung von 1,4 MW. Im Gegensatz dazu reduzierte sich die Leistung im Bereich der festen Biomasse um 5,6 MW.

Tabelle 4: Entwicklung der Engpassleistung

Entwicklung der Engpassleistung [in MW] jener Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit Öko-BGV (bzw OeMAG) zum angegebenen Stichtag sowie Vergleich mit anerkannten Ökostromanlagen											
Energieträger	Vertragsverhältnis mit Öko-BGVs zum Jahresende (Stand 31.12.)			Vertragsverhältnis mit OeMAG ¹⁾ zum Jahresende (Stand 31.12.)							Anerkannte Anlagen ²⁾
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	31.12.2011
Biogas	15,0	28,4	50,7	62,5	74,9	76,2	77,0	79,2	79,8	81,2	105,4
Biomasse fest	41,1	87,5	125,9	257,9	309,1	311,7	313,4	324,9	325,4	319,8	435,5
Biomasse flüssig	2,0	6,8	12,4	14,7	16,5	14,5	9,6	9,4	9,4	8,7	25,4
Deponie- und Klärgas	22,7	20,3	21,2	13,7	21,4	21,2	21,1	21,2	16,0	16,6	30,4
Geothermie	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Photovoltaik	14,2	15,1	15,4	15,3	18,8	21,7	26,8	35,0	54,7	172,1	327,2
Windkraft	395,6	594,6	816,9	953,5	972,0	960,9	984,1	988,2	1.055,8	1.306,8	2.033,1
Summe "Sonstiger" Ökostrom	491,4	753,6	1.043,4	1.318,5	1.413,6	1.407,1	1.432,9	1.458,7	1.542,1	1.906,2	2.957,9
Kleinwasserkraft bis 10 MW (unterstützt) ³⁾	858,1	851,5	709,7	320,9	380,2	124,7	200,9	303,8	242,2	276,0	1.284,2
Summe "Sonstiger" Ökostrom und Kleinwasserkraft	1.349,5	1.605,1	1.753,1	1.639,3	1.793,8	1.531,8	1.633,8	1.762,5	1.784,3	2.182,2	4.242,1

¹⁾ Ökostromanlagen mit Vertragsverhältnis mit OeMAG, die bereits in Betrieb sind

²⁾ genehmigte Anlagen, die aber zum Teil nicht errichtet wurden bzw. werden

³⁾ Diejenigen Kleinwasserkraftanlagen, die in keinem Vertragsverhältnis mit den Öko-BGVs bzw. mit der OeMAG stehen und anstelle der verordneten Einspeisetarife Marktpreise in freier Vereinbarung mit Stromlieferanten beziehen, sind in diesen Werten nicht enthalten.

[Quelle: Energie-Control Austria, Öko-BGV, OeMAG - vorläufige Werte, Stand Februar 2012]



Betrachtet man die Anzahl der Anlagen die einen gesetzlich garantierten Einspeisetarif erhalten (siehe Tabelle 5) so ist auch hier die Steigerung im Bereich der Photovoltaik und der Windkraft deutlich erkennbar. Insgesamt wurden 4.954 zusätzliche Anlagen unter Vertrag genommen. Den Großteil davon haben Photovoltaikanlagen mit 97% ausgemacht.

Tabelle 5: Entwicklung der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG

Entwicklung der Anzahl jener Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit Öko-BGV (bzw OeMAG) zum angegebenen Stichtag sowie Vergleich mit anerkannten Ökostromanlagen											
Energieträger	Vertragsverhältnis mit Öko-BGVs zum Jahresende (Stand 31.12.)			Vertragsverhältnis mit OeMAG ¹⁾ zum Jahresende (Stand 31.12.)							Anerkannte Anlagen ²⁾
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	31.12.2011
Biogas	119	159	231	253	294	293	291	289	288	291	363
Biomasse fest	27	39	68	93	115	113	118	120	121	127	203
Biomasse flüssig	21	34	49	45	51	47	46	46	45	41	95
Deponie- und Klärgas	43	42	46	38	45	45	43	45	44	46	70
Geothermie	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Photovoltaik	1.793	1.852	1.975	2.065	2.515	3.112	4.150	5.028	6.253	11.056	30.903
Windkraft	97	116	133*	127	139	134	136	138	147	234	280
Summe "Sonstiger" Ökostrom	2.102	2.244	2.371	2.623	3.161	3.746	4.786	5.668	6.900	11.797	31.916
Kleinwasserkraft bis 10 MW (unterstützt) ³⁾	2.044	2.063	2.195	1.900	2.023	1.305	1.488	1.697	1.658	1.715	2.790
Summe "Sonstiger" Ökostrom und Kleinwasserkraft	4.146	4.307	4.566	4.523	5.184	5.051	6.274	7.365	8.558	13.512	34.706

¹⁾ Wert aus HKN-DB; einspeisende Anlagen in Öko-BGV im Dez. 2005
²⁾ Ökostromanlagen mit Vertragsverhältnis mit OeMAG, die bereits in Betrieb sind
³⁾ genehmigte Anlagen, die aber zum Teil nicht errichtet wurden bzw. werden
⁴⁾ Diejenigen Kleinwasserkraftanlagen, die in keinem Vertragsverhältnis mit den Öko-BGVs bzw. mit der OeMAG stehen und anstelle der verordneten Einspeisetarife Marktpreise in freier Vereinbarung mit Stromlieferanten beziehen, sind in diesen Werten nicht enthalten.
[Quelle: Energie-Control Austria, Öko-BGV, OeMAG - vorläufige Werte, Stand Februar 2012]

2.2.1.3. Importe und Exporte

Die hohe Stromerzeugung der Wasserkraftwerke hat die Entwicklung der Stromimporte und -exporte ebenfalls wesentlich beeinflusst: so stiegen die Exporte um 21,9 % bzw. 3.677 GWh auf 20.455 GWh, während gleichzeitig die Importe um 6,58 % oder 1.708 GWh auf 23.264 GWh zurückgingen. Damit reduzierte sich der Importüberhang von 8.195 GW im Jahr 2011 auf 2.809 GWh im Jahr 2012. Das Austauschvolumen (Importe plus Exporte) wurde demgegenüber von 41.750 GWh auf 43.719 GWh erhöht.

Der Großteil der physikalischen Stromimporte und -exporte wurde mit Deutschland abgewickelt, wobei sich infolge eines starken Rückgangs der Importe um 9,8 % bei einem vergleichsweise moderaten Anstieg der Exporte das Austauschvolumen von 17.686 GWh (entsprechend 42,4 % des Volumens) auf nunmehr 16.491 GWh (oder 37,7 % des Volumens) reduzierte. Zweitgrößter Austauschpartner ist die



Tschechische Republik mit einem Anteil von rd. 24 %, wobei die Importe von 10.308 GWh die Exporte von 51 GWh deutlich übersteigen.. Drittgrößter Partner ist die Schweiz mit einem Anteil von knapp 20 %. Hier übersteigen die Exporte mit 7.775 GWh allerdings deutlich die Importe von 127 GWh. Nachzutragen ist, dass sich die Volumina um 2,2 % bei der Tschechischen Republik bzw. um 5,9 % bei der Schweiz leicht erhöht haben. Die physikalischen Exporte nach Slowenien wurden nahezu verdoppelt (93,2 %) und haben nunmehr 4.609 GWh erreicht haben. Damit hat Slowenien einen Anteil am Austauschvolumen von 10,8 % erreicht. Ebenfalls deutlich erhöht wurden die Exporte nach Ungarn, die um 49,0 % auf 1.629 GWh stiegen. Nach Italien wurden die Exporte um 6,7 % und nach Liechtenstein um 20,3 % erhöht.

2.2.2. Wettbewerb am Großhandelsmarkt

2.2.2.1. Gesetzliche Grundlagen des Monitoring

Gemäß Art. 37 Abs. 1 lit. j der Richtlinie 2009/72/EG vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. Nr. L 211 vom 14.08.2009 S. 55, haben die Regulierungsbehörden die Aufgabe, den Grad und die Wirksamkeit der Marktöffnung und den Umfang des Wettbewerbs auf Großhandels- und Endkundenebene, einschließlich Strombörsen, Preise für Haushaltskunden (einschließlich Vorauszahlungssysteme), Versorgerwechselraten, Abschalttraten, Gebühren für Wartungsdienste, Durchführung von Wartungsdiensten und Beschwerden von Haushaltskunden, sowie etwaige Wettbewerbsverzerrungen oder -beschränkungen zu überwachen und zu diesem Zweck relevante Informationen bereitzustellen. Diese Vorgabe ist mit § 88 EIWOG 2010 in nationales Recht implementiert worden.

Gemäß dieser Grundsatzbestimmung von § 88 EIWOG 2010 haben die Bundesländer mittels eigener Länderausführungsgesetze die notwendigen Daten inkl. Personenkreis, Häufigkeit, Einheiten etc. genauer zu bestimmen. Teilweise wurden im Rahmen dieser Ausführungsgesetze noch zusätzliche Verordnungsermächtigungen aufgenommen, mithilfe welcher diese Daten näher zu bestimmen sind.

Gemeinsam mit den Bundesländern wurde von der Regulierungsbehörde ein genereller Abfragebogen in xls-Form erarbeitet, welcher als einheitliches Format für die Meldung dienen soll.

Für das Jahr 2012 hat sich dieses Monitoringsystem als nicht effektiv erwiesen, da nur einige Bundesländer die Unternehmen in ihrem Gebiet aufgefordert haben, Meldungen abzugeben. Aber selbst wenn alle Bundesländer eine lokale Marktbeobachtung implementieren, ist durch die Unterschiedlichkeit der erhobenen Daten eine österreichweite Auswertung und Beobachtung kaum bzw. nicht möglich.

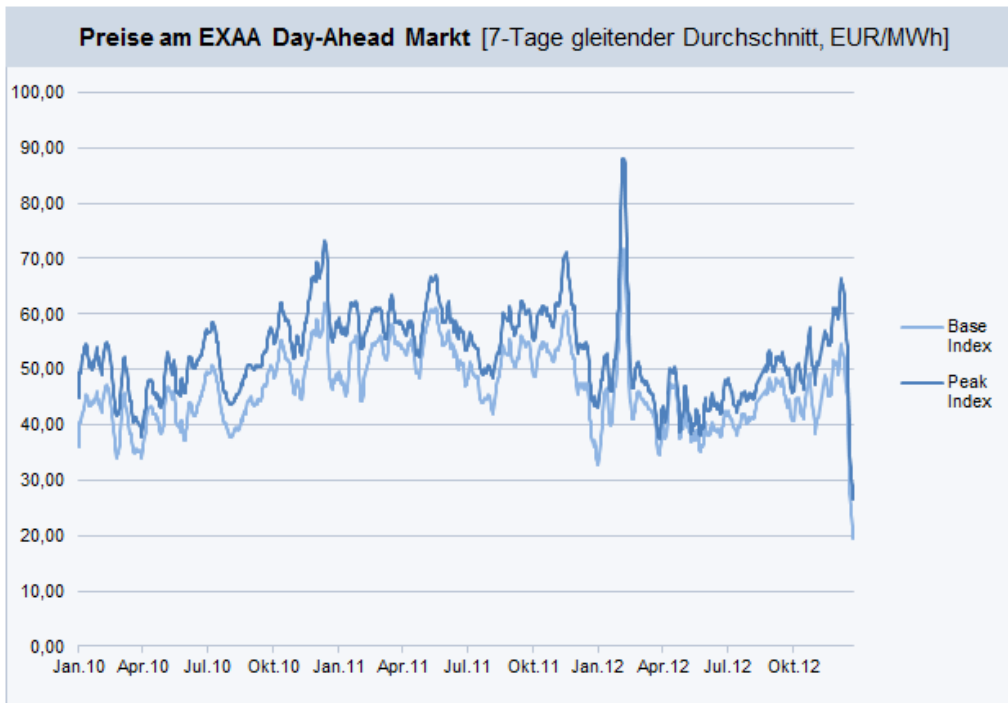
2.2.2.2. Ergebnisse des Monitoring

Der Großhandelsmarkt in Österreich und Deutschland hat im Jahr 2012 eine leicht gegensätzliche Entwicklung durchgemacht. Während im kurzfristigen Spotmarkt



gegen Ende des Jahres aufgrund des Winters eine steigende Tendenz zu beobachten war, verfielen die Preise an den Futures- und Forward-Märkten im Verlauf des Jahres zunehmend.. Konnten im Jänner 2012 für das Lieferjahr 2013 noch über 52 EUR/MWh für das Grundlastband erreicht werden, fielen die Preise stetig bis auf unter 46 EUR/MWh. Grund dafür war die Entwicklung der wirtschaftlichen Lage, die weiterhin niedrigen Kohlepreise im Terminmarkt und die große Unsicherheit, was die Weiterentwicklung des EU ETS betrifft.

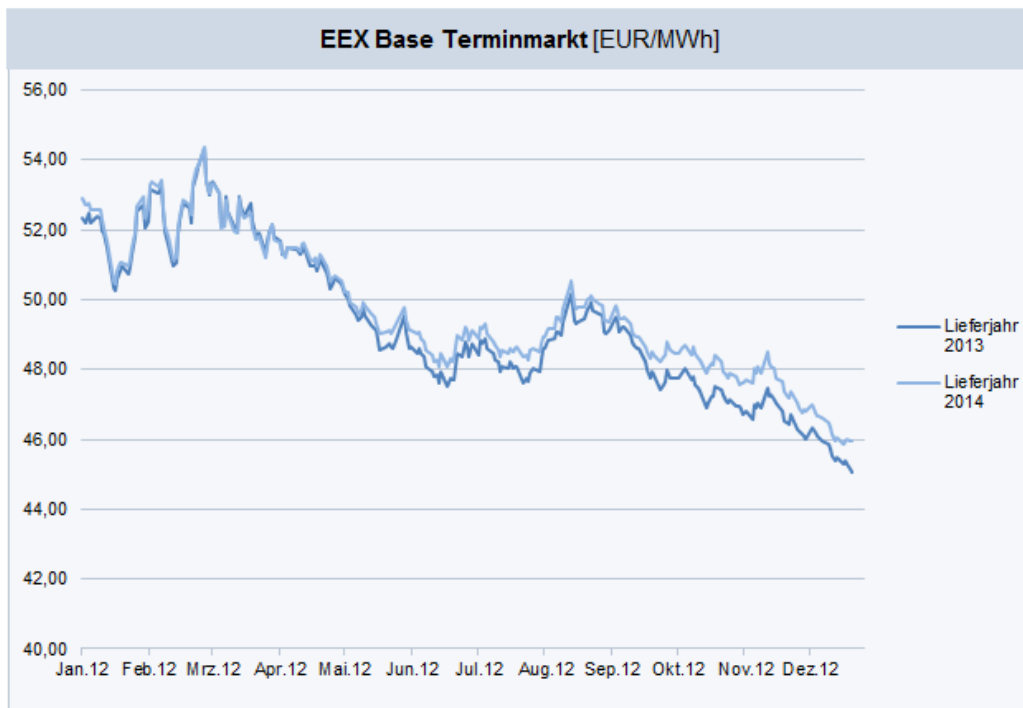
Abbildung 8: Entwicklung der Day-Ahead Base/Peak Preise 2010-2012



Quelle: EXAA



Abbildung 9: Entwicklung der Terminpreise Base 2013 und 2014

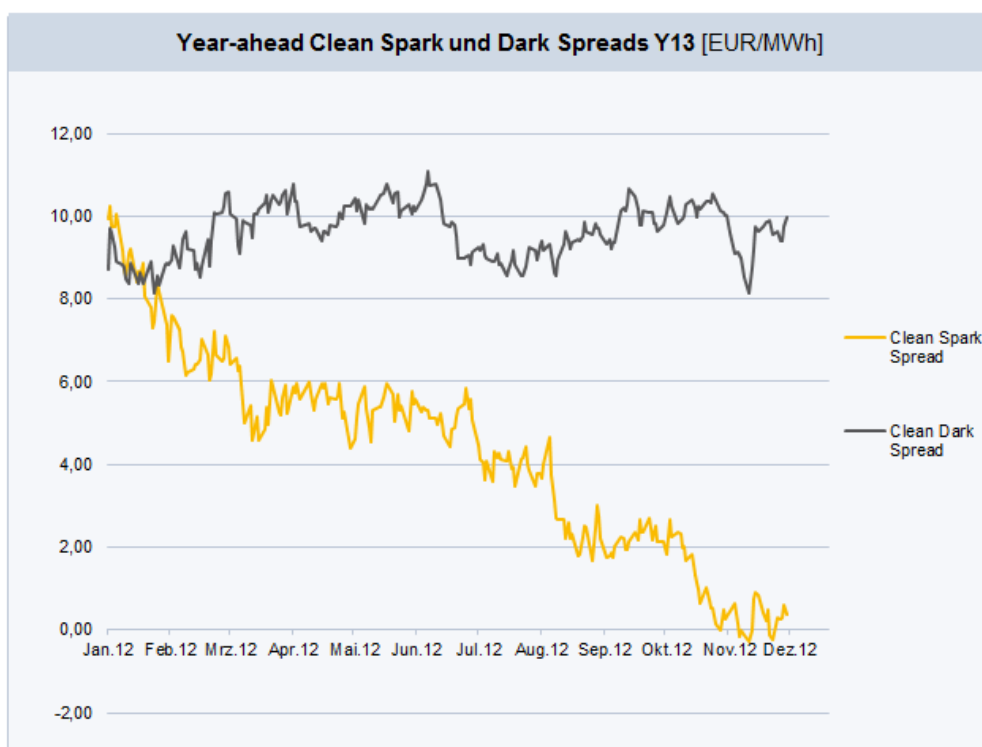


Quelle: EEX

Vor allem bei Gaskraftwerken ist ein starker Rückgang der Clean Spark Spreads (also mit Berücksichtigung der Kosten für CO₂-Zertifikate) zu beobachten – siehe Abbildung 10.) Grund dafür war die im Jahr 2012 steigende Tendenz der Gaspreise, von rund 25 EUR/MWh auf teilweise über 27 EUR/MWh mit einem gleichzeitigen Einbruch der Peak Strompreise von über 65 EUR/MWh auf zeitweise unter 55 EUR/MWh. Kohlekraftwerke haben hingegen von den anhaltend niedrigen CO₂ Preisen (2012 deutlich unter 10 EUR/MWh) und den günstigen Kohlepreisen am Weltmarkt profitiert.

Transparenzbestrebungen am Großhandelsmarkt sind weiterhin hauptsächlich auf den börslichen Handel fokussiert. Allerdings hat die stetige Ausweitung diverser Transparenz-Plattformen (ENTSO-E, EEX Transparency Plattform) für mehr Offenheit hinsichtlich der Fundamentaldaten gesorgt. Im Gegenzug sind Daten zum OTC Handel, so wie Volumina und Preise, lediglich über kostenpflichtige Preisreporter verfügbar.

Abbildung 10: Entwicklung der Clean Dark und Spark Spreads 2012



Quelle: EEX, Berechnungen E-Control

2.2.3. Wettbewerb am Endkundenmarkt

Der Endkundenmarkt teilt sich im Allgemeinen in zwei Segmente auf:

1. **Massenkundenmarkt:** Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft und sonstige Kleinverbraucher, welche weniger als 100.000 kWh Strom im Jahr verbrauchen. Diesen Kunden 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 handeln ihre Bezugskonditionen individuell mit dem Lieferanten aus.

2.2.3.1. Marktstruktur der Endkundenmärkte

Anbieterstruktur

Die Anbieterstruktur ist im Jahr 2012 nahezu unverändert geblieben. Lediglich ein neuer Ökostromanbieter die Solar Graz, ein Tochterunternehmen der Energie Graz,



ist in den Markt eingetreten. Dagegen wurden einige kleine regionale Anbieter von größeren übernommen und ein Ökostromanbieter (Linz Ökoenergievertriebs GmbH) geschlossen. Daher ist die Zahl der am Markt tätigen Anbieter für die Haushalte von 143 auf 139 bzw. für die kleinen Gewerbebetriebe von 142 auf 137 gesunken. Die Anbieterstruktur am Sondervertragskundenmarkt hat sich nicht geändert.

Die Anbieterstrukturen sind je nach Zielmarkt unterschiedlich:

- Im **Massenkundenmarkt** sind es insgesamt 16 Lieferanten, welche österreichweit Strom anbieten. Inklusive der jeweils angestammten Versorgen sind also bis zu 17 Anbieter³ je Region aktiv. In diesem Marktsegment ist kein ausländischer Anbieter zu finden. Die Anzahl der angebotenen Produkte hat sich allerdings im Jahr 2012 deutlich erhöht. So ist beispielsweise für Haushalte in Wien und Steiermark die Produktanzahl von 25 auf 35 und in Vorarlberg von 15 auf 27 gestiegen.
- Im **Sondervertragskundenmarkt** kann sich ein Kunde theoretisch bei maximal 12 unterschiedlichen Lieferanten ein Angebot einholen, in der Praxis sind es laut Kundenangaben aber lediglich rund sechs Angebote, die ein Sondervertragskunde erhält. Das hängt davon ab, ob die jeweiligen Lieferanten Interesse daran haben, den Kunden auch tatsächlich zu versorgen.. Die Aktivitäten ausländischer Lieferanten sind sehr gering und beginnen erst ab einer Abnahme von 10 bis 20 GWh, zudem meistens sogar pro Standort.

Nachfragestruktur

Insgesamt gab es in Österreich im Jahr 2012 5,93 Mio. Zählpunkte (+0,87% gegenüber 2011), die mit Strom beliefert wurden. Davon entfallen ca. 72% auf Haushaltskunden, 27,4% auf sonstige Kleinkunden (Gewerbe, Landwirtschaft, unterbrechbare sonstige Kunden) und 0,6% auf Industriekunden. Am Stromverbrauch haben Haushaltskunden einen Anteil von 24%, sonstige Kleinkunden von 18% und das größte Marktsegment, verbrauchsmäßig, entfällt auf Industriekunden mit einem Anteil von 58%.

Marktkonzentration am österreichischen Strommarkt⁴

In der Marktstatistik werden seit 2008 die Marktanteile der Stromanbieter für nicht lastganggemessene Endkunden erhoben.⁵

Diese Daten zeigen, dass die Marktanteile der drei größten Lieferanten sowie der HH-Index⁶ in den unterschiedlichen Marktsegmenten zum Teil über dem

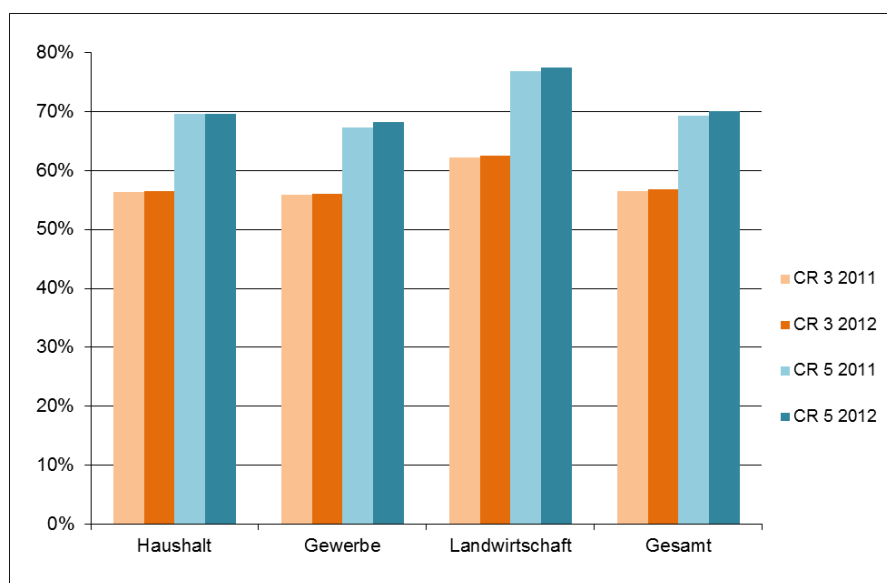
³ Vgl. E-Control Tarifikalkulator, www.e-control.at

⁴ Die Daten beziehen sich auf nicht langganggemessene Kleinkunden. Daten zu Marktanteilen bei lastganggemessenen Kunden liegen nicht vor, die Marktkonzentration kann für dieses Kundensegment daher nicht berechnet werden.

⁵ 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.

Schwellenwerten liegen, die für einen stark konzentrierten Markt sprechen⁷ Die Marktkonzentration in den beiden Kundengruppen Haushalte und Gewerbe liegen mit 1.769 (Vorjahr 1.764) und 1.685 (Vorjahr 1.696) knapp unter dem Schwellenwert des HHI von 1.800, und hat sich im Vergleich zum Vorjahr kaum verändert.

Abbildung 11: CR3 und CR5 nach Marktsegmenten



Quelle: Marktstatistik, Berechnungen E-Control

Der kumulierte Marktanteil der drei größten Lieferanten für **Haushaltskunden und Gewerbe** ist mit 56% unverändert geblieben (Abbildung 11), ebenso jener der fünf größten Lieferanten für Haushalte mit 70%. Nur im Gewerbekundenbereich ist er von 67% auf 68% gestiegen. Damit befriedigen die fünf größten Lieferanten mehr als 2/3 Drittel der Nachfrage⁸.

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.

⁶ HH-Index (Herfindahl-Hirschmann-Index): Summe der quadrierten Marktanteile aller Unternehmen; CR3: Marktanteil der drei größten Marktteilnehmer; CR5: Marktanteil der 5 größten Marktteilnehmer.

⁷50% für CR 3 und 66,7% für CR5, HHI ab 1.800).

⁸ Für Haushaltskunden wird allerdings von einem regionalen Markt ausgegangen, der sich lediglich auf das jeweilige Netzgebiet beschränkt. Die minimalen Marktanteile der lokalen Versorger liegen hier bei etwa 89%.



2.2.3.2. Produktpolitik der Lieferanten: Massenkundenmarkt

Für die Haushaltskunden erfolgt die Produktdifferenzierung vor allem nach folgenden Merkmalen:

- Kommunikationsart: z.B. online, dabei muss der Kunde über einen Internetzugang und eine E- Mail Adresse verfügen. Sehr oft ist die Voraussetzung für den Bezug von Onlineprodukten auch der Bankeinzug (Einzugsermächtigung) als Zahlungsart; die Anzahl der Online- Produkten ist im Jahr 2012 wesentlich gestiegen;
- Strommix: z.B. Ökostromprodukte auf Basis von Wasserkraft, Windenergie oder Sonnenenergie
- Preismodell: Fixpreise, garantierte Preise mit einer Preisgarantie zwischen 12 und 24 Monaten und Floatpreise mit oder ohne Cap.

Die von den Lieferanten angebotenen Tarife sind größtenteils einheitlich. Allerdings ist zu beobachten, dass viele Lieferanten alternative Produkte anbieten, die häufig deutlich günstiger als das Standardprodukt sind. Auch die angebotenen Rabatte machen die Preisunterschiede für den Konsumenten sichtbar. Bei den alternativen Lieferanten erhalten Neukunden häufig Rabatte , welche an eine bestimmte Vertragsabschlussfrist gebunden sind. So gibt es beispielsweise Frühlings-, Pfingsten oder auch Weihnachtsaktionen.

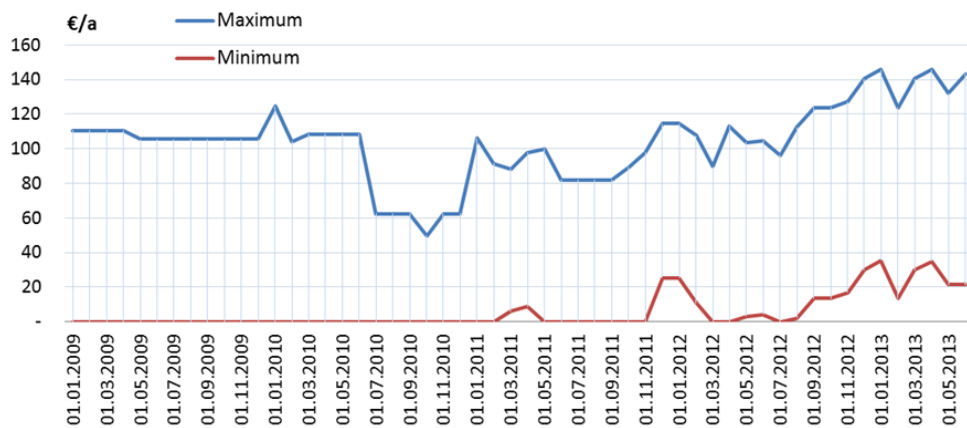
2.2.3.3. Wechselverhalten

Die Wechselrate ist von 1,5% im Vorjahr auf 1,1% gesunken, was auf den hohen Wechselrückgang bei den Haushalten und Kleinkunden von ca. 24.000 zurückzuführen ist. Der Grund dafür ist die geringe Preisbewegung in diesem Segment sowie geringe Marketingtätigkeiten der Lieferanten, vor allem in den ersten drei Jahresquartalen.

Das seit Mitte des Jahres steigende Einsparungspotenzial eines Haushaltes beim Wechsel von einem regionalen zu einem günstigeren Lieferanten (+ 40%) hat seine Auswirkungen erst im 4. Quartal des Jahres gezeigt. Im 4. Quartal 2012 wurde die höchste Wechselrate der letzten vier Jahre erreicht. (Abbildung 12 und Abbildung 13)

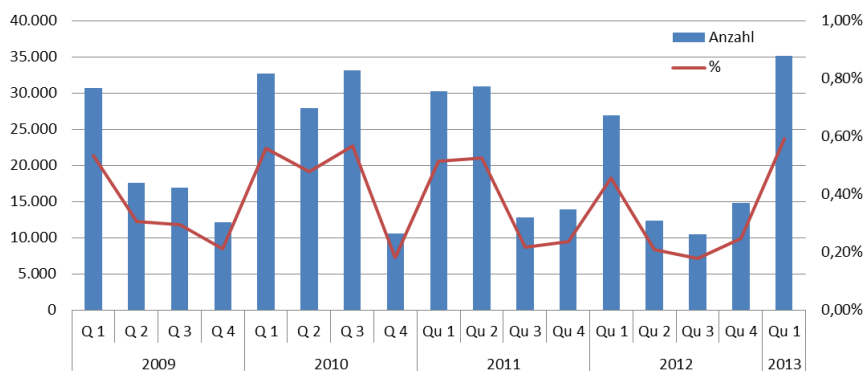


Abbildung 12: Entwicklung Einsparungspotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/a) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten



Quelle: Tarifikalkulator, E-Control

Abbildung 13: Versorgerwechsel und Wechselraten 2009 – 2012



Quelle: Tarifikalkulator, E-Control

Bei den lastganggemessenen Kunden (Sondervertragskunden) ist dagegen die gesamte Wechselrate von 4,6% auf 6,8% gestiegen. Da diese Kunden nahe am



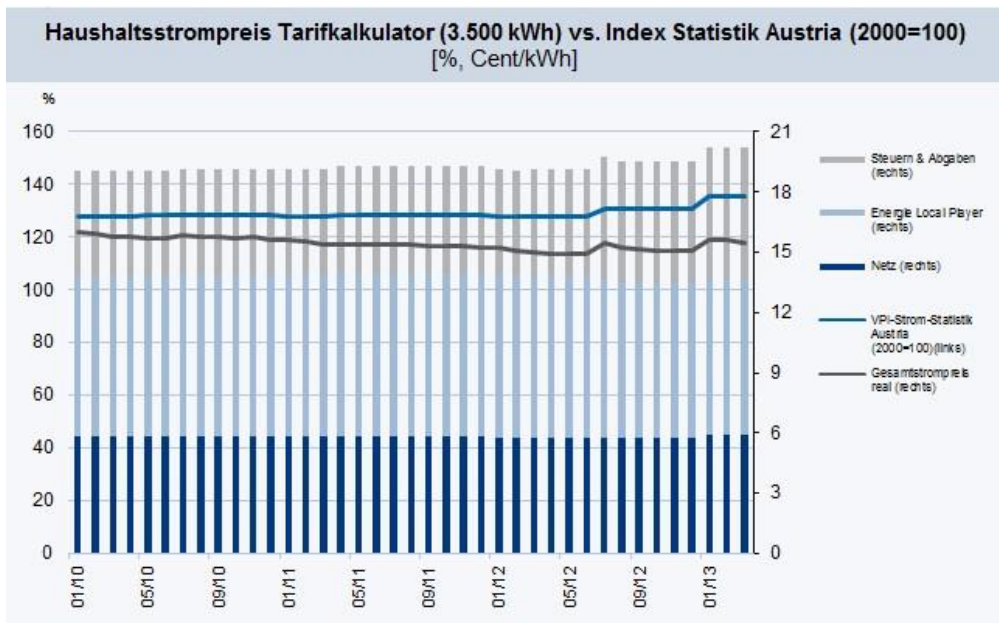
Markt sind, kann davon ausgegangen werden, dass sie die Senkungen am Großhandelsmarkt genutzt haben, um ihre Preise entweder durch Verhandlungen mit dem bestehenden Lieferanten nach unten zu korrigieren oder durch einen Lieferantenwechsel günstigere Preise zu generieren.

2.2.3.4. Entwicklung der Endkundenpreise

Massenkundenmarkt

Die meisten Lieferanten haben Anfang 2012 ihre Energiepreise etwas gesenkt, und zwar als Folge der Senkung des Verrechnungspreises für die verpflichtende Abnahme des Ökostromes seitens der Lieferanten, welche diese Kosten an ihre Kunden weiter verrechnen. Die Steweag-STEAG sowie die Energie Graz haben als einziger mit 1. März 2012 ihre Energiepreise erhöht. Die Umstellung des Ökofördersystems mit 1. Juli 2012 hat eine Preissenkungswelle bei fast allen Lieferanten zwischen 1. Juli. und 1. September. ausgelöst. Energiepreisänderungen aufgrund der Großhandelspreisentwicklung hat es im Jahr 2012 sowie in der ersten Hälfte 2013 allerdings nicht gegeben. Das bedeutet, die Haushalte konnten bisher nicht von den gesunkenen Großhandelspreisen profitieren.

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



Quelle: Statistik Austria, E-Control



Die Netznutzungskosten wurden mit Anfang 2012 zwischen minus 4,28 % in Graz bis zu plus 2,68% in Kärnten geändert⁹ (Musterhaushalt), was im österreichischen Durchschnitt eine Änderung von minus 0,45% ausmacht. Anfang 2013 sind die Änderungen zwischen minus 2,83% in Linz und plus 7,6% in Wien ausgefallen, was eine Veränderung im Durchschnitt von plus 1,92% bedeutet.

Die Ökostromkosten für Haushalte haben sich im Jahr 2012 gegenüber dem Vorjahr nur geringfügig geändert. Allerdings wurden im Jahr 2011 ca. 44% der Ökostromkosten als Abgabe (Zählpunktpauschale) und der Rest als Bestandteil der Energiekosten verrechnet. In der zweiten Hälfte 2012 waren dies hingegen fast 100%. Ein geringer Teil wird weiterhin als Teil des Energiepreises für die Herkunftsnachweise verrechnet. Anfang 2013 sind die Ökostromkosten eines Musterhaushaltes um 64% von 33 €/a auf 54 €/a exkl. USt. gestiegen.

- *Ökostromkosten nicht mehr als Bestandteil der Stromkosten*

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

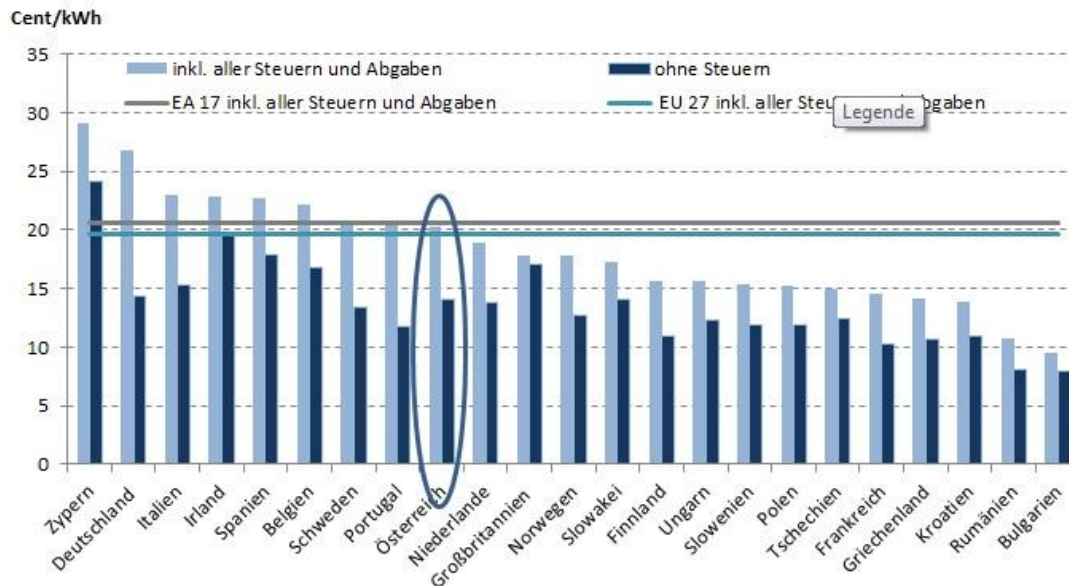
Entsprechend dem neuen Ökostromgesetz (ÖSG 2012) erfolgte mit 1. Juni 2012 eine komplette Fördersystemumstellung. Das neue Ökostromgesetz führt dazu, dass die heimischen Stromkunden nun genau wissen, was sie für Ökostrom zu bezahlen haben. Der neue Aufbringungsmechanismus sieht einen Ökostromförderbeitrag pro verbrauchter kWh und die Ökostrompauschale (vormals Zählpunktpauschale) vor, welche vom Netzbetreiber eingehoben werden. Dazu kommen noch die Kosten für Herkunftsnachweise (HKN), welche vom Lieferanten an die Kunden weiterverrechnet werden dürfen. Alle diese Kosten werden gesetzlich festgelegt d.h. sind für die Kunden erstmals wirklich transparent und klar nachvollziehbar. Somit entfallen die Mehraufwendungen für Ökostrom nach §19 Ökostromgesetzes ab 1. Juli 2012 komplett.

- *Preise im europäischen Vergleich*

Obwohl der Strompreis für Haushaltskunden inklusive aller Steuern und Abgaben in der zweiten Hälfte 2012 mit 20,24 €Cent/kWh um 3% gegenüber dem gleichen Zeitraum 2011 gestiegen ist, ist Österreich im europäischen Ranking um einen Platz nach hinten auf die zehnte Stelle gefallen. Österreich liegt somit hinter Deutschland, Italien und auch knapp unter dem EU-17 Durchschnitt (20,61 €Cent/kWh), aber vor Frankreich und Großbritannien (Abbildung 15).

⁹ Berechnungsbasis: Musterhaushalt 3.500 kWh Strom/a

Abbildung 15: Haushaltsstrompreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich (2500-5000 kWh), inkl. Steuern und Abgaben, zweites Halbjahr 2012

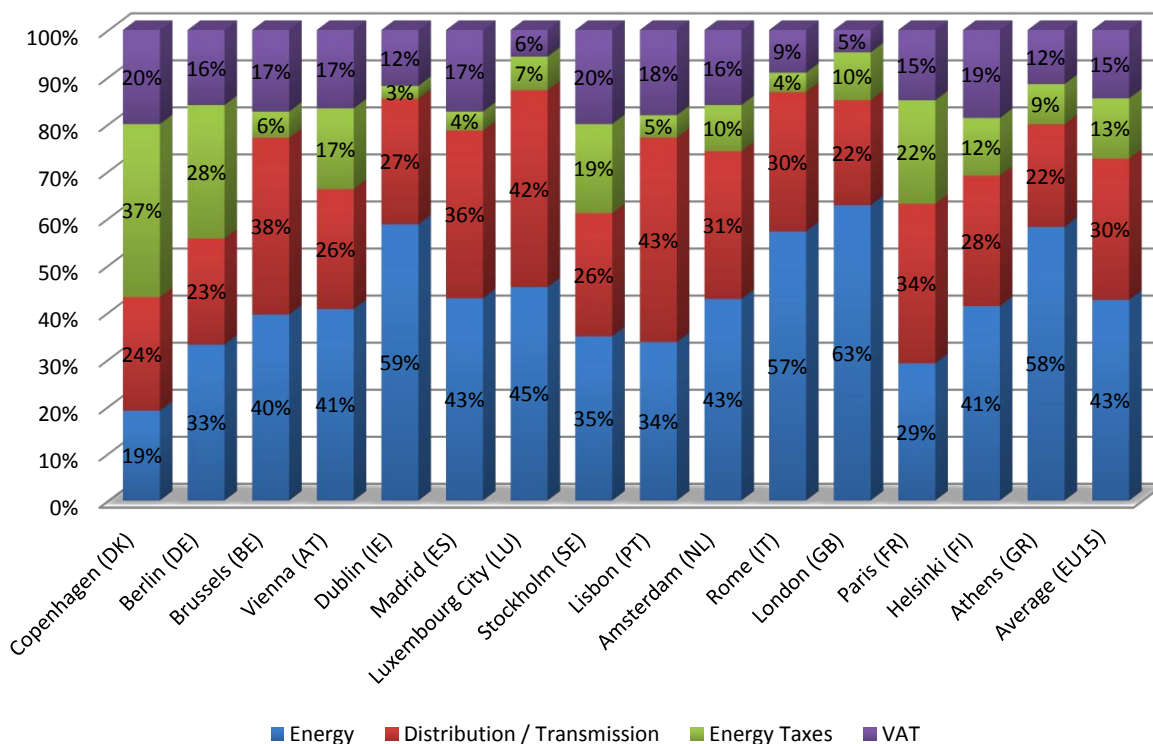


Quelle: Eurostat

Der Anteil der Energie- und Netzkosten in Österreich liegt unter dem EU - Durchschnitt (Abbildung 16), der Anteil von Steuern und Abgaben mit 34% aber wesentlich höher. Die Steuern und Abgaben machen in Kopenhagen sogar 57% und in Berlin 44%, dagegen in Dublin 15% und in Luxemburg nur 13% der Gesamtstromkosten aus. Der nicht regulierte Stromkostenanteil (Energie) beträgt in Wien nur unterdurchschnittliche 41%.

Abbildung 16: Aufteilung der Stromkosten im internationalen Städtevergleich

Residential Electricity Price Breakdown



Quelle: HEPI¹⁰ November 2012, E-Control

Sondervertragskundenmarkt

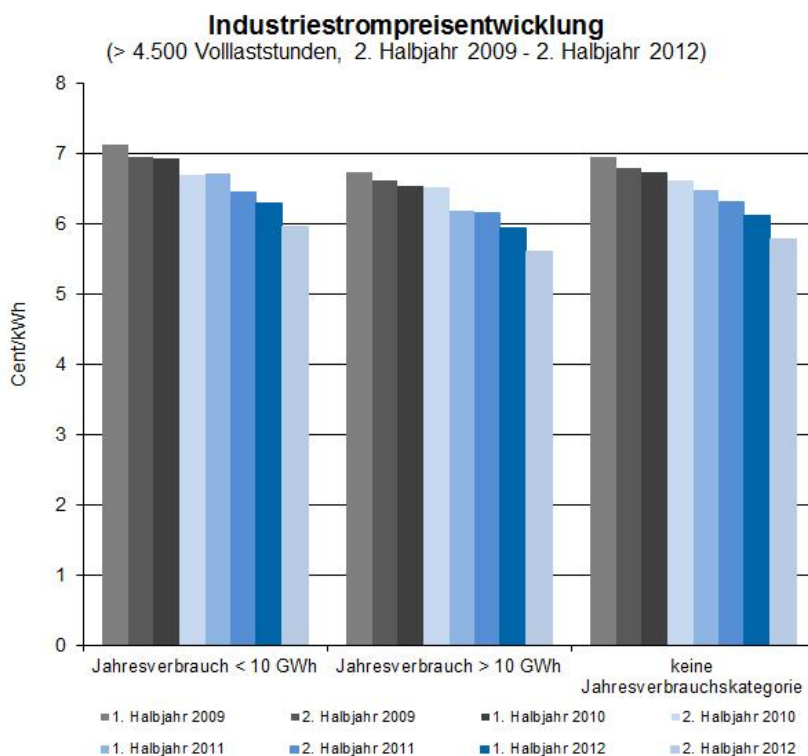
Die Ergebnisse der Industriebefragung¹¹ zeigen seit 2010 ununterbrochene Preissenkungen in allen Kategorie (Abbildung 17). Die stärksten Preisreduktionen

¹⁰ 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.

¹¹ 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.

haben die größeren Industriekunden erhalten. Die Preise im Jahr 2012 haben sich in einer Bandbreite von 5,61 Cent/kWh (bei mehr als 4.500 Volllaststunden) und 6,25 Cent/kWh (weniger als 4.500 Volllaststunden) bewegt. Das bedeutet je nach Abnahmeart eine Preissenkung zwischen 4% und 6,6% gegenüber dem Vorjahr.

Abbildung 17: Industriestrompreisentwicklung > 4.500 Volllaststunden, 2. Halbjahr 2009 – 2. Halbjahr 2012

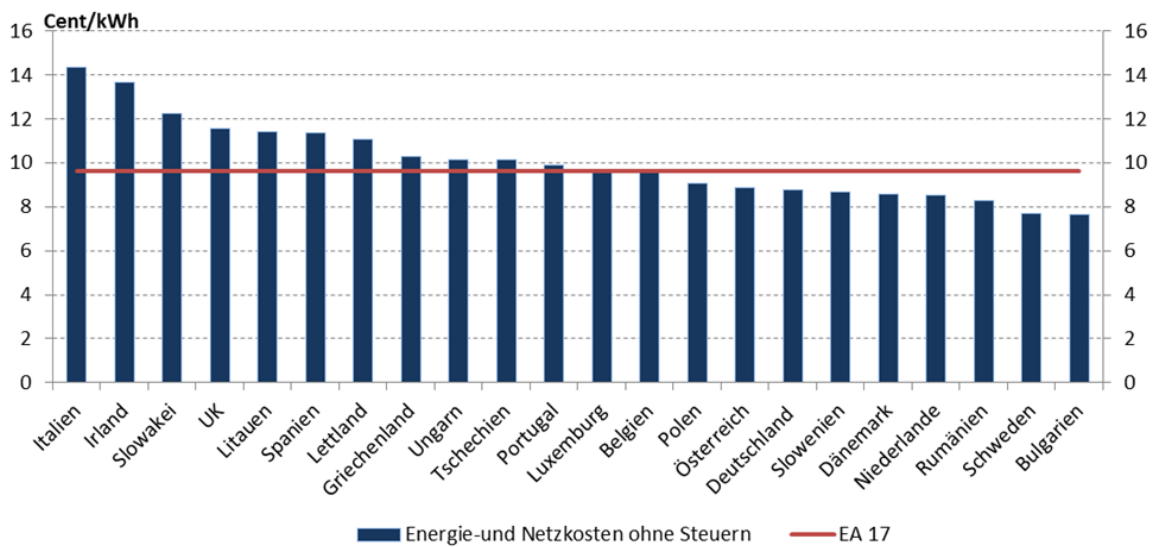


Quelle: E-Control

Im europäischen Vergleich liegt Österreich mit Industriestrompreisen (Energie und Netz exkl. Steuern und Abgaben) etwas unter dem europäischen Durchschnitt (Abbildung 18). Günstigere Preise haben Industriekunden in Deutschland, Niederlanden und Schweden. Deutlich mehr kostet der Strom in Belgien, UK, Irland und Italien.

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

Abbildung 18: Industriestrompreise Haushaltsstrompreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich (500 MWh - 2000 MWh), exkl. Steuern und Abgaben, zweites Halbjahr 2012



Quelle: Eurostat

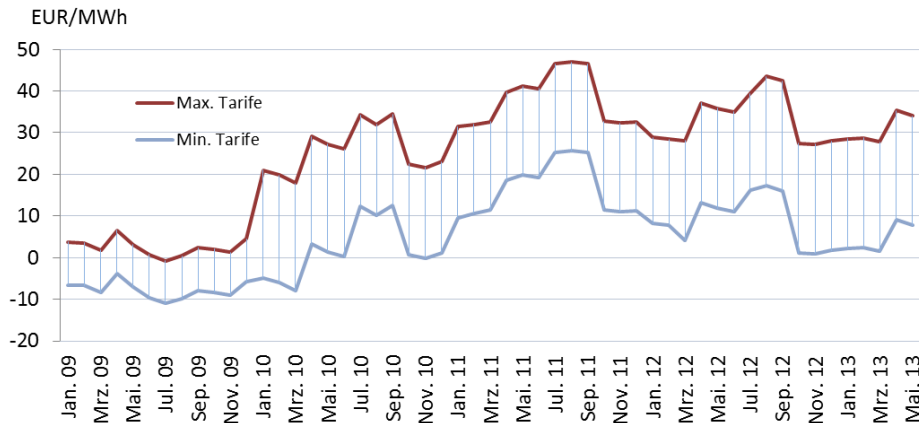
2.2.3.5. Entwicklung der Margen im Strommarkt

Im Jahr 2012 haben sich die Beschaffungskosten der Lieferanten nach verschiedenen Beschaffungsstrategien gleich wie im Vorjahr zwischen 40 €/MWh und 60 €/MWh bewegt, wobei die Spotmarktbeschaffung am günstigeren Ende lag.

Aus Abbildung 19 ist ersichtlich, dass eine maximale Marge mit einer ausgewogenen Beschaffungsstrategie von bis zu 40 €/MWh erzielt werden kann. Umgelegt auf die Preise der teuren Lieferanten bedeutet das einen Preisaufschlag von mehr als 40 Prozent.



Abbildung 19: Margen im Haushaltskundenbereich nach günstigsten/teuersten regionalen Lieferanten (Beschaffungsstrategie Ausgewogen 18;6)



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

Anmerkung: Auf Basis eines typischen Verbrauchs für Haushalte (Haushaltlastprofil 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 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 relativ schlechten, d.h. teuren, Einkaufsstrategie.

2.2.4. Investitionstätigkeit der Energieunternehmen

Investitionen Stromnetze

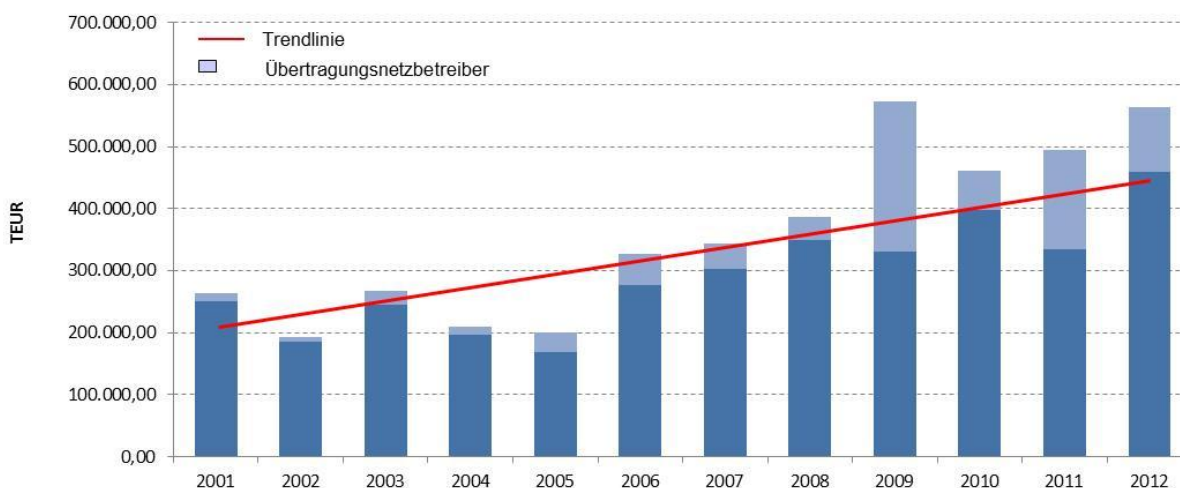
Insgesamt wurden für die Analyse die 17 größten Stromnetzbetreiber Österreichs herangezogen. Als Basis für die Auswertung der Nettoinvestitionen dienten die von den Unternehmen übermittelten Anlageklassen 2012, welche neben den leitungsgebundenen Sachanlagevermögen (Freileitungen, Kabel, Transformatoren, Zähler) ebenso weiteres Sachanlagevermögen wie Grundstücke oder Software beinhalten.

Generell lässt sich festhalten, dass sich das Investitionsniveau im Vergleich zu den vorangegangenen Jahren weiterhin auf einem hohen Niveau bewegt. Nachdem sich in der Vergangenheit die Investitionstätigkeit vermehrt im Höchst- und Hochspannungsbereich bewegt hat, wurde im Jahr 2012 verstärkt das Stromverteilnetz erweitert und modernisiert. In diesem Bereich spielen vor allem

die Entwicklungen aufgrund der sich ständig verändernden Einspeisebedingungen durch erneuerbare Energieträger (Wind, Photovoltaik) sowie durch Smart Meter und Smart Grids eine treibende Rolle. Vor allem die Wien Energie Netz GmbH, die EVN Netz GmbH, die Stromnetz Steiermark GmbH sowie die Salzburg Netz GmbH haben ihre Investitionstätigkeiten in die Netzinfrastruktur im Jahresvergleich deutlich erhöht.

Abbildung 20: Entwicklung der Nettoinvestitionen im Stromnetz 2001-2012

Entwicklung der Nettoinvestitionen - Strom Netz inkl. Übertragungsnetzbetreiber
(Quelle: E-Control - Aggregierte Unternehmensdaten Anlageklassen 2012)



Quelle: E-Control

Auch für die kommenden Jahre erwartet sich die E-Control ein ähnlich hohes Niveau der Investitionen sowohl im Übertragungs- als auch Verteilnetz. Diese Investitionen werden weiterhin geprägt vom Ausbau und der Erneuerung der Netze, um vor allem die zukünftigen Herausforderungen durch die immer stärker werdende dezentrale Einspeisung sowie die Anforderungen auf Grund der Energiewende in Deutschland im österreichischen Netz bewältigen zu können. Ein weiterer markanter Investitionsbedarf wird vor allem durch die Ausrollung der Smart Meter in den kommenden Jahren auf die Unternehmen zukommen. Das derzeitige und zukünftige Regulierungssystem gewährleistet neben einer angemessenen Verzinsung auf die bestehenden Anlagen sowie im Rahmen des Investitionsfaktors und des Betriebskostenfaktors eine adäquate Abgeltung der zukünftigen Investitionen. Damit stellt die E-Control sicher, dass die Unternehmen auch in Zukunft die



entsprechenden Investitionen in die Versorgungssicherheit des österreichischen Stomnetzkunden und in den Ausbau der Netze tätigen können.

2.2.5. Untersuchungen und Maßnahmen zur Wettbewerbsförderung

Um einen effektiven Wettbewerb zu fördern und den Verbraucherschutz zu garantieren, hat die E-Control dafür zu sorgen, dass Kunden Vorteile aus dem effizienten Funktionieren des nationalen Marktes ziehen können. Das Marktsystem hat sich dementsprechend auch verbraucherorientiert zu entwickeln. Die E-Control kann dafür gemäß § 21 Abs. 2 E-ControlG Untersuchungen, Gutachten und Stellungnahmen über die Markt- und Wettbewerbsverhältnisse im Elektrizitäts- und Erdgasbereich durchzuführen.

Im Rahmen des Monitorings haben sich folgende Erkenntnisse ergeben: steigende Energiepreise und eine immer höhere Diskrepanz zwischen Börse- bzw. Großhandels- und Endkundenpreisen. Aufgrund internationaler Vergleiche konnte zudem festgestellt werden, dass die österreichischen Endkundenpreise in einzelnen Kundensegmenten im EU Vergleich in den letzten Jahren stärker gestiegen sind als in einer Reihe vergleichbarer Länder. Preise in den unterschiedlichen Segmenten (Industrie, Gewerbe, Haushalt) haben sich völlig unterschiedlich entwickelt, was eine Überprüfung der Wettbewerbssituation in den Märkten notwendig macht.

Daher wurden von der E-Control Ende August 2011 Fragebögen an 19 Unternehmen zur Analyse der Margen und der Beschaffungsstrategien der Unternehmen ausgeschickt. Nachdem keines der Unternehmen dieser Aufforderung zur Datenübermittlung folgte, wurde an drei repräsentativ ausgewählte Unternehmen ein entsprechender Bescheid zur Datenübermittlung ausgestellt. Alle drei Unternehmen wandten sich in weiterer Folge an den Verfassungsgerichtshof und beriefen sich auf das Recht auf Datenschutz. In seinem Erkenntnis vom 29.9.2012, B 54/12 ua, kommt der Verfassungsgerichtshof schließlich zu der Entscheidung, dass die relevanten Bestimmungen des E-ControlG den Anforderungen des Datenschutzes entsprechen und der Vorstand der E-Control auch zur bescheidförmigen Anordnung der Übermittlung der Daten befugt war. Die angefochtenen Bescheide ordneten die Übermittlung von Daten in einer Weise an, die gesetzlich grundgelegt ist, sie stehen mit den der E-Control als Regulierungsbehörde übertragenen Aufgaben der Überwachung und Aufsicht über den Elektrizitätsmarkt konkret in Zusammenhang und überschreiten nicht das Maß des Erforderlichen für die Wahrnehmung dieser Aufgaben. Der Vorstand der E-Control hat daher mit den angefochtenen Bescheiden die beschwerdeführenden Unternehmen nicht in ihrem Grundrecht auf Datenschutz verletzt.

Derzeit sind die Verfahren beim Verwaltungsgerichtshof anhängig, nachdem der Verfassungsgerichtshof - wie von den Unternehmen beantragt - die Beschwerden gem. Art. 144 B-VG an den Verwaltungsgerichtshof abgetreten hat.



2.3. Versorgungssicherheit Strom¹²

2.3.1. Entwicklung Angebot und Nachfrage

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% oder 985 GWh entspricht. Dies ist wiederum Anstieg gegenüber den Vorjahren, hier wurde noch ein durchschnittliches Wachstum von 1,24% pro Jahr bis 2020 prognostiziert. Hauptverantwortlich zeigt sich die Erholung des Stromverbrauchs auf das Vorkrisenniveau, welches nun in das Modell eingeflossen ist.

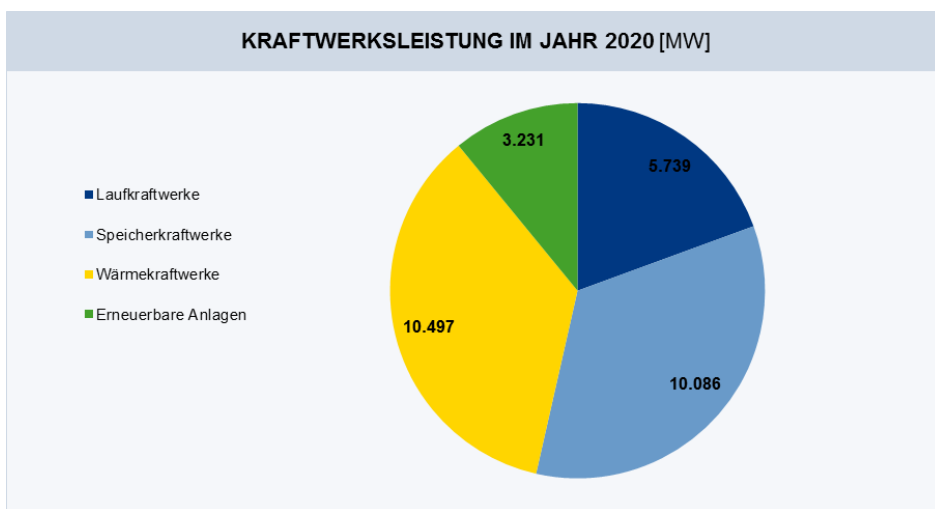
Die Stromproduktion wird von unterschiedlichen Faktoren beeinflusst. Beispielsweise wirken sich Niederschlagsmengen und verfügbare Wassermengen auf die Speicherinhalte von (Pump)Speicherkraftwerken aus. Für die Prognose zu berücksichtigen ist, dass die verfügbare Kraftwerksleistung aufgrund von Revisionen,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

Insgesamt kann somit bis zum Jahr 2020 mit einer Leistungszunahme, sowohl durch geplante Kraftwerksprojekte, als auch durch prognostizierte Werte von Erneuerbaren Kraftwerksanlagen, und unter Berücksichtigung gemeldeter Stilllegungen von Kraftwerken, von 6.742 MW gerechnet werden. Dabei wurden alle Projekte unabhängig von deren Status berücksichtigt. Somit wird Österreich, wie in Tabelle 1 beziehungsweise Abbildung 3 ersichtlich, dann über eine installierte Kraftwerksleistung von 29.553 MW verfügen.

¹² Vorläufige Version, update folgt im September

Abbildung 21: Prognostizierte Kraftwerksleistungen in Österreich für das Jahr 2020¹³



Quelle: E-Control

Basierend auf der mit Hilfe von MEDA prognostizierten Stromverbrauchsentwicklung lässt sich die jährliche Lastspitze, ebenfalls ökonometrisch, schätzen. Das dazu verwendete Verfahren eines Fehlerkorrekturmodells ist in den früheren Monitoring Berichten der E-Control ausführlich beschrieben.¹⁴ Die dabei erhaltene Lastspitzenentwicklung (durchschnittlicher jährlicher Zuwachs zwischen 2012 und 2020 von 150 MW) wird in der nachfolgenden Abbildung 22 zusammen mit den erhobenen Leistungsmaxima der verfügbaren Kraftwerke dargestellt. Dabei wird in Szenario 1 die konservative Annahme getroffen, dass nur in Bau befindliche Kraftwerke tatsächlich ans Netz gehen werden, während in Szenario 2 zusätzlich eingereichte Projekte berücksichtigt werden. Im Gegensatz wird unterstellt, dass

¹³ inkl. statistischer Differenz durch Abschätzung für Kraftwerke mit einer Engpassleistung unter 1 MW, für die keine eindeutige Zuordnung nach Kraftwerkstyp getroffen werden kann

¹⁴ Siehe insbesondere den Bericht des Jahres 2006 und die Seiten 18ff:

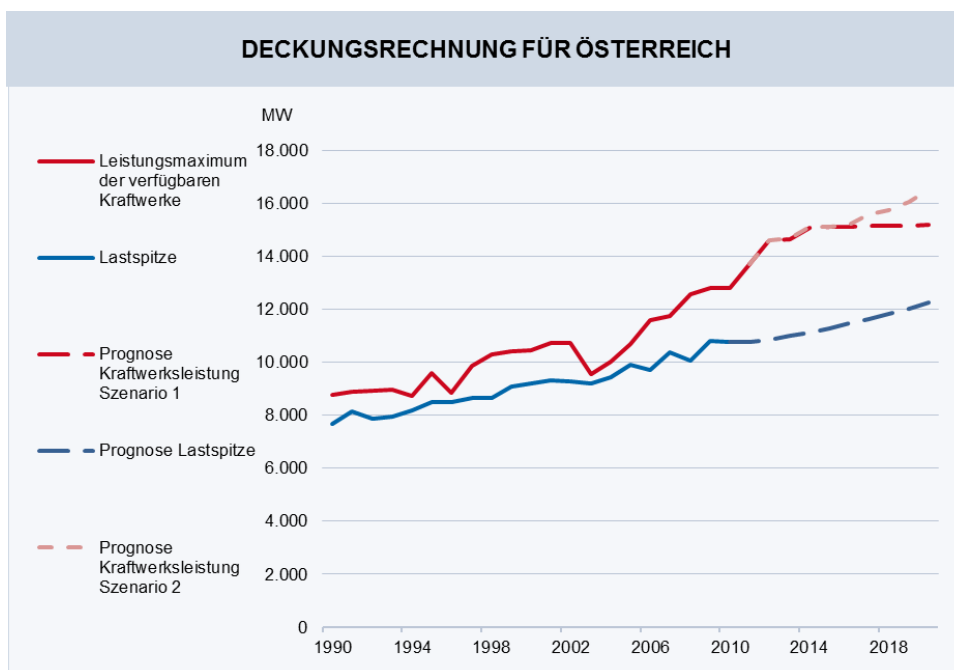
<http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/monitoring-report-strom-2006-2016-neu.pdf>



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

Das prognostizierte Leistungsmaximum der verfügbaren Kraftwerke über den betrachteten Zeitraum bis 2020 und die prognostizierten Lastspitzen lassen keine Versorgungsprobleme erwarten. Allerdings ist dies auch davon abhängig, inwieweit geplante Projekte tatsächlich umgesetzt werden. Auch die ENTSO-E geht für Österreich bis 2025 von einer komfortablen Situation aus.¹⁵ Im konservativen Szenario wäre ein Kapazitätsüberschuss an einem durchschnittlichen Jänner im Jahr 2020 von über 10 GW mit einer Sicherheitsmarge von 2 GW vorhanden (nach Abzug aller relevanten Parameter erhält man die sogenannte adäquate Sicherheitsmarge).

Abbildung 22: Prognostizierte Leistungsmaxima und prognostizierte Lastspitze in Österreich bis 2020



Quelle: E-Control

¹⁵ Siehe https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/SDC/SOAF/ENTSOE_SO_AF_2011-2025.pdf



2.3.2. Ausbau der Stromnetze und Netzwartung

Neben dem österreichischen Hoch- und Höchstspannungsnetz müssen durch die internationale Verbindung der Netze die Versorgungssicherheit und auch das Funktionieren eines überregionalen Marktes gewährleistet sein. Deshalb muss in diesem Zusammenhang auf die Notwendigkeit langfristiger Verfügbarkeit von ausreichenden grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen hingewiesen werden, deren Erhalt und Ausbau kontinuierlich fortgeführt werden muss. Dabei veröffentlicht der Übertragungsnetzbetreiber APG für Österreich (seit 1.1. 2011 mit Tirol, seit 1.1.2012 mit Vorarlberg) seit 2009 regelmäßig einen Masterplan als Grundlage für die mittel- und langfristige Netzplanung. Dieser Masterplan ist auch Grundlage für die von der ENTSO-E veröffentlichten Prognosen zur Versorgungssicherheit.¹⁶ Auf Basis des Masterplans veröffentlicht die APG den, gemäß § 37 EIWOG 2010, gesetzlich verpflichtenden 10-Jahres Netzentwicklungsplan¹⁷, welcher von der E-Control zu genehmigen ist.

3. Der österreichische Gasmarkt

3.1. Netzregulierung

3.1.1. Entflechtung

Die Gas Connect Austria GmbH wurde mit Bescheid der E-Control vom 6. Juli 2012, V ZER G 01/12 als ITO gem §§ 112 bis 116 iVm § 119 Abs 1 Z 3 GWG 2011 zertifiziert. Die Anträge der Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG) auf Zertifizierung als ISO (V ZER G 03/12) bzw der Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsgesellschaft mbH (BOG) als ITO (V ZER G 02/12) wurden mangels Vorliegen der Voraussetzungen des jeweiligen Entflechtungsmodells abgewiesen. TAG als auch BOG haben nun neuerliche Zertifizierungsanträge zu stellen.

3.1.1.1. Kommunikationsaktivität und Markenpolitik (Corporate Identity)

¹⁶ Siehe online auf: <http://www.apg.at/de/netz/netzausbau/masterplan>

¹⁷ Siehe: <http://www.apg.at/de/netz/netzausbau/netzentwicklungsplan>



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 geschütztes Werk, Farbe, Bedeutung, etc., darf bei einem Durchschnittsverbraucher nicht den Eindruck erwecken, dass die Dienstleistungen aus demselben Unternehmen stammen.

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. Ebenso wie auch im Strom, ist die Energie Burgenland Tochter **Netz Burgenland Erdgas GmbH** als neue gelungene Umstellung der Corporate Identity zu nennen.

3.1.1.2. Ressourcenausstattung

Im Art. 26 2009/73/ EC Abs. 2c

Corporate Identity - Gasnetzbetreiber		
<u>Energie Burgenland Vertrieb Erdgas GmbH & Co KG</u>	Netzgesellschaft 2011	<u>Netz Burgenland Erdgas GmbH</u>
<u>Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG</u>	Netzgesellschaft 2011	<u>Wien Energie Gasnetz GmbH</u>
<u>LINZ AG</u>	Netzgesellschaft 2011	<u>LINZ GAS Netz GmbH</u>
<u>Salzburg AG</u>	Netzgesellschaft 2011	<u>Salzburg Netz GmbH</u>
<u>TIGAS-Erdgas Tirol GmbH</u>	Netzgesellschaft 2011	<u>TIGAS-Erdgas Tirol GmbH</u>
<u>EVN Energievertrieb GmbH & Co KG</u>	Netzgesellschaft 2011	<u>EVN Netz GmbH</u>
<u>KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft</u>	Netzgesellschaft 2011	<u>KELAG Netz GmbH</u>
<u>OÖ. Gas-Wärme GmbH</u>	Netzgesellschaft 2011	<u>OÖ. Ferngas Netz GmbH</u>
<u>Steirische Gas-Wärme GmbH</u>	Netzgesellschaft 2011	<u>Gasnetz Steiermark GmbH</u>
<u>OMV Gas & Power GmbH</u>	Netzgesellschaft 2011	<u>OMV Gas GmbH (Gas Connect Austria)</u>
<u>Eni International B.V. OMV Gas GmbH</u>	Netzgesellschaft 2011	<u>Trans Austria Gasleitung GmbH</u>
<u>E.ON Ruhrgas AG (19%) GDF SUEZ S.A. (24%) OMV Gas GmbH (57%)</u>	Netzgesellschaft 2011	<u>Baumgarten Oberkappel Gasleitungen GmbH</u>



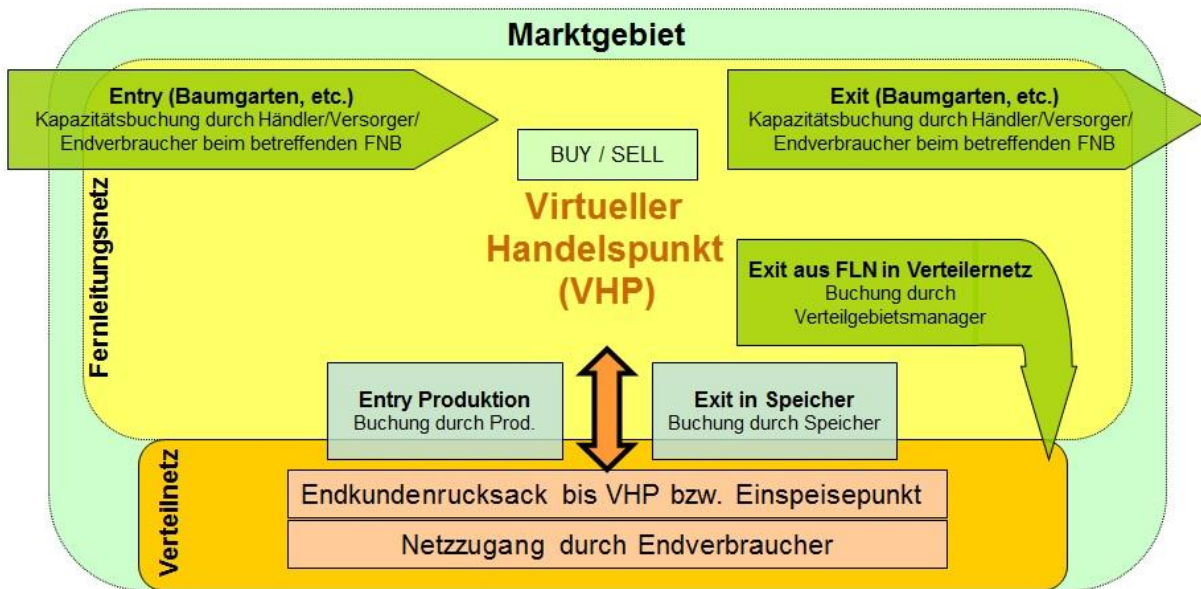
sowie im § 106 Abs 2 Z 3 GWG 2011 wird klargestellt, dass der Verteilernetzbetreiber über alle erforderlichen personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen verfügen muss, um die Aufgaben (Betrieb, Wartung und Ausbau des Netzes) effizient – im Sinne einer tatsächlichen Entscheidungsbefugnis, unabhängig vom vertikal integrierte 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 GWG 2011) und das Diskriminierungsverbot zu beachten (§ 9 GWG 2011). Dies bedeutet, dass der Verteilernetzbetreiber alle Prozesse mit Diskriminierungspotential zu vermeiden hat. Detailliertere Ausführungen zum Monitoring der E-Control in diesem Bereich finden sich in Kapitel 2.1.1.1)

3.1.2. Technische Funktionsweise des Marktes

3.1.2.1. Neues Marktmodell

Das Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) sieht in Umsetzung des dritten EU-Energiebinnenmarktpaketes wesentliche Neuerungen beim Netzzugang zu Fernleitungen vor. Das bisherige System von Kapazitätsbuchungen auf der Basis von vertraglich vereinbarten Transportpfaden wurde abgelöst durch ein Entry/Exit-System, in dem Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten unabhängig voneinander gebucht und gehandelt werden können. Kapazitäten an Einspeisepunkten sind von Händlern und Versorgern zu buchen und berechtigen zur Einspeisung von Gasmengen in das Fernleitungsnetz eines Marktgebiets und zum Transport der Gasmengen zum virtuellen Handelspunkt des Marktgebiets. Kapazitäten an Ausspeisepunkten berechtigen zum Transport vom virtuellen Handelspunkt zum Ausspeisepunkt und zur Ausspeisung dieser Gasmengen aus dem Fernleitungsnetz. Der virtuelle Handelspunkt ist keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt zugeordnet und ermöglicht es den Marktteilnehmern, auch ohne Kapazitätsbuchung Erdgas zu kaufen oder zu verkaufen.

Abbildung 23: Schema des neuen Marktmodells



Aus dem GWG 2011 ergibt sich auch, dass jeder Netzbenutzer einer Bilanzgruppe angehören muss. Somit wird das bereits bewährte Bilanzgruppensystem aus dem Verteilernetz (ehemals Regelzone) nun auch auf die Fernleitungsebene angewandt und umfasst nun das gesamte Marktgebiet. Die Registrierung von Bilanzgruppenverantwortlichen und die Verwaltung der Bilanzgruppen zählt nunmehr zu den Tätigkeiten des Marktgebietsmanagers, der diese Funktion in Form eines „one stop shop“ wahrnimmt und als erste Anlaufstelle für alle neuen Marktteilnehmer fungiert. Die Abwicklung hinsichtlich der Ausgleichsenergiebewirtschaftung der im Verteilernetz tätigen Bilanzgruppen ist auch im neuen Marktmodell eine Aufgabe des Bilanzgruppenkoordinators.

Für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg gelten gesonderte Regelungen, die weitgehend und soweit möglich mit denen im Marktgebiet Ost einhergehen. Da diese beiden Marktgebiete allerdings physisch nicht mit dem Marktgebiet Ost, sondern nur mit dem Marktgebiet NetConnect Germany (NCG) in Deutschland verbunden sind, zielen die Marktregeln für die beiden westlichen Marktgebiete darauf ab, den Zugang zum virtuellen Handelspunkt des NCG zu erleichtern.

Die Übergabe der für Tirol oder Vorarlberg bestimmten Erdgasmengen erfolgt per Nominierung am Virtuellen Handelspunkt im Marktgebiet NCG (VHP NCG). Der VGM übernimmt die Erdgasmengen am VHP NCG und organisiert den Transport in die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg. Eine am VHP NCG übergebene Gasmenge gilt dabei nach dem Prinzip „alloziert wie nominiert“ unmittelbar als in Tirol oder Vorarlberg eingeliefert. Aus der Perspektive deutscher Bilanzkreise gibt es darüber hinaus keine weiteren Besonderheiten für Transporte in die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg zu beachten.



Die Gasmengen, die am VHP NCG von den deutschen Bilanzkreisen übergeben werden, werden den korrespondierenden Bilanzgruppen in Österreich zugeordnet. Fahrplananmeldungen dieser Bilanzgruppen zur Endkundenversorgung (oder auch zur Ein-/Auspeisung an anderen Stellen in den österreichischen Marktgebieten) werden saldiert und den am VHP NCG von den jeweils korrespondierenden Bilanzkreisen übergebenen Gasmengen gegenübergestellt. Auf diese Gasmengen finden gemäß den österreichischen Marktregeln die Mechanismen der Ausgleichsenergieabrechnung Anwendung. Die Ausgleichsenergieabrechnung erfolgt durch den Bilanzgruppenkoordinator.

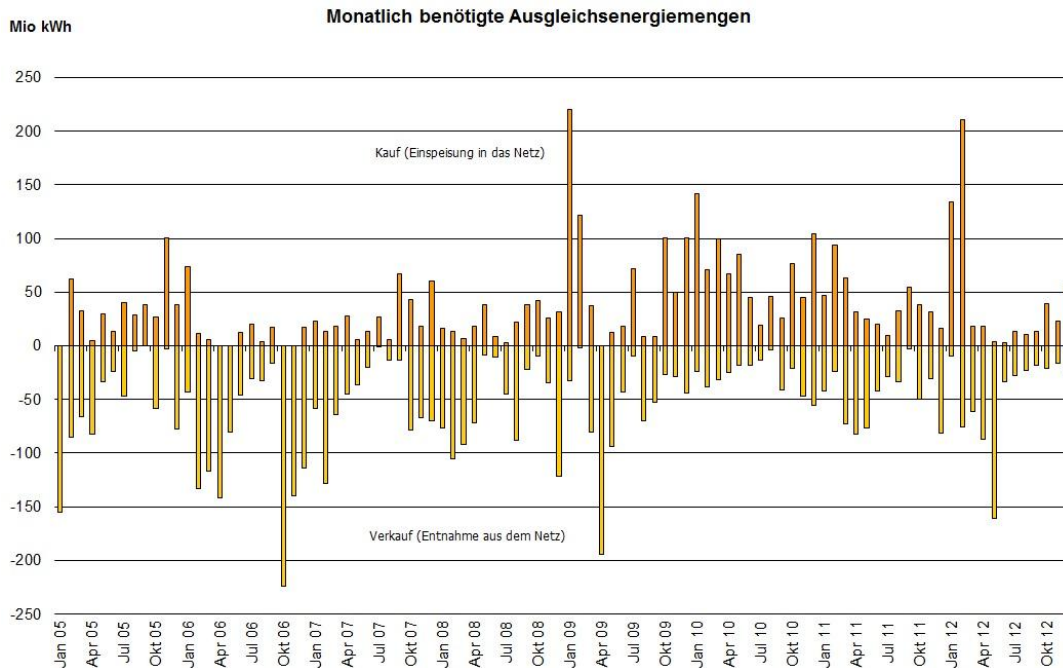
Das neue Marktmodell soll durch die Umsetzung des Entry/Exit-Systems sowie durch die Adaptierung des Bilanzierungssystems (Einführung der Tagesbilanzierung) zu einer Belebung des Wettbewerbs führen, wobei die Gesamtkosten des Netzzugangs- und Bilanzierungsmodells dadurch optimiert werden.

3.1.2.2. Ausgleichsenergie

Die vom Verteilergiebetsmanager des Marktgebietes Ost monatlich benötigten physikalischen Ausgleichsenergiemengen (Kauf und Verkauf) bewegten sich im Jahr 2012 auf dem seit 2005 zu beobachtenden in Relation zum Verbrauch gesehen niedrigen Niveau (Abbildung 24), wobei im Februar 2012 eine ähnlich hohe Mengenspitze wie in der Gaskrise im Jänner 2009 zu beobachten war, hervorgerufen durch europaweit niedrige Temperaturen und damit verbunden Liefereinschränkungen.



Abbildung 24: Ausgleichsenergiemengen 2012

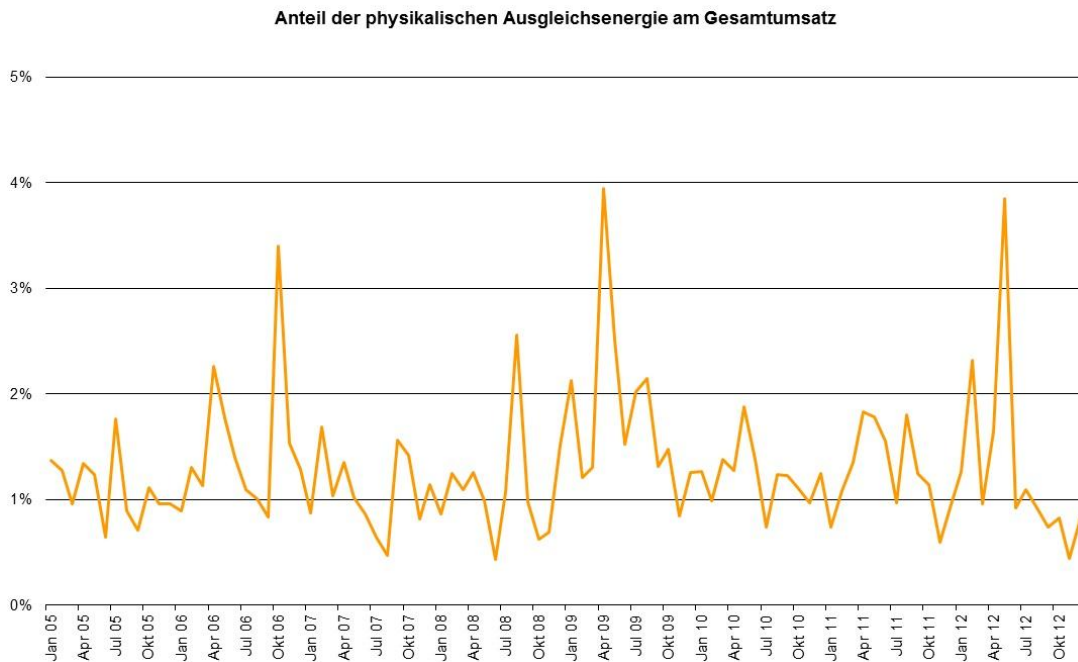


Quelle: AGCS

Der seit 2005 zu beobachtende Trend, dass die durch den Verteilergiebtsmanager abgerufene Ausgleichsenergiemenge in der Regel bei ca. 1-2 % des gesamten Gasverbrauches pro Monat liegt, setzte sich auch im Jahr 2012 fort (Abbildung 25), wobei der Trend in den letzten Monaten auch deutlich unter 1% zeigt.



Abbildung 25: Anteil der Ausgleichsenergie am Gesamtumsatz 2012



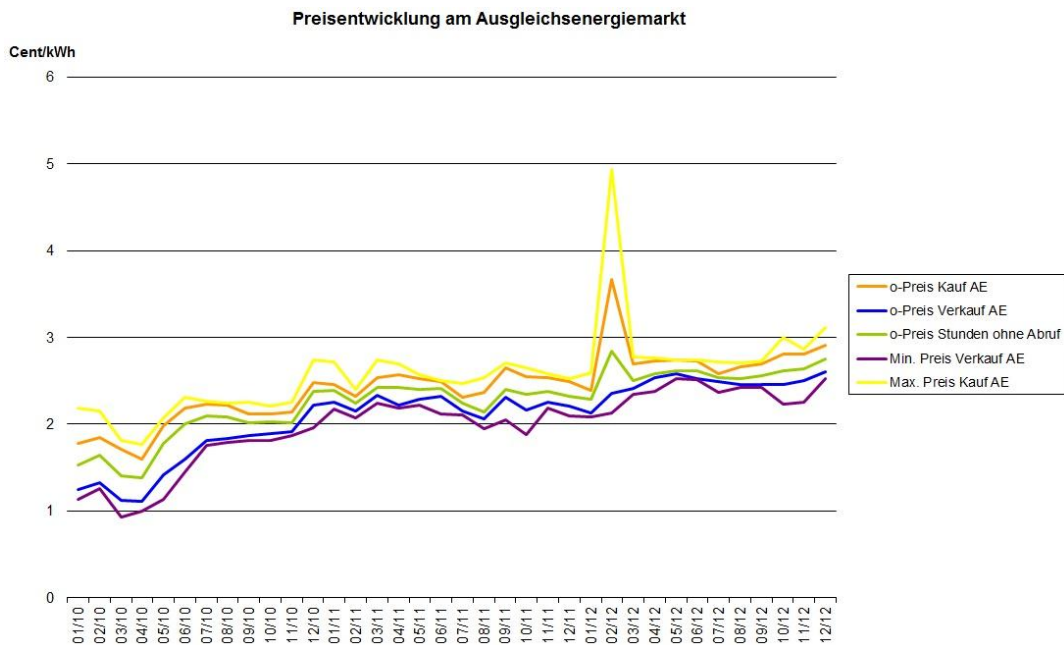
Quelle: AGCS

Es konnte auch im Jahr 2012 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. Die Menge an bilanzieller Ausgleichsenergie (Summe der Absolutbeträge der Über- und Unterlieferungen der einzelnen kommerziellen Bilanzgruppen) im Jahr 2012 betrug 5,75% des Gesamtverbrauches an Gas im Marktgebiet Ost und war damit höher als der Wert des Jahres 2011 von 4,9%.

2012 sind die Preise für Ausgleichsenergie, nach einem starken Anstieg im Februar, wieder in Richtung Vorjahresniveau gesunken und dort haben sie für 2012 auch relativ konstant geblieben (Abbildung 26).



Abbildung 26: Ausgleichsenergiepreise 2012



Quelle: AGCS

3.1.2.3. Speichermarkt

Die Speicherkapazitäten in Österreich blieben in 2012 mit 7,4 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen im Vergleich zu 2011 gleich. Auch der Speicher LAB in der Slowakei ist über die Transportleitung MAB an den österreichischen Markt angebunden. Dieser Speicher hat ein AGV von 652 Mio m³ und eine Entnahmeleistung von 285.416 m³/h.¹⁸

¹⁸ Vgl. <http://pozagas.sk/en/ungsf-lab-4/>



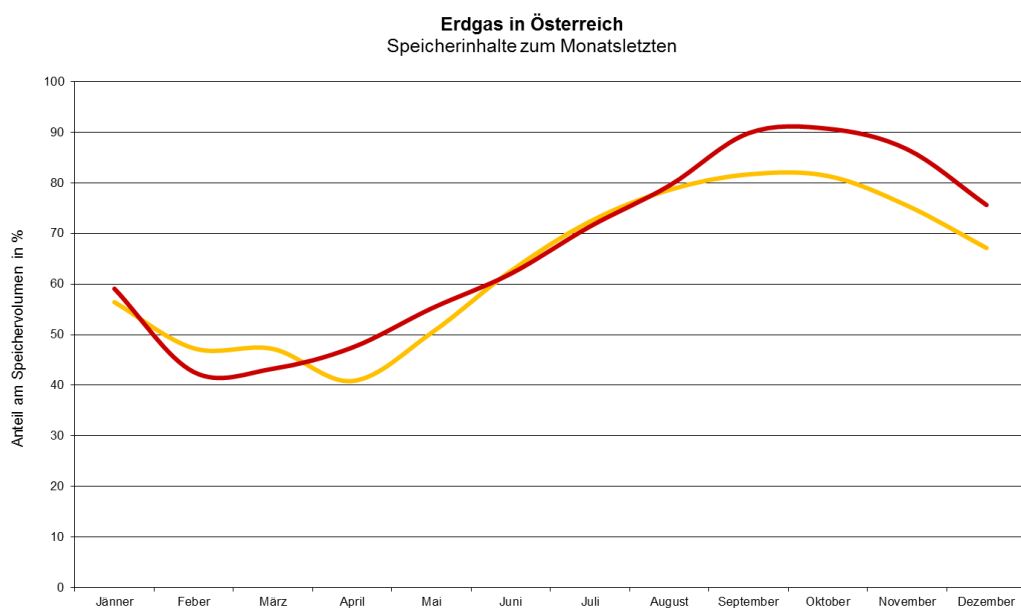
Tabelle 6: Speicherkapazitäten in Österreich, Stand Juni 2013

Speicherunternehmen/ Speicher	Einspeicherrate in cm/h	Anteil an gesamter Einspeicherrate	Entnahmerate in cm/h	Anteil an gesamter Entnahmerate	Arbeitsgasvolumen in mcm	Anteil an gesamten Arbeitsgasvolumen
OMV-Schönkirchen	650.000		960.000		1.780	
OMV-Tallesbrunn	125.000		160.000		400	
OMV-Thann	115.000		130.000		250	
OMV Speicher gesamt	890.000	34,9%	1.250.000	35,2%	2.430	32,9%
RAG-Puchkirchen	520.000		520.000		1.080	
RAG-Haidach 5	20.000		20.000		16	
RAG-Aigelsbrunn	50.000		50.000		100	
RAG Speicher gesamt	590.000	23,1%	590.000	16,6%	1.196	16,2%
Astora-Haidach	333.333	13,1%	366.667	10,3%	867	11,7%
Gazprom-Haidach	666.667	26,1%	733.333	20,7%	1.733	23,5%
Eon Gas storage- 7fields	405.000	15,9%	607.000	17,1%	1.165	15,8%
Summe	2.551.667	100,0%	3.547.000	100,0%	7.391	100,0%

Quelle: Homepages der Unternehmen: www.omv.com; <http://www.rag-energy-storage.at>; <http://www.astora.de/speicher.html>; www.eon-gas-storage.de; <http://www.gazpromexport.ru/en/haidach/>

Die österreichischen Gasspeicher waren zu Beginn des Gasjahres 2012/2013 höher befüllt als im Vorjahr und zwar zu 91% (Abbildung 27).

Abbildung 27: Speicherfüllstände in 2011 und 2012 in Österreich



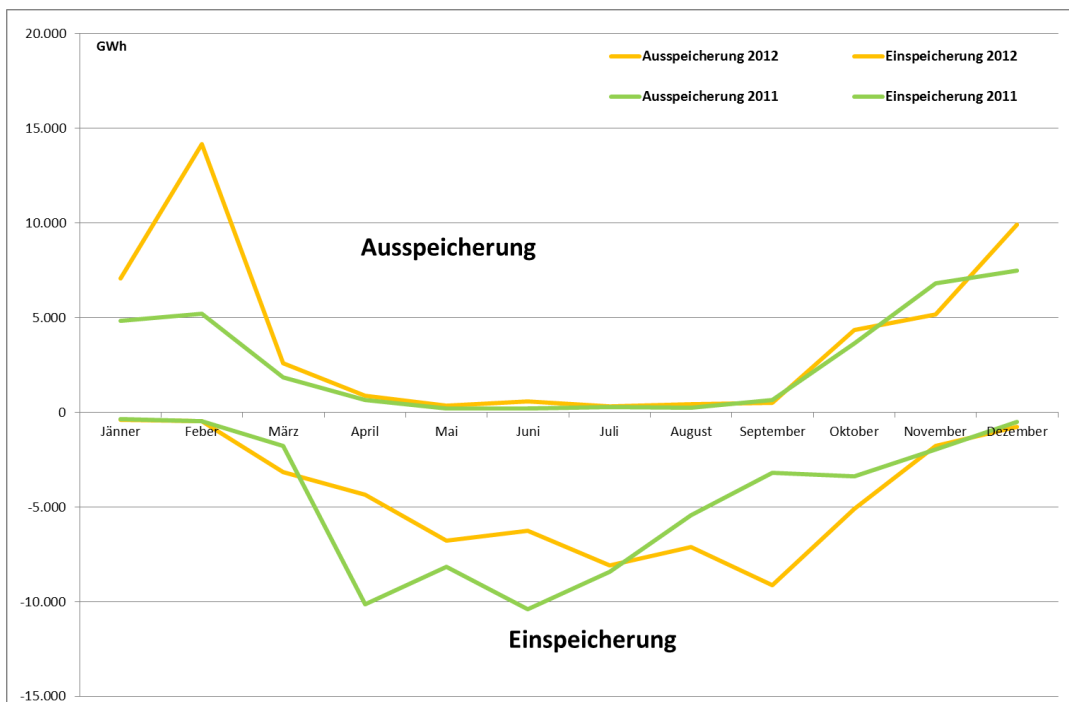
Anmerkung: Erhöhung des Speichervolumen mit Juli 2007

Quelle:
Energie-Control Austria

Quelle: E-Control

Während der Kältewelle im Februar 2012 wurden die Speicher stark genutzt (Abbildung 28). Die Einspeicherperiode hat 2012 vor allem im August und September ihre Höhepunkte erreicht.

Abbildung 28: Ein- und Ausspeicherung bei den österreichischen Speichern in 2011 und 2012



Quelle: E-Control

Der HHI auf der Angebotsseite hat sich im Vergleich zum Vorjahr nicht verändert (2279 ohne Berücksichtigung von Lab 4 in der Slowakei, 1989 mit Berücksichtigung).

Allokationen von Speicherkapazitäten

Die österreichischen Speicherunternehmen bieten ihre Speicherkapazitäten zum einen auf der Basis von Internet Booking Systemen oder Anfrageformularen auf ihren Homepages, aber auch vermehrt über die Plattform Store-X an.

Eon Gas Storage hat im Oktober 2012 eine Auktion eines Index-Produktes auf der Plattform Store-X über 2.000 MWh (ca. 180 Mio m³) durchgeführt, die allerdings auf kein Interesse bei österreichischen Speicherkunden gestoßen ist¹⁹. Die

¹⁹ Vgl. Kein Interesse an Index-Produkt für Speicher 7 Fields, energate vom 22.10.2012



Kapazität wurde ab April 2013 mit einer Laufzeit von drei, vier oder fünf Jahren angeboten. Als Preis wurde der Sommer-Winter-Preisspread am NCG VP zugrunde gelegt, mit einer Preisuntergrenze von 2 Euro/MWh und einer Preisobergrenze von 8,30 Euro/MWh. Als Gründe für das geringe Interesse wurden ein bis auf 2 Euro/MWh gesunkenener Sommer-Winter-Spread zum Zeitpunkt der Auktion sowie die Höhe der Transportentgelte im deutschen Transportnetz genannt.²⁰

Überwachung der Umsetzung der Vorgaben aus dem 3. Paket

Sekundärmarkt

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 ein bereits etablierte Handelsplattform für Speicher-Sekundärkapazitäten betont. Der Großteil der Speicherunternehmen nutzt die Plattform Store-X zur Vermarktung von nicht-genutzten Kapazitäten.

Transparenzanforderungen

Die Transparenzanforderungen gemäß der Auslegungsgrundsätze der E-Control, die auf der Vorordnung 715/2009 basieren, wurden auch 2012 noch nicht von allen Speicherunternehmen ausreichend erfüllt.

3.1.2.4. 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 wurde erhoben.

²⁰ Vgl. Kein Interesse an Index-Produkt für Speicher 7 Fields, energate vom 22.10.2012



Zur Umsetzung der Richtlinie 73/2009/EG ermächtigt das im März 2012 in Kraft getretene österreichische Gaswirtschaftsgesetz 2011 in seinem § 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 trat mit 01. 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.

Im Jahr 2012 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 zu Qualität der Netzdienstleistung abgesehen. Für das Jahr 2013 werden die Kennzahl gemäß dieser Verordnung erstmalig zu melden sein. 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 die mit 01, März 2013 in Kraft getretende Gas Monitoring-Verordnung (§ 131 GWG 2011) überwacht.

3.1.3. Entgelte für Anschluss und Zugang

Im Gasverteilernetzbereich wurde für 2012 die Kostenermittlung zum letzten Mal anhand der Systematik für die erste Regulierungsperiode durchgeführt. Für die zweite Regulierungsperiode (1. Jänner 2013-31. Dezember 2017) wurde der Regulierungsrahmen geringfügig angepasst und damit die Entgelte für 2013 erstmals nach der angepassten Systematik bestimmt. Zwar wurde der Zielwert (Effizienzziel) mit Ende 2017 unverändert beibehalten, jedoch wurde auf Basis einer geprüften Kostenbasis des Geschäftsjahres 2011 und anhand eines Zielerreichungsgrades der Kostenpfad für die zweite Periode neu "eingestellt". Weiters wurden die Erweiterungsfaktoren (Betriebskosten- und Investitionsfaktoren) als auch der Finanzierungskostensatz einer Revision unterzogen. Darüber hinaus wurde im Rahmen der Regulierungsformel ein Qualitätselement eingeführt, welches jedoch bis auf weiteres keine Wirkung entfalten wird.

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.

3.1.3.1. Festsetzung Netztarife Fernleitungen und Verteilnetze

Für die Novelle der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung (GSNE-VO 2013 Novelle 2013) waren, wie schon in den Jahren zuvor, die Investitionen in die Süd- bzw Westschiene mit einem geplanten gesamten Investitionsvolumen von mehr als 600 Mio. EUR bis voraussichtlich Ende 2013 wesentliche Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Entgelte. Inzwischen wurden Investitionen in Höhe von 402 Mio. EUR getätigt, hieraus resultierten bereits Kapitalkosten (Abschreibungen und Finanzierungskosten) von über 30 Mio. EUR, welche durch die Netzentgelte zusätzlich zu tragen sind. Die Süd- und Westschiene sind ein wesentlicher Einflussfaktor für die Kostenermittlung da die Investitionsabgeltung beinahe 32 % der Kosten der Fernleitungen bzw. rund 6,4 % der gesamten Netzkosten der Regelzone Ost ausmachen.

Um auch im Verteilnetz Investitionen und zusätzliche Betriebskosten während der Anreizregulierung abdecken zu können, wird für Verteilnetzbetreiber ein Investitions- und Betriebskostenfaktor gewährt, der zusätzliche Anreize für Investitionen im Verteilnetz (vor allem Verdichtung und damit bessere Ausnutzung des bestehenden Leitungsnetzes) 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. Die Tarifierungsmenge ist, im Gegensatz zum letzten Jahr, wieder gesunken. Als Mengenbasis wird ein 3-Jahresmittel 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, für die ab 1. Jänner 2013 in Kraft getretene Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung GSNE-VO 2013 die Mengen des Jahres 2009 bis 2011 Aufgrund des eingeschränkten Kraftwerkseinsatzes kam es zu einer Senkung der Tarifierungsmenge um rund 3 %.

Aufgrund der im Jahr 2012 durchgeführten Kostenprüfung der Gasverteilternetzbetreiber zur Ermittlung der Kostenbasis für das Jahr 2013, welche entsprechend der Regulierungsparameter für die 2. Anreizregulierungsperiode in Gas angepasst wurde, konnten die kostentreibenden und somit tariferhöhenden Auswirkungen bedingt durch die Entwicklung der Tarifierungsmenge und



Investitionstätigkeit, zum großen Teil ausgeglichen werden. Durch die für die GSNE-VO 2013 erstmals angewandte neue Methodik der Kostenwälzung, ist die Spreizung der Tarifentwicklung zwischen den einzelnen Bundesländern deutlich unterschiedlich. In den Netzbereichen Burgenland, Kärnten, Niederösterreich und Salzburg sind diese Faktoren relativ stabil und es ergeben sich für diese Netzbereiche daher geringfügige Änderungen der Netznutzungsentgelte. Stärkere Änderungen gibt es etwa im Netzbereich Steiermark, wobei hier die Änderungen sehr stark durch die Investitionen in die Südschiene getrieben sind, denen jedoch aufgrund der Marktlage für Gaskraftwerke keine steigende Absatzmenge gegenübersteht. Im Netzbereich Wien kam es zu einer maßgeblichen Erhöhung der Netzentgelte, die in erster Linie auf die massive Erhöhung der nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 79 Abs. 6 Z 4 GWG 2011 zurückzuführen ist. Die Senkung der Entgelte im Netzbereich Oberösterreich ist zum einem Teil auf die neue Methodik der Kostenwälzung zurückzuführen, zum anderen Teil durch Mengensteigerungen bedingt. Die Netzbereiche Tirol und Vorarlberg sind aufgrund separater Verteilgebiete nicht von der Umstellung der Kostenwälzungsmethodik betroffen. Die Entwicklung der Netznutzungsentgelte resultiert einerseits aus den Kosten- und Mengenentwicklungen der Netzbereiche und andererseits aus Änderungen hinsichtlich des neuen Marktmodells. 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 3 % gesenkt wurde.

Aktuell wurden die Netznutzungsentgelte im Gasbereich somit mit 1. Jänner 2013 durch eine entsprechende Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2013 Novelle 2013) angepasst. Wie auch im Strombereich seit dem Jahr 2011, wurde 2012 die Entgeltermittlung erstmals im Rahmen eines Bescheidverfahrens abgewickelt. Netzbetreiber haben analog zu den Stromnetzen einen Bescheid über ihre festgestellte Kosten- und Mengenbasis als Grundlage für die Entgelte des Jahres 2013 erhalten.

Durch das Inkrafttreten des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 wurde ein wesentlicher Schritt für die Umsetzung des 3. Liberalisierungspakets gesetzt. Das Gesetz sieht vor, dass die Fernleitungsnetzentgelte ab 1. Jänner 2013, mit dem Inkrafttreten des neuen Gasmarktmodells, nicht mehr auf Basis von Vertragspfaden, sondern auf Basis eines Entry-Exit-Systems ausgestaltet werden sollen. Das bedeutet, dass die Netzbetreiber keinen Transportpfad mehr buchen, sondern lediglich Einspeisekapazitäten, um Gas in das Marktgebiet einzuspeisen und Ausspeisekapazitäten buchen um Gas wieder aus dem Marktgebiet zu entnehmen (Entry/Exit-System). Die durch das Gesetz vorgesehenen Änderungen bedeuten für den österreichischen Gasmarkt eine durchgehende Umgestaltung der bisherigen Prozesse und die Etablierung eines virtuellen Handelspunktes für das Marktgebiet Ost in Österreich. Damit soll eine höhere Liquidität und damit verbunden, mehr Wettbewerb geschaffen werden

3.1.3.2. Methodengenehmigung



Seit 1. Jänner 2007 erfolgte der Erdgastransit im Fernleitungsnetz zu den von der E-Control Kommission genehmigten Allgemeinen Bedingungen und Tariffberechnungsmethoden. GWG 2011 legt fest, dass die Ermittlung der Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz durch Verordnung der Regulierungskommission gem. § 70 Abs. 1 letzter Satz GWG 2011 zu erfolgen hat. Diese Verordnung erfolgt gem. § 82 GWG 2011 auf Basis einer vom Vorstand der E-Control zu genehmigenden Methode, wobei im gleichen Bescheid die Kosten und das Mengengerüst festzusetzen sind.

Die Methode hat den Anforderungen des Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (ABl. L Nr. 211 vom 14. August 2009, S 36) zu entsprechen. Nach diesen Bestimmungen müssen die Tarife der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen, die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und eine angemessene Kapitalrendite umfassen. Es ist sicherzustellen, dass für die Fernleitungsnetzbetreiber Anreize bestehen einerseits die Effizienz zu steigern und andererseits auch notwendige Investitionen angemessen durchführen zu können. Erlöse aus marktorientierten Kapazitätsvergabeverfahren sind bei der Erstellung der Methode zu berücksichtigen. Darüber hinaus legt § 82 Abs. 1 GWG 2011 fest, dass § 80 GWG 2011 sinngemäß anzuwenden ist. Demnach müssen die Finanzierungskosten die angemessenen Kosten von Eigen- und Fremdkapital umfassen, wobei die Verhältnisse des Kapitalmarktes und die Kosten für Ertragssteuern zu berücksichtigen sind. Auch geförderte Finanzierungen sind angemessen zu berücksichtigen.

Die durch Anwendung der Methode durch den Fernleitungsnetzbetreiber ermittelte Höhe der Kosten sowie das Mengengerüst sind der Regulierungsbehörde nachzuweisen und zu belegen. Die Genehmigung hat jedenfalls zu erfolgen, wenn die Voraussetzungen gemäß § 82 Abs. 1 und 2 GWG 2011 erfüllt sind und die aus diesen Methoden resultierenden Tarife nicht wesentlich über dem Durchschnitt veröffentlichter Fernleitungstarife (Fernleitungsentgelte), die der Regulierungsbehörde gleichzeitig mit der zu genehmigenden Methode vorzulegen sind, für vergleichbare Transportleistungen auf vergleichbaren Leitungssystemen in der Europäischen Union liegen.

Es wurden somit im Zuge der Verfahren mit den 3 Fernleitungsnetzbetreibern in Österreich einerseits die in der Methode 2007 prognostizierten Kosten und Erlöse mit den tatsächlich angefallenen Kosten und Erlösen verglichen und die Differenzen aufgerollt. Andererseits wurden die von den Unternehmen für die nächsten Jahre prognostizierten Kosten, Investitionen und kompromittierten Kapazitäten einer Prüfung unterzogen und nach mehreren Korrekturrunden schlussendlich die von den Unternehmen jeweils eingereichte Methode vom Vorstand der E-Control per Bescheid genehmigt. Dadurch war die Voraussetzung geschaffen, dass die Regulierungskommission die Entry/Exit-Entgelte festsetzen konnte.

3.1.4. Gastransport



Die Vergabe von Entry- und Exit-Kapazität erfolgt gemäß § 6 GMMO-VO 2012 ab 1.4.2013 durch Versteigerung. Die Erläuterungen zum § 6 GMMO-VO 2012 sehen dazu vor, dass die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Versteigerung die im ENTSOG Network Code zu Kapazitätsallokation (CAM Network Code) definierten Kapazitätsprodukte mit den definierten Vorlaufzeiten verwenden sollen.

Tabelle 7: CAM Network Code:standardkapazitätsprodukte

Standard Kapazitätsprodukt	Häufigkeit der Auktionen	Anzahl der Produkte pro Auktion und Grenzkopplungspunkt
Jahr	jährlich	15
Quartal	jährlich	4
Monat	monatlich	1
Tag	täglich	1
Within Day	stündlich	1 (Rest of the Day)

Der CAM Network Code sieht folgenden Auktionskalender vor:

- Auktion von Jahreskapazität findet jedes Jahr am 1. Montag im März statt (in Ausnahme zum CAM NC wird die Auktion von Jahreskapazität 2013 am 1. Montag im Mai stattfinden)
- Auktion von Quartalskapazität findet jedes Jahr am 1. Montag im Juni statt
- Auktion von Monatskapazität findet jedes Monat am 3. Montag des Monats statt
- Auktion von Tageskapazität findet jeden Tag um 16.30 Uhr²¹ statt
- Vergabe von Within Day-Kapazität findet jede Stunde während eines Gastags statt

Gas Connect Austria, TAG und BOG haben sich an der neu gegründeten europäischen Kapazitätsplattform „PRISMA“ beteiligt, die mit 1.4.2013 operativ ist. Die drei Fernleitungsnetzbetreiber versteigern sämtliche Kapazitäten seit 1.4.2013 über PRISMA.

²¹ Entspricht Mitteleuropäischer (Sommer-)Zeit (ME(S)Z)



Gemäß CAM Network Code kommt für Jahres-, Quartals- und Monatskapazität der Ascending Clock-Auktionsalgorithmus zur Anwendung. Dabei wird in mehreren Runden schrittweise, zuerst in großen Schritten und zum Schluss in kleinen Schritten, der Preis erhöht, um den Markträumungspreis („Clearing Price“) zu ermitteln. Die Anzahl der Runden ist nicht limitiert. Interessierte Netzbenutzer geben in jeder Runde zum angegebenen Preis die nachgefragte Kapazitätsmenge auf der neuen PRISMA-Plattform ein. Übersteigt die nachgefragte Kapazitätsmenge die angebotene Kapazität, so wird durch die schrittweise Erhöhung des Preises jener Preis ermittelt (Markträumungspreis) bei dem sich Kapazitätsnachfrage und –angebot bestmöglich decken.

Für Day Ahead- und Within Day-Auktionen ist es aufgrund der Kurzfristigkeit notwendig, ein vereinfachtes Verfahren vorzusehen. Es kommt daher ein einstufiges Verfahren mit Abbildung einer Gebotskurve (Uniform Price-Auktionsalgorithmus) zur Anwendung. Interessierte Netzbenutzer haben auf der neuen PRISMA-Plattform die Möglichkeit, eine Gebotsliste einzustellen, in der sie für ihr Unternehmen bis zu 10 Preis-Mengenkombinationen mit jeweils einer Mindestmenge abgeben.

3.1.4.1. Engpassmanagement

Mit der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 wurden bereits einige Bestimmungen des Beschlusses der Kommission vom 24. August 2012 zur Änderung von Anhang I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 hinsichtlich Engpassmanagement in österreichischem Recht verankert. Neben dem "Use-it-or-lose-it"-Mechanismus für verbindliche "Day-ahead"-Kapazität, welcher mit 1.20.1013 in Kraft treten wird, wurde auch der "Use-it-or-lose-it"-Mechanismus für langfristige Kapazität umgesetzt, welcher bereits seit 1.1.2013 in Kraft ist.

Mit 1.10.2013 wird auch die Rückgabe kontrahierter Kapazität von den Fernleitungsnetzbetreibern ermöglicht. Die Umsetzung eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems wird von den Fernleitungsnetzbetreibern geprüft und dessen Einführung von der Regulierungsbehörde auf Basis der von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Ergebnisse bewertet.

3.1.5. Compliance

Art 41 (1) (d) wurde einerseits durch § 21 Abs 6 E-ControlG umgesetzt, wonach E-Control allen einschlägigen rechtsverbindlichen Entscheidungen der Agentur und der Europäischen Kommission nachkommt und sie durchführt. Andererseits sind auch in den spezifischen Spezialbestimmungen zur Zertifizierung (§ 119 GWG 2011, Art 3 VO EG 715/2009) oder zu Ausnahmegenehmigungen von neuen Infrastrukturen (§ 42 GWG 2011) Regelungen enthalten, wonach die Regulierungsbehörde die Stellungnahme etwa der Europäischen Kommission so weit wie möglich zu berücksichtigen bzw der Entscheidung nachzukommen hat.



E-Control hat vier Zertifizierungsverfahren. Nach Abgabe der Stellungnahmen der Europäischen Kommission hatte E-Control diesen so weit wie möglich nachzukommen, sodass zwei Fernleitungsnetzbetreiber zertifiziert werden konnten, hingegen der Antrag von zwei anderen Fernleitungsnetzbetreibern abgewiesen wurden.

Weiters hat E-Control ein Verfahren auf Verlängerung einer Ausnahmegenehmigung auf Grundlage des § 42 Abs 13 GWG 2011 geführt. Nach der Entscheidung der Europäischen Kommission hatte E-Control dieser Entscheidung nachzukommen.

3.1.6. Grenzüberschreitende Zusammenarbeit mit anderen NRAs oder Behörden

Nach dem Abschluss der ersten Phase des Projektes zu Einrichtung einer Central Eastern European Trading Region (CEETR) zwischen der Tschechischen Republik, der Slowakei und Österreich, laufen die Vorbereitungen für den Start der 2. Projektphase. Während in der ersten Phase die Grundsätze des Kapazitäts-, Tarif- und Bilanzierungsmodells erarbeitet wurden, soll in der 2. Phase nun ein detailliertes Modell entwickelt werden, das als Basis für eine Implementierungsentscheidung dienen soll. Spezieller Fokus der 2. Phase wird auf der konkreten Ausgestaltung des Tarifmodells liegen, sowie in der Ausgestaltung des institutionellen Setups. Der Start der 2. Phase verzögert sich allerdings, da vor allem vom slowakischen Regulator das Commitment für den Start der Phase 2 fehlt.

3.2. Entwicklung des Wettbewerbs

3.2.1. Aufbringung und Verwendung von Gas

3.2.1.1. Gasverbrauch

2012 ging die inländische Erdgasabgabe an Endkunden um 4,6 % auf 91.204 GWh oder 8.151 Mio.Nm³ zurück. Ein wesentlicher Einflussfaktor war dabei die Temperaturentwicklung, wobei der höhere Heizbedarf im Februar und Dezember durch deutlich mildere Temperaturen und damit einen geringeren Heizbedarf in den anderen Wintermonaten mehr als kompensiert wurde. Der zweite wesentliche Einflussfaktor auf den Gasverbrauch dürfte die ausgezeichnete Wasserführung der österreichischen Flüsse gewesen sein, was zu einem Rückgang der kalorischen Erzeugung insgesamt um 16,0 % führte. Die Gaskraftwerke erzeugten 2012 um 21,8 % weniger als 2011, was auf den zusätzlichen Einfluss der Temperatur über den Fernwärmebedarf zurück zu führen ist.

Auch im Erdgasbereich war die Verbrauchsentwicklung in den einzelnen Monaten sehr unterschiedlich. Die Bandbreite reichte von Rückgängen um 1,776 GWh bzw. 16,9 % etwa im März bis zu Verbrauchssteigerungen um 2.347 GWh bzw. 20,3 % im Februar.

3.2.1.2. Importe und Exporte



Die physikalischen Erdgasimporte gingen insgesamt um 7,5 % oder 36.706 GWh auf 451.493 GWh zurück. Gleichzeitig wurden die physikalischen Erdgasexporte um 4,1 % oder 15.785 GWh auf 368.683 GWh verringert. Damit reduzierte sich der physikalische Importüberschuss um 20.921 GWh auf nunmehr 82.810 GWh.

Auffallend bei der saisonalen Betrachtung ist, dass Österreich im Februar 2011 erstmals zu einem Netto-Exporteur wurde, was auf zusätzliche Ausfuhrmengen aus den oberösterreichischen Speicher- und Produktionsstätten nach Deutschland zurück zu führen war.

3.2.2. Wettbewerb am Großhandelsmarkt

3.2.2.1. Gesetzliche Grundlagen des Monitoring

Gemäß Art. 41 Abs. 1 lit. j der Richtlinie 2009/73/EG vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, ABl. Nr. L 211 vom 14.08.2009 S. 94, haben die Regulierungsbehörden die Aufgabe, den Grad und die Wirksamkeit der Marktöffnung und den Umfang des Wettbewerbs auf Großhandels- und Endkundenebene, einschließlich Erdgasbörsen, Preise für Haushaltskunden (einschließlich Vorauszahlungssysteme), Versorgerwechselraten, Abschalttraten, Gebühren für Wartungsdienste, Durchführung von Wartungsdiensten und Beschwerden von Haushaltskunden, sowie etwaige Wettbewerbsverzerrungen oder -beschränkungen zu überwachen und zu diesem Zweck relevante Informationen bereitzustellen. Diese Vorgabe ist mit § 131 GWG 2011 in nationales Recht implementiert worden.

Mit der Gas Monitoring-Verordnung – GMO-VO, BGBl. II Nr. 63/2013, wurde der Verordnungsermächtigung von § 131 Abs. 2 GWG 2011 Rechnung getragen, und es wurden die zu erhebenden Daten inkl. Personenkreis, Häufigkeit, Einheiten etc. genauer determiniert.

Der Wettbewerb um Endkunden wird maßgeblich durch die Wettbewerbsbedingungen in den vorgelagerten Märkten bestimmt. Eine Betrachtung der Wettbewerbssituation muss daher die gesamten Teilmärkte in der Wertschöpfungskette der Gaswirtschaft umfassen: Gasbeschaffungsmärkte (Großhandelsebene), Transport, Speicherung, Ausgleichsenergiebereitstellung, Verteilung und Absatzmärkte.

Der Gasgroßhandel findet über langfristige (Import-)Verträge statt, aber auch verstärkt an Spot- und Terminmärkten. Die Bedeutung dieser Spot- und Terminmärkte in der Gas- und Flexibilitätsbeschaffung hat zugenommen, Preise auf diesen Märkten gehen inzwischen auch in die Preisanpassungsklauseln langfristiger Verträge ein.

Wesentlich für den Handel ist die tägliche Transparenz über die Fundamentaldaten wie Transport- und Speicherflüsse. Dieser Entwicklung tragen die gestiegenen Transparenzvorschriften in der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen, ABl. Nr. L 211 vom 14.08.2009 S. 36 sowie der Verordnung (EU) 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes, ABl. Nr. L 326 vom 8. Dezember 2011 S. 1 (REMIT – Regulation for Wholesale Energy Market Integrity and Transparency) Rechnung. Um



Preisentwicklungen analysieren zu können, ist die Erhebung von Fundamentaldaten unerlässlich.

In die Endkundenpreise gehen die Kosten der Lieferanten und Händler für die Gasbeschaffung, die Beschaffung der Ausgleichsenergie und die Nutzung der Transport- und Speicherkapazitäten ein.

Die in der GMO-VO Daten sind von der E-Control insbesondere zur Erfüllung ihrer unter § 21 Abs. 2 Z 3 Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 107/2011 festgelegten Verpflichtungen (Untersuchungen, Gutachten und Stellungnahmen über die Markt- und Wettbewerbsverhältnisse im Erdgasbereich) sowie zur Erfüllung der Verpflichtung zur Erstellung eines Monitoring-Berichtes gem. § 28 Abs. 1 und Abs. 2 E-ControlG (Art. 41 Abs. 1 lit. e der Richtlinie 2009/73/EG) heranzuziehen.

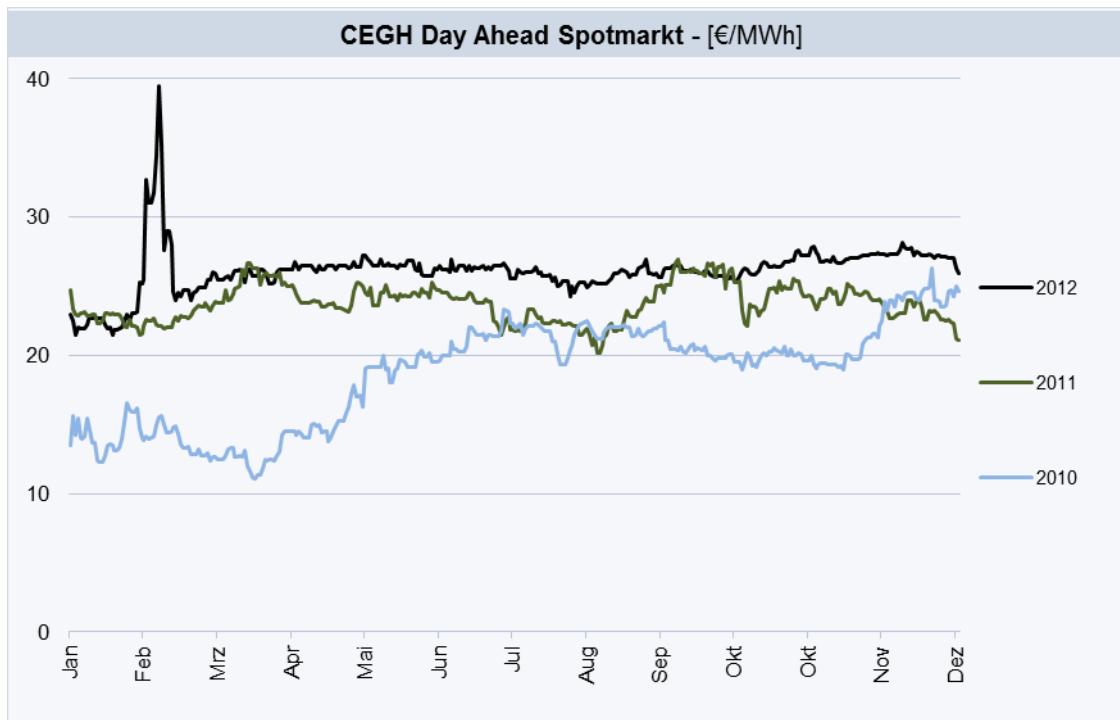
3.2.2.2. Ergebnisse des Monitoring

Für das Jahr 2012 kann sich E-Control lediglich auf öffentlich verfügbare und statistische Daten beziehen, da die oben erwähnte Gas Monitoring VO noch nicht in Kraft war.

Im Jahr 2012 lag der CEGH Day-Ahead Preis bei durchschnittlich 26€ per MWh. Im Vergleich dazu betrug der durchschnittliche Preis im Jahr 2011 etwa 24€ per MWh. 2012 lagen die Preise in einer schmalen Bandbreite zwischen 25€ und 27€ per MWh für den Großteil des Jahres. Die einzige bemerkbare Abweichung fand im späten Jänner bzw. im frühen Februar statt. Während diesem Zeitraum wurden Höchstpreise von 39,50€ per MWh aufgezeichnet – die höchsten Angaben, welche von CEGH jemals erfasst wurden. Die Gründe dafür lassen sich sowohl auf der Nachfrage- als auch auf der Angebotsseite finden. Auf der Angebotsseite wurden die russischen Gaslieferungen zu dieser Zeit um 30 Prozent reduziert. Zusätzlich wurden in Österreich zweistellige Minus-Grade bei der Außentemperatur gemessen, was die Endverbraucher-Nachfrage erhöhte.



Abbildung 29: Entwicklung der Day-Ahead Preise



Quelle: CEGH

Im Jahr 2012 lag der CEGH Day-Ahead Preis um durchschnittlich 0,90€ per MWh höher als der vergleichbare Preis von Net Connect Germany (NCG). Verglichen damit war der CEGH Day-Ahead Preis im Jahr 2011 durchschnittlich etwa 0,80€ per MWh höher als bei NCG. Im Quartal 4 2012 und im Quartal 1 2013 lagen die CEGH Preise jedoch um einiges niedriger als bei NCG (siehe Tabelle 8).

Tabelle 8: Differenzen zwischen CEGH und NCG Spotpreisen

	Durchschnittlicher Day Ahead Preis [€]			Markt mit höchstem Preis
	CEGH	NCG	Abweichung	
Q1 2012	25,23	24,40	0,83	CEGH
Q2 2012	26,40	24,45	1,95	CEGH
Q3 2012	25,77	24,81	0,97	CEGH
Q4 2012	26,98	27,15	0,17	NCG
Q1 2013	26,77	28,11	1,34	NCG

Quelle: CEGH, NCG; eigene Berechnungen

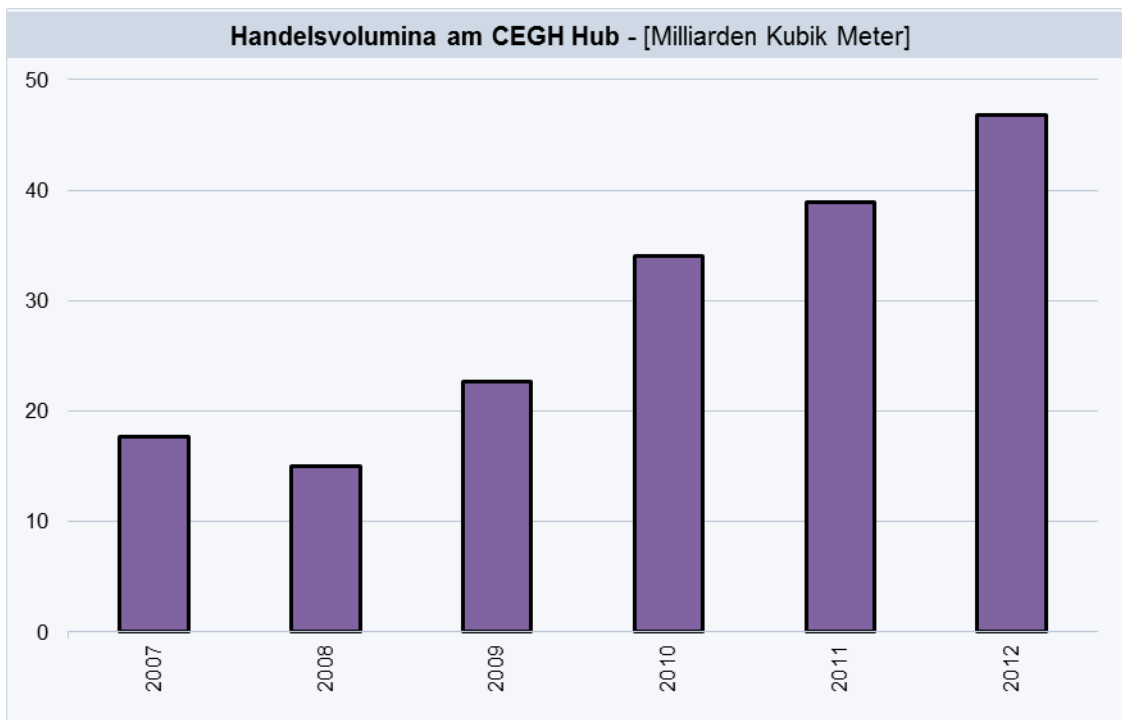
Die sinkende Gas-Nachfrage in Italien aufgrund der besonders schwierigen wirtschaftlichen Lage hat die Nachfrage von italienischen Händlern bei CEGH laut



Marktberichten reduziert. Dies hat dazu geführt, dass der CEGH Preis unter den NCG Preis gefallen ist (im Q4 2012 lag der CEGH Preis etwa 0,20€ per MWh unter dem NCG Preis). Es wird sich zeigen, ob die Situation aufgrund der schlechten ökonomischen Voraussagen in Italien so bleiben wird.

Im Jahr 2012 haben die OTC gehandelten Volumina 46,8 Milliarden m³ erreicht. Dieser Wert lag 2011 im Vergleich dazu bei 38,9 Mrd. m³. Um den Jahreswechsel 2012/2013 kam es durch die Umstellung auf das neue Marktmodell kurzfristig zu einer Reduktion der Handelsvolumina. 2012 betrug die durchschnittliche Churn Rate 3,53 verglichen mit 3,38 im Jahr 2011. Bei CEGH Exchange an der Wiener Börse wurden 3,06 TWh gehandelt.

Abbildung 30: Handelsvolumina am CEGH Hub



Quelle: CEGH

Im Jahr 2012 wurden die Vorbereitungen für den Wechsel des österreichischen Gasmarkts von einem physischen zu einem virtuellen Handelspunkt mit 1. Jänner 2013 getroffen. Dies ist die Folge des im Oktober 2011 verabschiedeten österreichischen Gasmarkt-Gesetzes. Ziel dieses Gesetzes ist es durch einfacheren Markteintritt mehr neue Marktteilnehmer anzuziehen und so Liquidität und Wettbewerb zu fördern. Das Gesetz wird außerdem eine Harmonisierung zwischen dem Fernleitungs- und Verteilernetz vorantreiben. Änderungen bei Ein- und Ausspeiseentgelten sollen mehr Investitionen bei Kapazitätsengpässen bringen.



Der Start des virtuellen Handelsplatz am 1. Jänner 2013 verlief parallel mit der Einführung des Within-Day Gas Exchange Markts. Dies erlaubte dem Marktgebiet Manager, Gas Connect Austria, und dem Verteilnetzbetreiber, Austrian Gas Grid Management (AGGM), mit Ausgleichsenergie zu handeln. Überdies hinaus haben aktive Mitglieder von CEGH Gas Exchange auch den Within-Day Markt genutzt, um ihre Handelsaktivitäten zu optimieren.

Ab April wurde es für Fernnetzbetreiber verpflichtend, grenzüberschreitende Transportkapazität zu bündeln. Seit 1. April 2013 bieten österreichische Netzbetreiber verfügbare Transportkapazitäten über die PRISMA Plattform via Versteigerungen an - eine fairere Methode für neue Marktteilnehmer als der ehemalige „first-come-first-served“ Ansatz.

Ab Oktober 2013 werden die zwei Marktgebiete Tirol und Vorarlberg an Deutschlands NCG Marktgebiete angebunden. Der Grund dafür ist, dass diese beiden Marktgebiete bereits bessere Verbindungen mit NCG als mit dem österreichischen Marktgebiet Ost haben. Als Verteilnetzbetreiber wird AGGM grenzüberschreitende Kapazität für alle Marktteilnehmer buchen und Ausgleichsenergie bei NCG beschaffen.

Das neue österreichische Markt-Modell hat auch ein "use-it-or-lose-it"-Regime für Day-Ahead Kapazität eingeführt. Netzbetreiber sind verpflichtet, mindestens 10% der jährlichen technischen grenzüberschreitenden Kapazität für Verträge von einer Dauer von weniger als vier Monaten zu reservieren.

3.2.3. Wettbewerb im Endkundenmarkt

Der Endkundenmarkt Gas teilt sich im Allgemeinen in zwei Segmente auf:

1. **Massenkundenmarkt (Kleinkundenmarkt):** Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft und sonstige Kleinverbraucher, welche weniger als 400.000 kWh Gas im Jahr verbrauchen. Diesen Kunden wird ein standardisiertes Lastprofil zugewiesen. Die Lieferanten sind verpflichtet, ihre Preise für Kleinkunden zu veröffentlichen.
2. **Sondervertragskundenmarkt:** Gewerbe, Industrie und Dienstleistungsbetriebe mit einem Jahresverbrauch von mehr als 400.000 kWh und einem gemessenen Lastprofil. Diese Kunden handeln ihre Bezugskonditionen mit dem Lieferanten individuell aus.

3.2.3.1. Angebot

→ **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. Dabei wird der Gaspreis in unregelmäßigen, vom Gaslieferanten bestimmten Zeitabständen, angepasst. 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.

Mitte November ist die Montana Energie, ein deutsches Unternehmen in den österreichischen Markt getreten und bietet die Versorgung von Haushalten und Gewerbebetrieben im Marktgebiet Ost an. Hier setzte sich auch der Anstieg der Produktanzahl aus dem Jahr 2011 im Jahr 2012 weiter fort. Während die Haushaltskunden noch Mitte 2011 je nach Region zwischen 7 und 8 Produkten wählen konnten, standen Ende 2012 zwischen 13 bis 15 Produkten von 10 (max. 13) Anbietern zur Auswahl. Dagegen konnten in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg die Kunden nach wie vor nur zwischen 2 bis 3 Produkten auswählen. Der einzige alternative Anbieter war die goldgas.

→ *Marktkonzentration*

Die Marktkonzentration ist im **Kleinkundenmarkt** um acht Prozentpunkte von 4.047 auf 3.726 gesunken. Dennoch ist sie immer noch sehr hoch und liegt deutlich über dem kritischen Wert von 1.800²². Der kumulierte Marktanteil der drei größten Lieferanten für das Jahr 2012 beläuft sich auf 72%, jener der fünf größten Lieferanten auf 81%. Die zehn größten Unternehmen beliefern 94% der Nachfrager.

Den größten Marktanteil in diesem Marktsegment hat die EnergieAllianz über ihre Vertriebsgesellschaften Wienenergie, EVN und Energie Burgenland mit ca. 60%.²³

→ *Produktgestaltung und Marketing*

Die Produkte unterscheiden sich im Wesentlichen dadurch, dass manche als Onlineprodukte oder Produkte mit einer Preisgarantie angeboten werden. Die Onlinetarife sind günstiger als die Premiumprodukte. Manche Anbieter bieten im Rahmen ihrer Premiumprodukte einen Rabatt für die Onlinekommunikation und/oder Bankeinzug an

Die Rabatte erhalten die Kunden vor allem als Neukunden im ersten Vertragsjahr.

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, hat aber durch sukzessive Rabattreduzierung viel an ihrer Kraft verloren.

Anfang des Jahres 2012 haben einige Anbieter ihre Energiepreise erhöht. Bis zum Jahresende wurden fast keine Änderungen vorgenommen.

→ **Großkundenmarkt**

Über die Marktanteile für die Belieferung leistungsgemessener Kunden werden keine Daten erhoben. Im Großkundenmarkt werden unterschiedliche Preismodelle angeboten.

²² Quelle: Erhebungsbogen Marktstatistik, Berechnungen E-Control

²³ Vgl. Angaben auf Homepage der Energieallianz; www.energieallianz.at

3.2.3.2. Nachfrage

→ Struktur

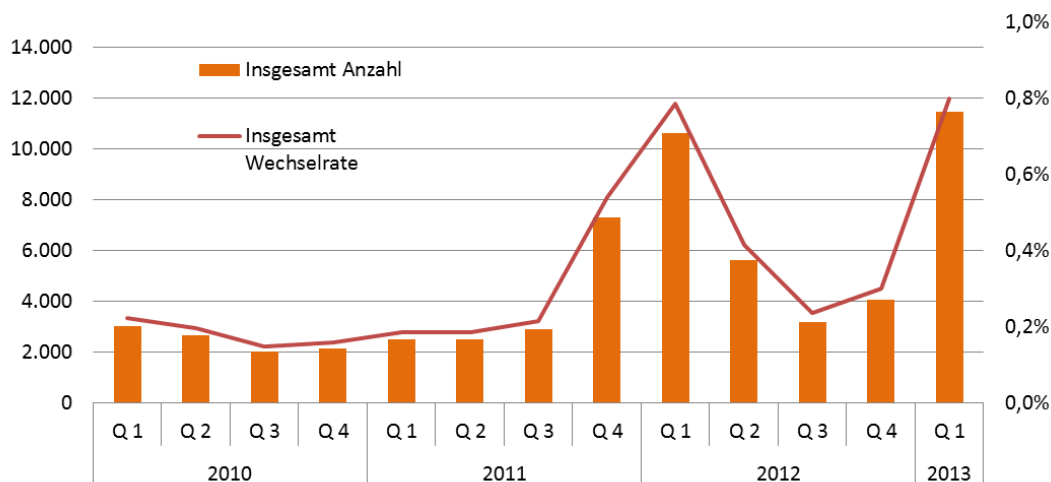
Die gesamte Gasabgabe an Endkunden ist im Jahr 2012 auf 91.200 GWh weiter gesunken, ein Minus von 4,6% gegenüber dem Vorjahr, wobei das Minus im Industriebereich noch stärker ausgefallen ist, da im Haushaltsbereich der Verbrauch sogar um 2,13 % gestiegen ist. Die Anzahl der Zählpunkte von 1,35 Mio. hat sich im gleichen Zeitraum geringfügig verringert, was unter anderem auf den Ersatz von Gasheizungen durch Fernwärme zurückzuführen ist.

→ Wechselzahlen

Die langanhaltende Preiserhöhungswelle der etablierten Lieferanten im Jahr 2011 motivierte die Kunden zum Lieferantenwechsel, was noch durch den Markteintritt der neuen Lieferanten unterstützt wurde. Dadurch haben sich die Wechselzahlen im 4. Quartal 2011 deutlich erhöht. Dieser Trend setzte sich auch im ersten Quartal 2012 fort (Abbildung 31). In den darauffolgenden Jahresquartalen waren die Wechselzahlen ebenfalls deutlich höher als im Vorjahr. Auch das relativ hohe Einsparungspotenzial hat dazu wesentlich beigetragen. Ein Musterhaushalt könnte sich beim Wechsel von seinem regionalen zum günstigsten Lieferanten mehr als 200 €/Jahr ersparen (Abbildung 32).

Insgesamt haben im Jahr 2012 rd. 23.400 Endkunden ihren Energieversorger gewechselt, das sind 1,7% der Endkunden im österreichischen Gasmarkt und damit die höchste Wechselrate gesamt. Insgesamt haben seit der Marktöffnung kumuliert rd. 8,6% der Endkunden ihren Lieferanten gewechselt.

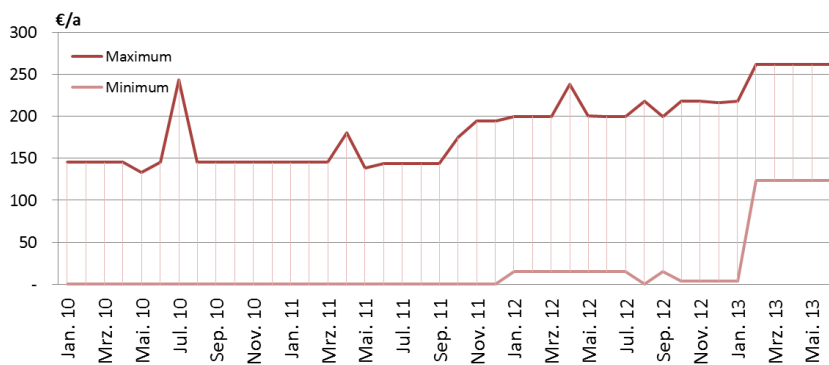
Abbildung 31: Versorgerwechsel und Wechselraten 2010-2012, bezogen auf die Anzahl der Zählpunkte





Quelle: E-Control

Abbildung 32: Entwicklung Einsparungspotential (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (15.000 kWh/a) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten

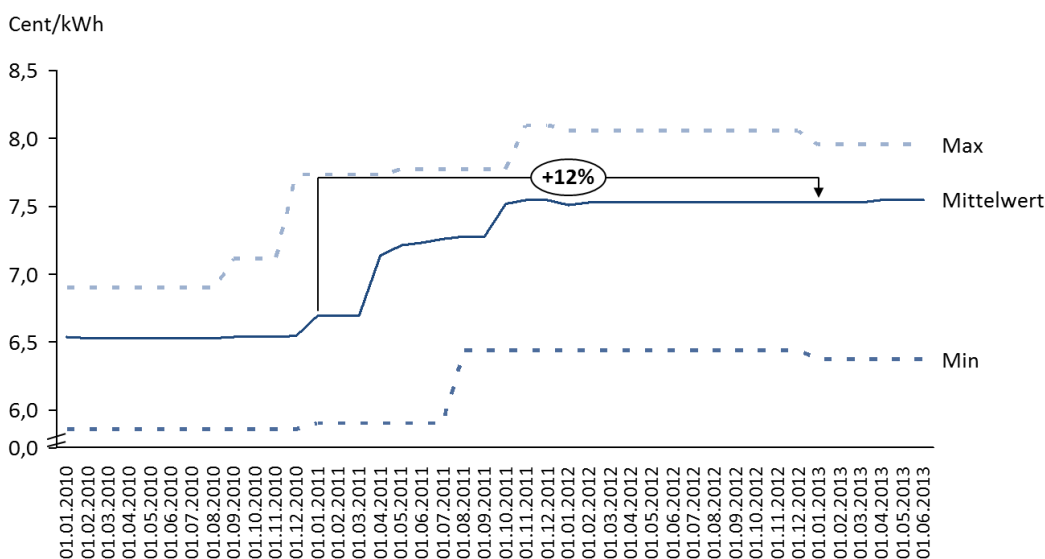


Quelle: E-Control

3.2.3.3. Preisentwicklung → *Haushaltskunden*

Die gesamten Gaskosten haben sich Anfang des Jahres 2013 durch die Änderung von Systemnutzungsentgelten leicht reduziert, was durch geringfügige Energiepreiserhöhungen im Wesentlichen ausgeglichen wurde (Abbildung 33). Seit 2011 ist eine 12%ige Preissteigerung zu verzeichnen.

Abbildung 33: Entwicklung des gesamten Gaspreises (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) für einen Musterhaushalt (15.000 kWh/a), Standardprodukte der regionalen Lieferanten als österreichischer gewichteter Durchschnitt, Maximum und Minimum

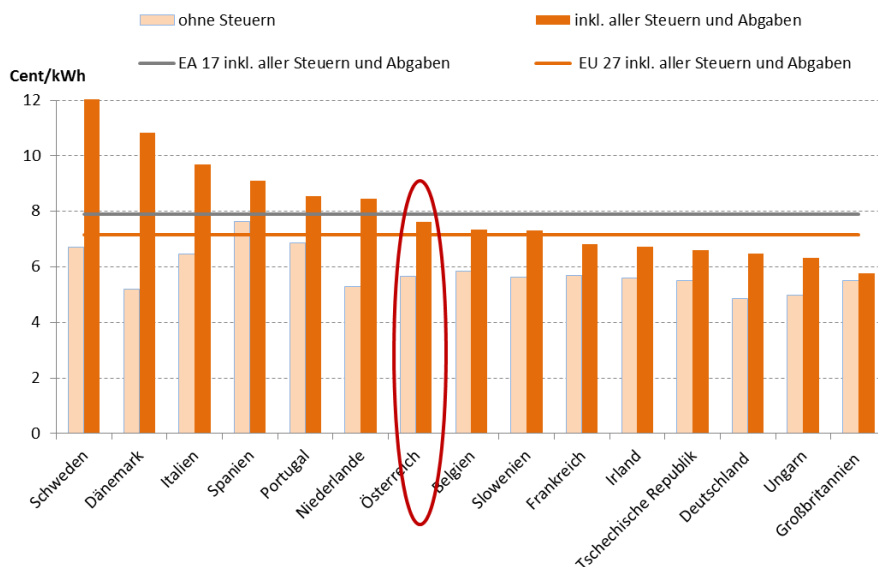


Quelle: Tarifikkulator, E- Control

→ **Entwicklung der Haushaltspreise im internationalen Vergleich**

Im europäischen Vergleich liegen die Gesamtkosten inklusive aller Steuern und Abgaben im oberen Mittelfeld (Abbildung 34) Vergleicht man die Gesamtpreise der Haushaltskunden im zweiten Halbjahr 2012, so liegt Österreich mit 7,63 Cent/kWh um 0,48 Cent/kWh über dem EU-27 und um 0,26 Cent/kWh unter dem EU-17-Durchschnitt. Im Vergleich zum gleichen Zeitraum des Vorjahres sind die Gesamtkosten je nach Verbrauchsgröße um ca. 5 bis 6 Prozentpunkte gestiegen.

Abbildung 34: Haushaltsgaspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich, zweites Halbjahr 2012, Verbrauchsgruppe 5.555 – 55.555 kWh/a



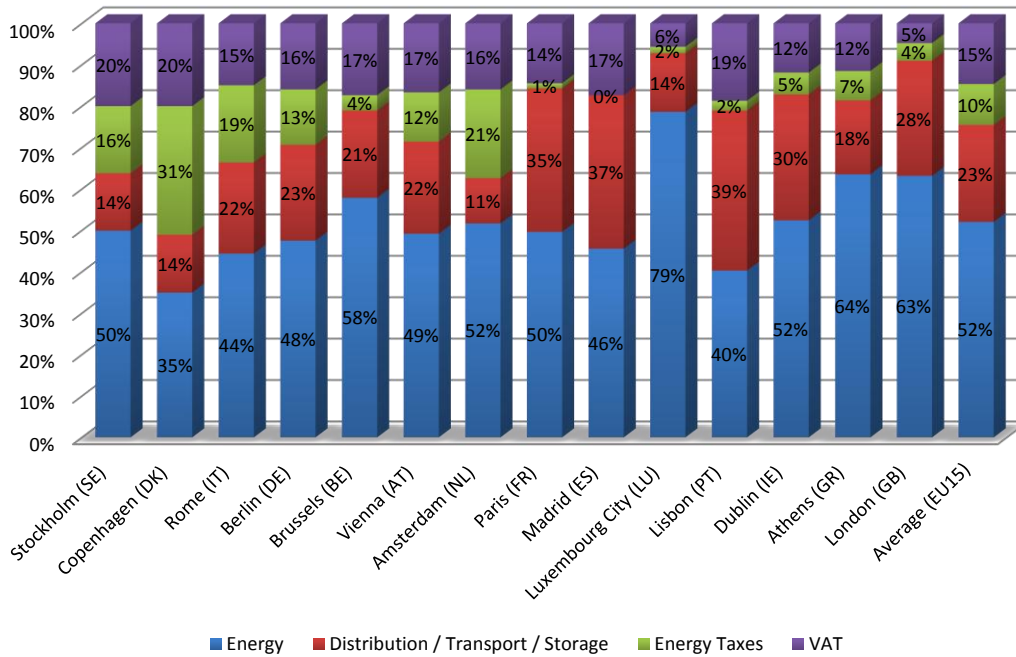
Quelle: Eurostat

Der Anteil von Steuern und Abgaben in Österreich liegt mit 29% über dem HEPI²⁴ – Durchschnitt (Abbildung 35). Sie machen in Kopenhagen sogar 51%, in Amsterdam 37%, dagegen in Luxemburg 8% und in London nur 9% der Gesamtstromkosten aus. Der nicht regulierte Gaskostenanteil für die reine Energie beträgt in Wien 49% und ist unter dem HEPI- Durchschnitt von 52%.

²⁴ 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.

Abbildung 35: Aufteilung der Gaskosten im internationalen Städtevergleich

Residential Gas Price Breakdown



Quelle: HEPI Dezember 2012, E-Control

Entwicklung der Preise für lastganggemessene Kunden

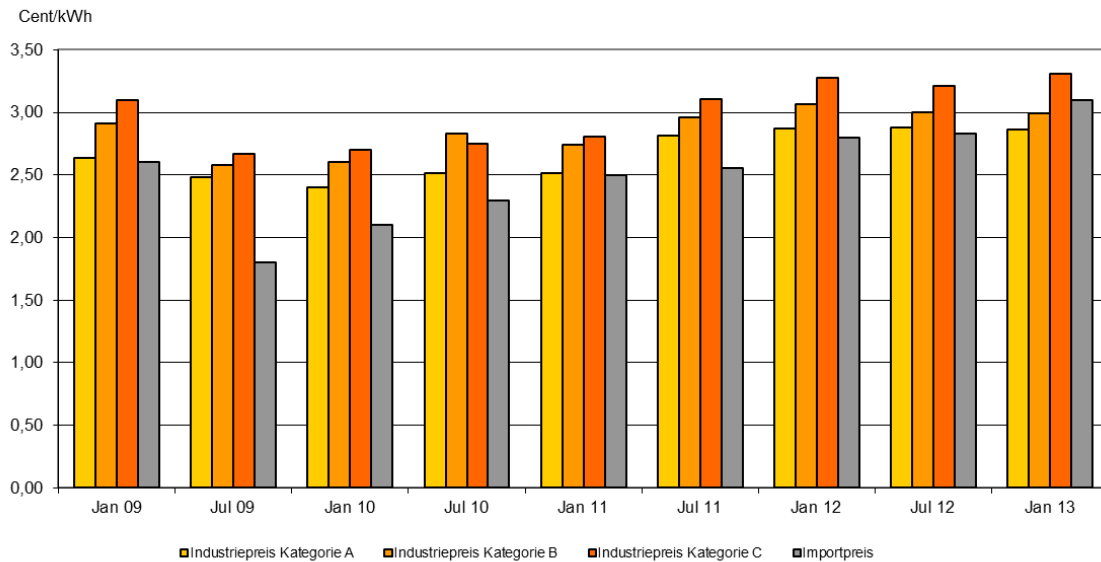
Seit dem 2. Halbjahr 2003 erhebt die E-Control zweimal jährlich (für Jänner und Juli) mittels Online-Formular die Energiepreise direkt bei den österreichischen Industriekunden.²⁵ Die Ergebnisse der Befragung (Abbildung 36) zeigen von 2011 auf 2012 einen kleinen Anstieg der Gaspreise (Energie) in den Kategorien²⁶ A (+0,92%) und C (+2,2%) und eine geringe Senkung (-0,6%) in der Kategorie B. Dagegen ist der Durchschnitt der Importpreise stark gestiegen, um fast 11 Prozentpunkte. (+11%). Dies könnte ein Indiz dafür sein, dass die Ölpreisbindung schwächer wird und die anderen Preisgestaltungsmöglichkeiten mit Bindung an Hubpreise, Spot-

oder Terminmarkt bei Unternehmen mehr eingesetzt wird.

²⁵ Die Ergebnisse werden auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) veröffentlicht.

²⁶ Kategorien: A > 100 GWh, B: > 10 GWh und ≤ 100 GWh, C: ≤ 10 GWh)

Abbildung 36: Entwicklung der Industriegaspreise



Quelle: E-Control

Die von der E-Control durchgeführte Industriebefragung vom November 2012 bei Großkunden mit einem Jahresverbrauch größer als 2 GWh²⁷ ergab, dass der Versorgerwettbewerb von den Unternehmen noch immer als unterdurchschnittlich bewertet wird. Der Gasmarkt wird dabei schlechter beurteilt als der Strommarkt.

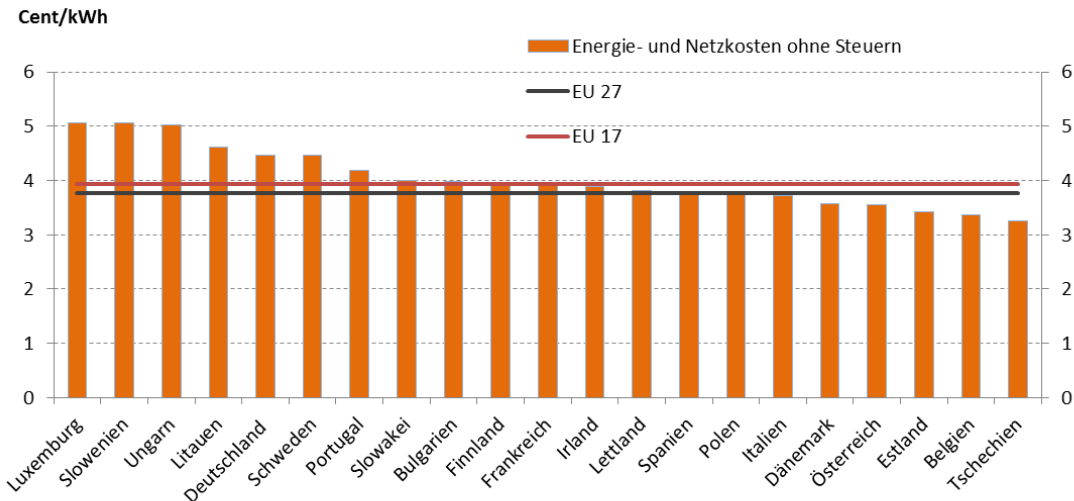
Nach wie vor sehen die Unternehmen die Marktpreise als nicht gerechtfertigt an. Jedes zweite Unternehmen musste gegenüber dem Vorjahr höhere Energiepreise in Kauf nehmen. Dies war vor allem auf teilweise stark gestiegene Gas- und Ölpreise zurückzuführen.

Europäische Vergleiche

Im europäischen Vergleich liegen die Industriegaspreise Österreichs (Energie- und Netzkosten ohne Steuern und Abgaben) unterhalb der EU-Durchschnitte der 27 bzw. 17 Länder (Abbildung 37).

²⁷ Vgl. <http://www.e-control.at/de/industrie/news/aktuelle-meldungen>, Industriebefragung 2011, S. 34

Abbildung 37: Vergleich der Industriegaspreise der EU-Länder, 2. Halbjahr 2012 Verbrauch 2,8-27,8 GWh



Quelle: Eurostat

3.2.3.4. Abschätzung der Margen der Gaslieferanten

Zur Abschätzung der Margen der Gaslieferanten hat E-Control gemeinsam mit Frontier Economics²⁸ ein Margenberechnungsmodell erarbeitet, in dem verschiedene Beschaffungsstrategien simuliert werden können.

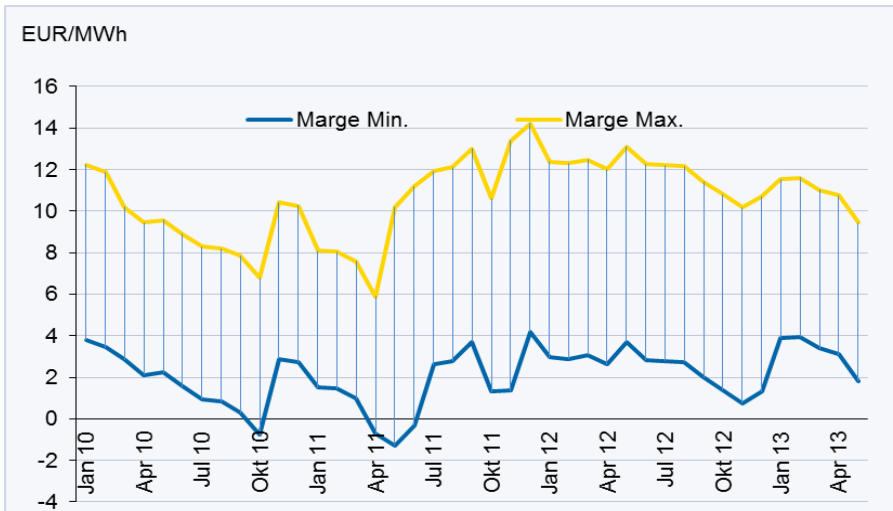
Die Analyse für 2012 ergab, dass sich die Rohmargen auf einem höheren Niveau als im Vorjahr mit einer Schwankungsbreite zwischen etwa 2 und 12 €/MWh bewegten, je nachdem wie hoch die an die Endkunden verrechneten Preisen waren (Abbildung 38)

Die Margen sind bei der traditionellen Beschaffung über ölindexierte Langfristverträge am geringsten, der reine Spotmarktbezug bringt die höchsten Margen, ist aber bisher eine unrealistische Beschaffungsoption. Eine stärkere Berücksichtigung des kurzfristigen Bezugs, über die Aufnahme von Gasspot- oder Terminpreises in die Preisformel in langfristige ölindexierte Verträge, aber auch eine Erhöhung des Bezugs über Spot- und Terminmärkte würde Spielraum für Preissenkungen geben (vergleiche Abbildung 39).

²⁸ Vgl. Marktbrochüre 2010, S. 17; www.e-control.at/publikationen

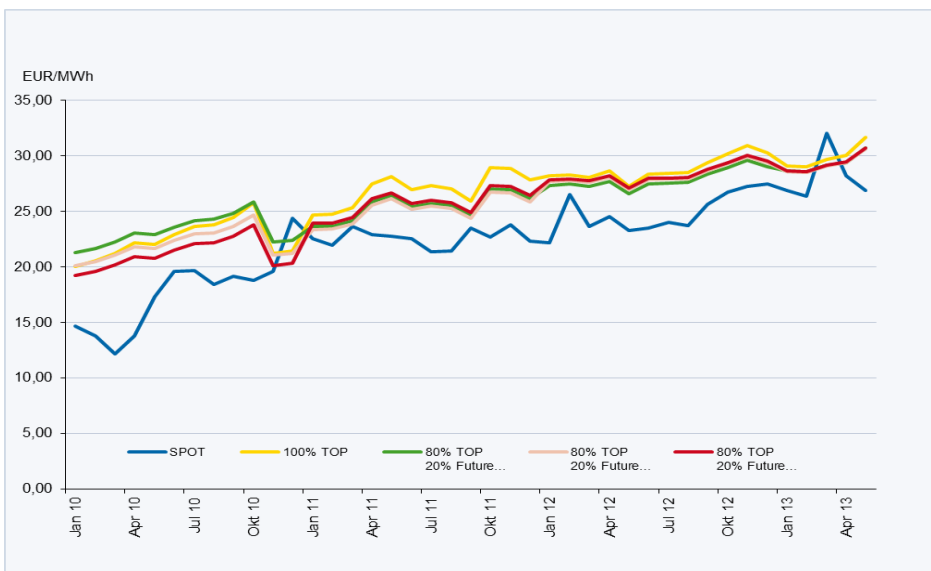


Abbildung 38: Margen der Gaslieferanten²⁹



Quelle: Tarifikalkulator, EEX, CEGH, Statistik Austria; eigene Berechnungen

Abbildung 39: Beschaffungskosten der Gaslieferanten nach unterschiedlichen Beschaffungsstrategien



²⁹ Differenz zwischen den Beschaffungskosten (Beschaffungsstrategie 80% TOP, 20% Futures 18:6) und einem maximalen bzw. einem minimalen Energiepreis des regionalen Lieferanten für einen Musterhaushaltskunde



Quelle: EEX, CEGH, Statistik Austria; eigene Berechnungen

3.2.4. Investitionen der Energieunternehmen

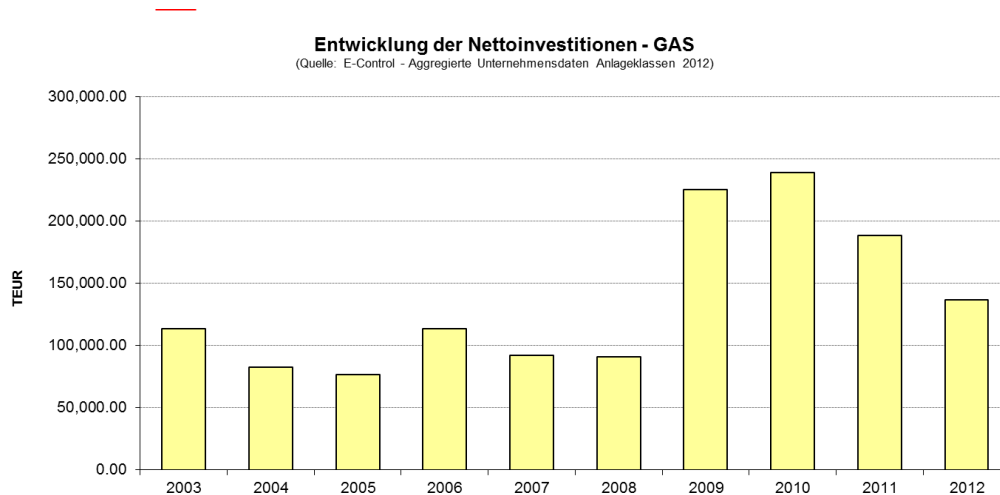
Investitionen Gasnetze

Im Gasnetzbereich wurden die Nettoinvestitionen von den 20 größten Gasnetzbetreibern in Österreich betrachtet. Im Unterschied zu den Anlageklassen im Stromnetzbereich wird im Gasbereich nur leitungsrelevantes Sachanlagevermögen (u.a. Leitungen, Regelstationen, Messeinrichtungen) abgefragt. Somit können sich hierbei Unterschiede in der Betrachtung unterschiedlicher Daten (z.B. Nettoinvestitionen Gasbereich auf Basis der Daten der Statistik Austria) ergeben.

Grundsätzlich muss im Gasnetzbereich von längeren Investitionszyklen ausgegangen werden als vergleichsweise im Stromnetzbereich. Auch dadurch können sich im Zeitvergleich und aufgrund unterschiedlicher Investitionserfordernisse bzw. Projekten die Investitionsniveaus in den einzelnen Jahren deutlich variieren.

Seit Beginn der Liberalisierung im Jahr 2003 lässt sich aber eine relativ stabile Entwicklung bei den Investitionen im Gasnetzbereich nachvollziehen. Die „großen“ Investitionen in den Jahren 2009 bis 2011 und teilweise auch 2012 waren primär durch den Ausbau der Süd- bzw. Westschiene im Fernleitungsbereich getrieben. Im Jahr 2012 sind nur noch geringere Fernleitungsinvestitionen der Westschiene bzw. Südschiene enthalten, wodurch sich der Rückgang im entsprechenden Jahr erklären lässt. Der restliche und überwiegende Anteil fällt auf Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen im Gasverteilnetz. Verstärkt tätig in diesem Bereich waren vor allem die EVN Netz GmbH (GAS), die TIGAS GmbH bzw. die Netz Burgenland GmbH (Gas). Ähnlich dem Stromnetzbereich werden auch im Regulierungssystem für das Gasnetz Investitionen über den Investitions- und Betriebskostenfaktor Anreize für den Ausbau bzw. die Erneuerung gegeben. Damit stellt die Energie-Control Austria auch im Gasnetzbereich sicher, dass die Unternehmen auch in Zukunft die entsprechenden Investitionen in die Versorgungssicherheit und in den Ausbau der Netze tätigen können.

Abbildung 40: Entwicklung der Nettonetzinvestitionen 2003-2012



Quelle: Unternehmensdaten, E-Control

3.2.5. Untersuchungen und Maßnahmen zur Wettbewerbsförderung

E-Control hat drei Anträge auf Abstellung (und eventualiter auf Feststellung) des kartellrechtswidrigen Verhaltens (§ 26 KartG 2005) in Bezug auf langfristige Gasbezugsverträge beim Kartellgericht eingebracht.

In diesen drei Verfahren wirft E-Control einem Lieferanten vor, restriktive Vertragsklauseln, Marktabschottung (§ 1 KartG 2005, Art 101 AEUV sowie § 5 KartG 2005, Art 102 AEUV) und Behinderungs- sowie Ausbeutungsmisbrauch aufgrund einer marktbeherrschenden Stellung (§ 5 KartG 2005, Art 102 AEUV) vor. Es wurden langfristige Lieferverträge (rund 20 Jahre) mit großen österreichischen Weiterverteilern abgeschlossen, die eine Abnahmeverpflichtung von bis zu 83 % der vertraglich festgelegten Jahresmenge vorsehen. Bei Unterschreitung der Abnahmemenge werden „Pönalen“ fällig; es muss also trotzdem gezahlt werden, obwohl der Zahlung kein Gasbezug gegenübersteht (ToP-Klausel). Diese langfristigen Take-or-Pay-Verträge sehen darüber hinaus eine Ölpreis-Indexierung vor – der Gaspreis wird nicht durch das Zusammenwirken von Gasangebot und -nachfrage gebildet, vielmehr wird der Preiswettbewerb durch diese Bindung an den Ölpreis ausgehebelt. Daher liegt ein Behinderungs- und Ausbeutungsmisbrauch aufgrund der marktbeherrschenden Stellung des Lieferanten vor, indem unangemessene Geschäftsbedingungen erzwungen werden: nämlich ToP-Klauseln, die insbesondere zusammen mit der Ölpreisbindung bewirkt haben, die Abnehmer



in der Situation des verstärkten Wettbewerbs auf der Absatzseite weder zusätzliche Mengen von günstigeren Anbietern beziehen, noch preislich attraktive Angebote an ihre Kunden stellen kann, die darüber hinaus marktabschottend (behindernd) wirken.

4. Konsumenten

Eine Reihe von neuen Regelungen ist zum Schutz von Konsumenten im Laufe des Jahres 2012 gesetzlich verankert worden bzw. in Kraft getreten.

Geltende Regelungen zum Schutz von (schutzbedürftigen) Kunden im österreichischen Energierecht im Jahr 2012

Qualifiziertes Mahnverfahren (§82 Abs 3 EIWOG und §127 Abs 3 GWG): Bei Vertragsverletzung (i.d.R. Zahlungsverzug) des Kunden ist der Netzbetreiber nur dann zur Abschaltung berechtigt, nachdem der Kunde mindestens zweimal gemahnt worden ist. Mahnungen müssen schriftlich erfolgen und eine mindestens zweiwöchige Nachfrist zur Zahlung vorsehen. Die zweite Mahnung hat darüber hinaus eine Androhung der Abschaltung samt Nennung der dadurch entstehenden Kosten zu beinhalten. Die zweite/letzte Mahnung muss per Einschreiben erfolgen.

Versorgung letzter Instanz/Grundversorgung (§77 EIWOG und §124 GWG): Konsumenten i.S.d. KSchG und Kleinunternehmer können sich gegenüber jeden für sie in Frage kommenden Energielieferanten auf die Grundversorgung/Versorgung letzter Instanz berufen. Die Energielieferanten sind dann verpflichtet, zu einem Tarif (Allgemeiner Tarif), der nicht höher sein darf als jener, zu welchem die größte Anzahl ihrer Kunden beliefert werden, Energie zu liefern. Dabei darf höchstens eine Sicherheitsleistung bzw. Vorauszahlung verlangt werden, die einen einmonatigen Teilbetrag nicht übersteigt. Diese ist zurückzuzahlen, sofern der Verbraucher nicht in weiteren Zahlungsverzug innerhalb der ersten sechs Monate der Grundversorgung gerät. Etwaige Altschulden aus einer früheren Vertragsbeziehung bleiben unberührt.

Höchstbeträge für spezifische (Dienst-)Leistungen der Netzbetreiber: Die Systemnutzungsentgelte-Verordnungen für Strom (SNE-VO) bzw. Gas (GSNE-VO, ab 2013) legen fest, dass bestimmte Serviceleistungen der Netzbetreiber Höchstbeträge nicht überschreiten dürfen. Dort sind Entgelte für Messleistungen, inkl. mittels Prepaymentzähler, Mahnungen (z.B. darf die erste Mahnung nichts kosten), Abschaltungen (max. EUR 30), sowie Ablesungen oder Überprüfung eines Messgeräts auf Wunsch des Netzbenutzers festgelegt.

Befreiung von Ökostromkosten: Gemäß §§46 und 49 ÖSG sind Personen, die zum Personenkreis des §3 Fernsprechentgeltzuschussgesetzes gehören (umgangssprachlich „GIS Gebühren befreite Personen), von der Entrichtung der Ökostrompauschale sowie des EUR20 übersteigenden Ökostromförderbeitrages befreit.

Qualitätsverordnungen: Die Netzdienstleistungs-Verordnung Strom (kundgemacht am 21.12. 2012) und die Gasnetzdienstleistungsqualitäts-Verordnung (kundgemacht am 29.5.2012) sehen Ergänzungen betreffend die **Servicequalität**



von Netzbetreibern vor. Des Weiteren definieren Sie **Abschaltungsverbote vor Wochenenden und Feiertagen**. Verteilernetzbetreiber müssen auch für eine geeignete **Infrastruktur** sorgen, um innerhalb von fünf Werktagen auf **Anfragen und Beschwerden** von Netznutzern reagieren zu können. Kann innerhalb dieser Frist die Anfrage und/oder Beschwerde aus nicht in die Sphäre des Netzbetreibers fallenden Gründen nicht beantwortet werden, müssen dem Netznutzer zumindest die weitere Vorgehensweise, die voraussichtliche Bearbeitungsdauer sowie die Kontaktdaten einer Ansprechperson mitgeteilt werden. Bei Beschwerden ist für den Fall einer nicht zufriedenstellenden Erledigung aus Sicht des Netznutzers zusätzlich auf die Schlichtungsstelle bei der E-Control zu verweisen. Zudem müssen **Zählerstände** bei Selbstablesung nun auch **in elektronischer Form**, also über das Internet, übermittelt werden können.

Monitoringverordnungen: Darüber hinaus soll ab 2013 der Regulierungsbehörde eine Reihe von Kennzahlen übermittelt werden, welche die **Überwachung von festgelegten Standards im Bereich des Konsumentenschutzes und deren Wirksamkeit** ermöglichen soll. Gemäß §§88 EIWOG und 131 GWG sind Verteilernetzbetreiber erstmals für das Jahr 2012 unter anderem dazu verpflichtet, statistische Daten zu **Netzzutritten, Netznutzung, fristgerechter Rechnungslegung, Versorgerwechsel, Abschaltungen, Anzahl der eingesetzten Vorauszahlungszähler, Kundenanfragen und Beschwerden** an die Regulierungsbehörde weiterzugeben. Bei Gas legt diesbezüglich die Gas-MonitoringVO Genaueres fest; bei Strom ist man auf Ausführungsgesetze der Länder angewiesen.

Monitoring 2012: Strom

Laut §88 EIWOG sind Netzbetreiber und Energieversorger/-lieferanten dazu verpflichtet, zum 31.3.2013 für das Jahr 2012 zu melden. Diese Meldepflicht ist in Ausführungsgesetzen der Länder näher zu bestimmen; das Gesetz legt aber die wesentlichen Inhalte der Überwachungsaufgaben der Landesregierungen fest.

Nach gemeinsamen Bemühungen zwischen Vertretern der Landesregierungen und der E-Control wurde ein Erhebungsformular zur Einhaltung dieser Verpflichtung entworfen. Dieses Formular wurde in weiterer Folge in unterschiedlicher Weise von den Landesregierungen verwendet und an die EVUs weitergeleitet.

Bis Jahresmitte 2013 liegen nur für die Steiermark bereits genügend Meldungen* vor, um einen ersten Eindruck und Aufschluss über mögliche Verwerfungen am Strommarkt zu gewinnen. Abgedeckt werden dabei ca. 470.000 Zählpunkte, welche Haushalten zugeordnet werden können; ca. 1,7 TWh Strom sind an diese Haushalte abgegeben worden. Aus Konsumentensicht sind dabei vor allem folgende Zwischenergebnisse von Interesse:

- Nur wenige Lieferanten und Netzbetreiber machten Angaben zu „Anfragen und Beschwerden.“ Generell kann aber gesagt werden, dass die Anzahl der Beschwerden sehr gering erscheint. So meldet z.B. ein relativ großes Unternehmen ca. 200.000 Anfragen, aber „lediglich“ 1.300 Beschwerden im Berichtsjahr 2012. Ungefähr ein Drittel aller Beschwerden betreffen Rechnung bzw. Rechnungshöhe nach den vorliegenden Meldungen.



- In der Steiermark sind laut vorliegenden Meldungen im Jahr 2012 493 Prepayment Meters installiert und 754 solcher Zähler deinstalliert worden. Laut Netzbetreiber sind am Ende des Jahres 1.131 Vorauszahlungszähler in Betrieb.
 - Kein einziger Lieferant gibt an, auch nur einen Kunden gemäß den Regelungen zur Versorgung letzter Instanz zu beliefern.
 - Netzbetreiber geben an, insgesamt 5.875 Mal die Lieferung von Strom abgeschaltet zu haben. 1.839 Mal ist dies wegen Zahlungsverzugs erfolgt. Dies entspricht einer Abschalttrate von ca. 0,4% aufgrund von Zahlungsverzugs, wobei anzumerken ist, dass der Großteil dieser Abschaltungen (ca. 97%) von nur 2 Netzbetreibern durchgeführt worden ist.
- *berücksichtigt werden konnten die Meldungen von 41 Lieferanten und 22 Netzbetreibern.

Entgelte: In den jeweiligen Systemnutzungsentgelt-Verordnungen für Strom und Gas werden Höchstpreise für bestimmte Messleistungen und sonstige Leistungen der Netzbetreiber festgelegt. So dürfen beispielsweise Mahnspesen, die Installation und Deinstallation von Prepaymentzählern, Abschaltungen und Wiederherstellungen der Energielieferung bestimmte Höchstpreise nicht überschreiten.

Wirksamkeit der Maßnahmen zum Schutz der Kunden (§ 28 Abs 2, 4 E-ControlG)

Um sich auf die Wirksamkeit von Maßnahmen zum Schutz der Kunden, insbesondere der Maßnahmen betreffend schutzbedürftiger Kunden, die Abschaltung von Kunden sowie das vorangehende Mahnverfahren und die Inanspruchnahme einer Versorgung letzter Instanz (§ 28 Abs 2 E-ControlG) beziehen zu können, betreibt die E-Control ab dem Jahr 2013 eine Datenbank, welche sämtliche Informationen beinhalten wird, die gemäß §§88 EIWOG und 131 GWG von Netzbetreibern und Energielieferanten übermittelt werden müssen. Die erstmalige Meldung dieser Daten von Seiten der Energieversorgungsunternehmen findet zum 31. März 2013 statt und soll in weiterer Folge über und das Ausmaß und die Wirksamkeit von Maßnahmen zum Schutz der Kunden Aufschluss geben (siehe auch Kasten Monitoring).

Streitschlichtung

Neben der Zuständigkeit der Regulierungskommission für Streitigkeiten zwischen Netzbetreibern und Netzkunden (Entscheidung mit Bescheid) ist gemäß § 26 E-ControlG bei der E-Control eine Schlichtungsstelle eingerichtet. Alle Strom- und Gaskunden, Lieferanten, Netzbetreiber, sonstige Elektrizitäts- und Erdgasunternehmen sowie Interessensvertretungen können Streit- oder Beschwerdefälle, insbesondere aus der Abrechnung von Elektrizitäts- bzw. Erdgaslieferungen der E-Control zur Schlichtung vorlegen. Die E-Control hat sich zu bemühen, innerhalb von 6 Wochen eine einvernehmliche Lösung herbeizuführen. Die Elektrizitäts- und Erdgasunternehmen sind zur Mitarbeit im Schlichtungsverfahren verpflichtet. Die E-Control gibt nach Einholung der Stellungnahmen bei den Unternehmen eine Schlichtungsempfehlung ab, welche für die Unternehmen aber nicht verpflichtend ist. Neben der reinen Schlichtungstätigkeit wird die Schlichtungsstelle aber immer mehr als



Informationsstelle für Konsumenten, die die Möglichkeiten des liberalisierten Strom- und Gasmarkt im Bereich des Lieferantenwechsels nützen wollen, genutzt.

Im Jahr 2012 haben sich 2.490 Strom- und Gaskunden (nur vereinzelt auch Netzbetreiber und Lieferanten bzw. Interessensvertretungen) an die Schlichtungsstelle gewandt. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Anzahl der Anfragen damit in etwa gleich geblieben. Die Themen der Anfragen und Beschwerden reichen vom Lieferantenwechsel, allgemeinen Fragen zur Rechnungslegung insbesondere bei Preiserhöhungen über Probleme bei der Herstellung eines Netzanschlusses bis zu den Fragen bei Zahlungsschwierigkeiten und Abschaltungen und den diesbezüglichen Lösungsmöglichkeiten.

Wechselverordnung

Seit 2. Jänner 2013 soll die Wechselverordnung Strom 2012 gewährleisten, dass ein Lieferantenwechsel innerhalb von 3 Wochen durchgeführt und erfolgreich abgeschlossen werden kann. Seit diesem Zeitpunkt kann der Wechsel auf jeden beliebigen Wochentag fallen. Für einen erfolgreichen Wechsel des Energielieferanten gibt der Endverbraucher seinem Wunsch entsprechend gegenüber dem neuen Lieferanten eine Willenserklärung samt Bevollmächtigung ab. Der neue Lieferant leitet darauf den Wechsel in die Wege. Über ein Internet-basiertes Kommunikationssystem, der sogenannten Wechsellplattform, findet dann der Informationsaustausch zwischen neuen und alten Lieferanten sowie den Netzbetreibern statt.

Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungsverordnung (DAVID-VO)

Bis 2019 sollen 95 Prozent der österreichischen Haushalte mit den neuen digitalen Stromzählern (Smart Meter) ausgestattet sein. Mit der sogenannten DAVID-Verordnung (Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO) soll sichergestellt werden, dass Konsumenten schnell und sicher Daten über ihren Stromverbrauch und ihre Kosten erhalten. In der Verordnung wird geregelt, wie die Verbrauchsinformation auszusehen hat und auf welche Art und Weise diese Informationen von Verteilernetzbetreibern und Energielieferanten den Endverbrauchern bereitgestellt werden müssen. Durch eine dem letzten Stand der Technik entsprechende Verschlüsselung der Daten und dementsprechender Übertragungssicherheit erfüllen diese Verpflichtungen vorrangig den Zweck, als Endverbraucher vom Einbau eines intelligenten Messgerätes zu profitieren. Insbesondere soll dadurch Endverbrauchern ermöglicht werden, aus dem eigenen Energieverbrauch Rückschlüsse über Energieeffizienz- und Einsparungspotenziale zu gewinnen.

Befreiung von Teilen der Ökostromkosten gemäß Befreiungsverordnung Ökostrom 2012: eine erste Bilanz

Seit 1. Juli 2012 ist die Befreiungsverordnung Ökostrom 2012 in Kraft. Personen sind von der Bezahlung der Ökostrompauschale in Höhe von EUR 11 exkl. USt sowie dem EUR 20 übersteigenden verbrauchsabhängigen Ökostromförderbeitrag befreit, sofern ihnen Zuschüsse zu den Fernsprechentgelten laut



Fernsprechentgeltzuschussgesetz (FeZG) zustehen. Laut GIS Gebühren Info Service GmbH, welche diese Befreiung abwickelt und diesbezüglich der E-Control Bericht legt, betraf dies am 1. Juli des Jahres 245.084 Personen in Österreich. Die GIS Gebühren Info Service GmbH hat diese Personen zwischen 9. Juli und 17. Oktober 2012 erstmals schriftlich kontaktiert und darauf aufmerksam gemacht, dass Befreiungen beantragt werden können. Insgesamt ist bis zum Jahresende 84.733 Anträgen stattgegeben worden, wobei 21.370 weitere Anträge aus diversen Gründen, vorrangig aber wegen versäumter Beilage notwendiger Unterlagen, fehlender oder falscher Zählpunktbezeichnungen oder mangels Anspruchsvoraussetzungen, abgelehnt worden sind. Dies entspricht einer Rücklaufquote von ungefähr 43,3%, wobei das prozentuale Verhältnis der Initialschreiben zu Befreiungen rund 30,7% beträgt.

Tabelle 9: Befreiung von Ökostromkosten 2012

	TOTAL	Wien	NÖ	Tirol	SBG	BGLD	ÖÖ	STMK	VBG	KNT
FeZG befreite Kunden, in 1.000, (31.7.)	245,084	50	40	19	12	9	42	43	7	22
Von GIS kontaktiert	245.084									
Initialmailing (bis 17.10.)	205.697									
Ablaufverständigung	39.387									
Neuanträge	84.733									
Ökostrombefreite, in 1,000 (31.12.)	84,670									
Ökostrombefreite, in	75,155	15	12	6	3	3	13	14	2	7



1,000, (30.11.)											
...in % (FezG)	31	30	30	32	26	34	30	33	30	31	
Ablehnungen, davon ...	21.370										
Fehlende Zählpunktbezeichnung	7.400										
keine Unterlagen beigebracht	6.077										
Andere/ mehrere fehlende Angaben	2.433										
Kein Anspruch nach FeZG	2.042										
Anspruchsberechtigte nicht RechnungsempfängerIn	1.625										

Quelle: Bericht der GIS Gebühren Info Service GmbH an die E-Control, März-April 2013.

Energie-Hotline der E-Control

Die E-Control Hotline ist die zentrale Informationsstelle für alle Strom- und Gaskunden. Um die Kontaktaufnahme zu erleichtern, bietet die E-Control den Service einer Energie-Hotline unter der Telefonnummer 0810 10 25 54 (zum Tarif von 0,044 Euro/Minute) an. Damit haben die Konsumenten die Möglichkeit, sich umfassend zu den Themen eines liberalisierten Strom- und Gasmarktes informieren zu können. Oft ist die Hotline der erste Ansprechpartner für die Energiekonsumenten zu Fragen, die entweder direkt beantwortet werden können oder an einen Experten im Haus bzw. an die Schlichtungsstelle weitergegeben werden.

Von Januar bis Dezember 2012 wurden insgesamt 5.797 Anrufe (Jänner bis November) von der Energie-Hotline bearbeitet. Im Vergleich zum Vorjahr, in dem die Einführung des Spritpreisrechners zu einem erhöhten Anruferaufkommen von insgesamt 9.566 bearbeiteten Anrufen geführt hat, liegt somit ein Rückgang von 39,4% (Berechnung ohne Dezember) vor. Nimmt man die Anruferzahlen der Jahre



2009 (7.854 bearbeitete Anrufe) und 2010 (7.715 bearbeitete Anrufe) in die Beobachtung mit auf, erkennt man, dass das Jahr 2012 allgemein ein relativ ruhiges Jahr an der Hotline war.

Die häufigsten Gründe für einen Anruf bei der Energie-Hotline der E-Control im Jahr 2012 waren neben Tarifikalkulationen vor allem Fragen zum Lieferantenwechsel und Energierechnungen.

Die Energie-Hotline ist von montags bis donnerstags von 08:30 bis 17:30 Uhr und freitags von 08:30 bis 15:30 erreichbar. Sollte ein Konsument jedoch trotzdem außerhalb der Öffnungszeiten anrufen, erreicht er einen Anrufbeantworter und hat die Möglichkeit, eine Nachricht und seine Telefonnummer zu hinterlassen, woraufhin er verlässlich am folgenden Arbeitstag zurückgerufen wird.

Homepage der E-Control

Das Konzept der zielgruppenorientierten Webpräsenz hat sich auch 2012 bewährt und wurde weiter ausgebaut. Die Zahl der Besuche auf der E-Control Homepage blieb dabei mit 900.000 konstant, obwohl der Sondereffekt durch die Neueinführung des Spritpreisrechners im Vorjahr in 2012 nicht mehr gegeben war. Insgesamt wurden über 5,5 Millionen Seiten aufgerufen.

Mit rund 3,6 Millionen Seitenaufrufen war der Konsumentenbereich weiterhin der am häufigsten frequentierte Teil innerhalb des Webportals, gefolgt von den Bereichen für Industrie & Gewerbe sowie für die Marktteilnehmer. Wobei letzterer von einer relativ kleinen Gruppe von Besuchern dafür besonders intensiv genutzt wird. Die übrigen Seitenbesuche verteilen sich relativ gleichmäßig auf die weiteren Bereiche, wie jener für Presse, für Statistiken und Publikationen etc.

Im Jahr 2012 wurde auch ein neuer Bereich mit Konsumenteninformationen in Türkisch und kroatischer Sprache für die größten, in Österreich lebenden Minderheiten eingeführt, der bereits gut angenommen wurde. Hier ist geplant, in Zusammenarbeit mit den entsprechenden Communitys, die Inhalte und das Serviceangebot noch genauer auf die Zielgruppen abzustimmen.

E-Control Online-Tools

Das Hauptinteresse der Besucher liegt nach wie vor bei den funktionellen Online-Applikationen der E-Control. So haben sich 2012 erneut eine halbe Million Verbraucher mit dem Tarifikalkulator über die günstigsten Strom- und Gasangebote informiert. Etwa Dreiviertel der Besuche machten dabei einen Strompreisvergleich, während etwa ein Drittel auf Gaspreisvergleiche entfielen. Bei etwa einem Viertel der Besuche machten die Verbraucher sowohl einen Gas-, wie auch einen Strompreisvergleich.

Rund 60.000 Besucher haben mit dem 2010 eingeführten Energiespar-Check überprüft, wo in ihren Haushalten Energiesparpotenzial zu finden wäre.

Die am häufigsten genutzte Online-Applikation der E-Control war auch 2012 erneut der auf Initiative des Wirtschaftsministeriums im Vorjahr eingeführte Spritpreisrechner. Mehr als 5 Millionen Mal haben sich Autofahrer unter



www.spritpreisrechner.at die günstigsten Tankstellen in ihrer Umgebung anzeigen lassen.

Neue Musterrechnung der E-Control

Die jährliche Strom- und Gasrechnung zählt zu den wichtigsten Informationsquellen für Strom- und Gaskunden. Sie gibt unter anderem Auskunft über den jährlichen Verbrauch, die dementsprechenden Kosten, die zu entrichtenden Teilbeträge für die künftige Abrechnungsperiode, beinhaltet Energiespartipps und gibt Auskunft über Energiesparberater in der Nähe des Kunden.

Wie die Erfahrungen von Schlichtungsstelle und Hotline der E-Control zeigen, sind Strom- und Gasrechnungen – nicht zuletzt aufgrund mannigfacher gesetzlich vorgeschriebener Informationspflichten – für den Konsumenten oft intransparent und nur schwer „lesbar“. In der Schlichtungsstelle und an der Hotline der E-Control werden im Jahr im Schnitt mehr als 1.000 Rechnungskontrollen für die Kunden durchgeführt. Um den Konsumenten beim Lesen ihrer Energierechnung helfen zu können, hat die E-Control eine neue Musterrechnung erstellt.

Diese gibt dem Kunden einen Überblick, welche Informationen er auf der (tatsächlichen) Rechnung seines Strom- oder Gasversorgers in übersichtlicher Form finden muss. Die vielfältigen Begriffe der Energie- und Netzrechnung werden in einfach verständlicher Form erläutert; sodass sich der Kunde auf seiner realen Rechnung leichter zurechtfinden kann.

Die Überarbeitung der bestehenden Musterrechnung war aufgrund neuer gesetzlicher Bestimmungen im EIWOG 2011 (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz), GWG 2011 (Gaswirtschaftsgesetz) und ÖSG 2012 (Ökostromgesetz) erforderlich. So muss beispielsweise den Netz- und Energierechnungen ein verpflichtendes Informationsblatt beigelegt werden, welches unter anderem über Vertragsdauer, Kündigungsfristen und das Recht auf Grundversorgung informiert. Darüber hinaus sehen Bestimmungen im ÖSG 2012 vor, dass Ökostrompauschale und Ökostromförderbeitrag ab 1.7.2012 auf den Rechnungen ausgewiesen werden müssen.

Seit 1. Jänner 2012 müssen alle österreichischen Energieversorger auf ihren Stromrechnungen auch die Herkunft sowie Zusammensetzung ihres Stroms sowohl in einer Tabelle als auch in einem Diagramm ausweisen. Dies wurde in der im September 2011 erlassenen Stromkennzeichnungsverordnung der E-Control festgelegt. „Das ist ein sehr wesentlicher Punkt für die Rechnung. Aus unseren zahlreichen Kundenkontakten wissen wir, dass die Konsumenten großen Wert darauf legen, genau darüber Bescheid zu wissen, woher ihr Strom kommt.“, so Martin Graf.

Die einzelnen Seiten der Musterrechnung



Übersichtsblatt

Im Übersichtsblatt findet der Kunde auf einen Blick die

- Rechnungs- und Kontaktdaten
- Gesamtkosten für die Strom- und Gaslieferung (Ergielieferung, Benutzung des Strom- und Gasnetzes und die zu entrichtenden Steuern und Abgaben)
- Übersicht über die persönliche Verbrauchsentwicklung in kWh und in Euro
- Zahlungstermine und Höhe der zukünftigen Teilbetragsvorschreibungen.

Neu auf der Musterrechnung der E-Control ist die Angabe des geschätzten Jahresverbrauchs in kWh für die nächste Abrechnungsperiode, auf dessen Basis die neuen Teilbeträge errechnet werden. Diese Information dient vor allem dazu, die Höhe der Teilbeträge für den Kunden nachvollziehbar darzustellen bzw. überprüfbar zu machen.

Stromkennzeichnung und Energiesparen (nur Strom)

Das Stromkennzeichnungs- und Energiesparblatt der Rechnung macht Angaben über

- die Stromkennzeichnung - diese zeigt dem Kunden, aus welchen Energiequellen sich der Strom im angeführten Zeitraum zusammensetzt. Das österreichische Stromkennzeichnungsmodell ist ein nachweisbasiertes System, wonach Stromlieferanten, die Endverbraucher beliefern zum Nachweis eines bestimmten Primärenergieträgeranteils gesetzeskonforme Nachweise vorlegen müssen. Kann für eine Strommenge kein Nachweis vorgelegt werden, so ist dieser Wert als Strom unbekannter Herkunft und somit als statistischer Wert auszuweisen.
- Energieberater in der Nähe des Kunden und gibt Tipps zum Energiesparen
- den Stromverbrauch eines österreichischen Durchschnittshaushaltes

Detailblatt

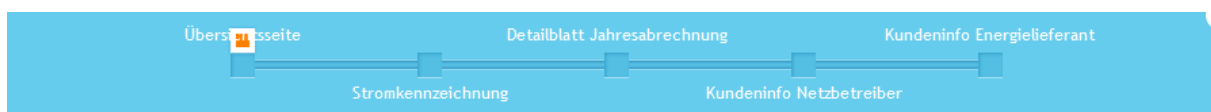
Auf dem Detailblatt findet der Kunde die Ablesedaten seines Strom- oder Gaszählers und die genaue Zusammensetzung der Rechnungskomponenten Energie, Netznutzung und Steuern und Abgaben. Anhand der Ablesedaten kann der Kunde überprüfen, ob sein Zählerstand durch den Netzbetreiber abgelesen, durch ihn selbst mit einer Selbstablesekarte an den Netzbetreiber übermittelt oder rechnerisch ermittelt wurde. Wichtig für den Kunden ist vor allem die periodengenaue Angabe des Energiepreises in Cent/kWh plus eines eventuellen Grundpreises. Die Kenntnis der vom aktuellen Versorger für die Ergielieferung in Rechnung gestellten Preise ist eine der wichtigsten Entscheidungsgrundlagen beim Lieferantewechsel.

Kundeninformationsblatt des Netzbetreibers und des Ergielieferanten

Hier findet der Kunde unter anderem Angaben, wo und wie er sich über die aktuellen Netznutzungstarife oder Energiepreise informieren kann; wie er sich im



Falle eines Problems mit dem Unternehmen beschweren kann und wie er ein Schlichtungsverfahren bei der E-Control beantragen kann. Wichtig aus Sicht des Kunden ist der Hinweis auf die Voraussetzungen zur Grundversorgung und die Information, wie und wann es sinnvoll ist, Zählerstände bekannt zu geben. Erläuterungen zu den auf der Strom- und Gasrechnung verwendeten Begriffen runden die Kundeninformationen ab.



Herrn
Max Mustermann
Mustergasse 4
1111 Musterstadt

So erreichen Sie uns:
Mo - Fr von 7:30 - 18:00
Telefon: 01 00000-10
Fax: 01 00000-00

vertrieb.at
456789
- 30.6.2013

Jahresabrechnung für Energielieferung und Netznutzung
Als Strombezieher schließen Sie einen Vertrag über die Netznutzung mit Ihrem Netzbetreiber und über die Energielieferung mit Ihrem Energielieferanten ab. Grundsätzlich würden Sie daher auch zwei getrennte Rechnungen erhalten. Die meisten Energielieferanten bieten ihren Kunden aber das Service der gemeinsamen Rechnungslegung an. Dies bedeutet, dass der Netzbetreiber die Netzrechnung an Ihren Energielieferanten übermittelt und dieser eine gemeinsame Rechnung für die Netznutzung und die Energielieferung erstellt. Es sind aber auch getrennte Rechnungen für die Netznutzung und die Energielieferung möglich, sodass Sie zwei Rechnungen erhalten.

Abrechnung für 3.500 kWh
Hier finden Sie die Information, welche Menge Strom Sie im Abrechnungszeitraum verbraucht haben. Der Verbrauch wird in Kilowattstunden (kWh) angegeben.

energielieferung und Netznutzung
4, 1111 Musterstadt
01000098765432

	Betrag in €
Abrechnung für 3.500 kWh	
Energie [Produktname]	279,75
Netznutzung	174,13
Steuern und Abgaben	117,26
Summe exkl. USt	571,14
+20% USt	114,23
Ihre Gesamtkosten im Abrechnungszeitraum inkl. USt	685,37

5. Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis:

Abbildung 1: Änderungsraten des Verbraucherpreisindex in Österreich und der Gas- bzw Stromindizes 5



Abbildung 2: Entwicklung der Haushalts- und Industrieenergiepreise - Strom: 2009-2012 (gerundete Werte) 6

Abbildung 3; Entwicklung der Haushalts- und Industrieenergiepreise - Gas: 2009-2012 (gerundete Werte) 7

Abbildung 4: Entwicklung der Haushalts- und Industrieenergiepreise - Gas: 2009-2012 (gerundete Werte) 7

Abbildung 5: Monatliche Ausgleichsenergiekosten Strom im Jahr 2011 und 2012 15

Abbildung 6: Jährliche ungeplante Nichtverfügbarkeit (ASIDI) der Stromversorgung in Österreich 17

Abbildung 7: Entwicklung der Verteilnetzentgelte nach Netzebenen 2001-2012 20

Abbildung 8: Entwicklung der Day-Ahead Base/Peak Preise 2010-2012 27

Abbildung 9: Entwicklung der Terminpreise Base 2013 und 2014 28

Abbildung 10: Entwicklung der Clean Dark und Spark Spreads 2012 29

Abbildung 11: CR3 und CR5 nach Marktsegmenten 31

Abbildung 12: Entwicklung Einsparungspotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/a) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten 33

Abbildung 13: Versorgerwechsel und Wechselraten 2009 – 2012 33

Abbildung 14: Entwicklung des Strom-VPI (Gesamtpreis, Index Oktober 2001=100) 34

Abbildung 15: Haushaltsstrompreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich (2500-5000 kWh), inkl. Steuern und Abgaben, zweites Halbjahr 2012/36

Abbildung 16: Aufteilung der Stromkosten im internationalen Städtevergleich 37

Abbildung 17: Industriestrompreisentwicklung > 4.500 Volllaststunden, 2. Halbjahr 2009 – 2. Halbjahr 2012..... 38

Abbildung 18: Industriestrompreise Haushaltsstrompreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich (500 MWh -2000 MWh), exkl. Steuern und Abgaben, zweites Halbjahr 2012 39

Abbildung 19: Margen im Haushaltskundenbereich nach günstigsten/teuersten regionalen Lieferanten (Beschaffungsstrategie Ausgewogen 18;6) ... 40

Abbildung 20: Entwicklung der Nettoinvestitionen im Stromnetz 2001-2012 41

Abbildung 21: Prognostizierte Kraftwerksleistungen in Österreich für das Jahr 2020 44



Abbildung 22: Prognostizierte Leistungsmaxima und prognostizierte Lastspitze in Österreich bis 2020 45

Abbildung 23: Schema des neuen Marktmodells 49

Abbildung 24: Ausgleichsenergiemengen 2012 51

Abbildung 25: Anteil der Ausgleichsenergie am Gesamtumsatz 2012 52

Abbildung 26: Ausgleichsenergiepreise 2012 53

Abbildung 27: Speicherfüllstände in 2011 und 2012 in Österreich 54

Abbildung 28: Ein- und Ausspeicherung bei den österreichischen Speichern in 2011 und 2012 55

Abbildung 29: Entwicklung der Day-Ahead Preise 66

Abbildung 30: Handelsvolumina am CEGH Hub 67

Abbildung 31: Versorgerwechsel und Wechselraten 2010-2012, bezogen auf die Anzahl der Zählpunkte 70

Abbildung 32: Entwicklung Einsparungspotential (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (15.000 kWh/a) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten 71

Abbildung 33: Entwicklung des gesamten Gaspreises (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) für einen Musterhaushalt (15.000 kWh/a), Standardprodukte der regionalen Lieferanten als österreichischer gewichteter Durchschnitt, Maximum und Minimum 72

Abbildung 34: Haushaltsgaspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich, zweites Halbjahr 2012, Verbrauchsgruppe 5.555 – 55.555 kWh/a 73

Abbildung 35: Aufteilung der Gaskosten im internationalen Städtevergleich 74

Abbildung 36: Entwicklung der Industriegaspreise 75

Abbildung 37: Vergleich der Industriegaspreise der EU-Länder, 2. Halbjahr 2012 Verbrauch 2,8-27,8 GWh 76

Abbildung 38: Margen der Gaslieferanten 77

Abbildung 39: Beschaffungskosten der Gaslieferanten nach unterschiedlichen Beschaffungsstrategien 77

Abbildung 40: Entwicklung der Nettonetzinvestitionen 2003-2012 79



Tabellenverzeichnis:

Tabelle 1: Strommarkt 2012	3
Tabelle 2: Gasmarkt 2012.....	4
Tabelle 3: Entwicklung der unterstützten Ökostrommenge	24
Tabelle 4: Entwicklung der Engpassleistung.....	24
Tabelle 5: Entwicklung der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG .	25
Tabelle 6: Speicherkapazitäten in Österreich, Stand Juni 2013	54
Tabelle 7: CAM Network Code:tandardkapazitätsprodukte.....	61
Tabelle 8: Differenzen zwischen CEGH und NCG Spotpreisen	66
Tabelle 9: Befreiung von Ökostromkosten 2012	84