



# **E-CONTROL**

**National Report 2014**

**AUSTRIA**

Vorläufige Version

August 2014



Inhalt

<b>1. MAßGEBLICHE ENTWICKLUNGEN 2013 .....</b>	<b>4</b>
1.1. Strom- und Gasmarkt in Kennzahlen.....	4
1.2. Maßgebliche Marktentwicklungen.....	6
1.3. Maßgebliche Regulatorische Entwicklungen .....	9
1.4. Konsumentenschutz.....	10
<b>2. DER ÖSTERREICHISCHE STROMMARKT .....</b>	<b>12</b>
2.1. Netzregulierung.....	12
2.1.1. Tarifverfahren inkl. Effizienzanreize .....	12
2.1.2. Festsetzung der Netztarife.....	13
2.1.3. Investitionstätigkeit der Energieunternehmen .....	14
2.1.4. Technische Funktionsweise des Marktes .....	17
2.1.5. Grenzüberschreitende Kapazitäten und Engpassmanagement .....	25
2.1.6. Überwachung der TSO Investitionspläne in Bezug auf den TYNDP gem. Art. 37 (1) g.....	26
2.1.7. Grenzüberschreitende Zusammenarbeit mit anderen NRAs oder Behörden .....	27
2.2. Entwicklung des Wettbewerbs .....	27
2.2.1. Aufbringung und Verwendung von Elektrizität .....	27
2.2.2. Wettbewerb am Großhandelsmarkt.....	32
2.2.3. Schwerpunktthema 1: Wirkungszusammenhänge im physischen Stromhandel.....	41
2.2.3.1. Fragestellung und Methodik .....	41
2.2.3.2. Daten und deskriptive Statistiken.....	43
2.2.3.3. Ergebnisse Day-Ahead Markt.....	54
2.2.3.4. Ergebnisse Intraday Markt .....	58
2.2.3.5. Ergebnisse Regelreservemärkte.....	61
2.2.3.6. Zusammenfassung.....	63
2.2.4. Wettbewerb am Endkundenmarkt.....	64
2.2.5. Untersuchungen und Maßnahmen zur Wettbewerbsförderung .....	77
2.3. Versorgungssicherheit Strom .....	78
2.3.1. Entwicklung Angebot und Nachfrage .....	78
2.3.2. Ausbau der Stromnetze und Netzwartung.....	80



2.4.	Cyber-Security-Initiative .....	81
<b>3.</b>	<b>DER ÖSTERREICHISCHE GASMARKT .....</b>	<b>83</b>
3.1.	Netzregulierung.....	83
3.1.1.	Tarifverfahren inkl. Effizienzanreize .....	83
3.1.2.	Festlegung der Netztarife .....	83
3.1.3.	Investitionstätigkeit der Energieunternehmen .....	86
3.1.4.	Technische Funktionsweise des Marktes .....	87
3.1.5.	Gastransport.....	106
3.1.5.1.	Schwerpunktthema 2: Kapazitätsvergabe im Gastransportmarkt .....	106
3.1.6.	Grenzüberschreitende Zusammenarbeit mit anderen NRAs oder Behörden .....	128
3.2.	Entwicklung des Wettbewerbs .....	129
3.2.1.	Aufbringung und Verwendung von Gas .....	129
3.2.1.1.	Gasproduktion.....	129
3.2.1.2.	Gasverbrauch .....	129
3.2.1.3.	Gasspeicher.....	130
3.2.1.4.	Importe und Exporte .....	130
3.2.2.	Wettbewerb am Großhandelsmarkt.....	131
3.2.3.	Wettbewerb im Endkundenmarkt.....	135
3.2.3.4.	Entwicklung der Preise für lastganggemessene Kunden .....	143
3.2.4.	Versorgungssicherheit Gas.....	145
3.2.4.1.	Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt .....	145
3.2.4.2.	Erwartete Nachfrageentwicklung und verfügbares Angebot.....	148
3.2.4.3.	In Planung und in Bau befindliche zusätzliche Kapazitäten .....	149
3.2.4.4.	Qualität und Umfang der Netzwartung .....	150
3.2.4.5.	Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger .....	150
3.2.4.6.	Umfang der Bevorratungskapazität (Gasspeicherung) .....	151
3.2.4.7.	Anteil langfristiger Erdgaslieferverträge.....	151
3.2.4.8.	Ordnungspolitische Rahmenbedingungen zur Schaffung angemessener Anreize für neue Investitionen.....	151
3.2.4.9.	Umsetzung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung .....	152
<b>4.</b>	<b>ENTFLECHTUNG IM STROM- UND GASBEREICH .....</b>	<b>153</b>
<b>5.</b>	<b>KONSUMENTEN .....</b>	<b>159</b>



**6. VERZEICHNISSE ..... 168**





## 1. Maßgebliche Entwicklungen 2013

### 1.1. Strom- und Gasmarkt in Kennzahlen

#### Indikatoren der Stromwirtschaft

Das Kalenderjahr 2013 war durch einen Rückgang der inländischen Stromerzeugung geprägt. Diese ging von 72.403 GWh um 6,1 % bzw. 4.388 GWh auf 68.015 GWh zurück. Der inländische Stromverbrauch stieg nur geringfügig um 0,4%.

Insgesamt erzeugten die Wasserkraftwerke mit 45.698 GWh um 1.872 GWh weniger als im Vergleich zum Vorjahr, was vor allem auf das im zweiten Halbjahr schlechtere Wasserdargebot zurückzuführen ist. Die Erzeugung der Wärmekraftwerke ging um 3.287 GWh zurück, wobei der Rückgang vor allem Erdgas betraf (-31,4% im Vergleich zum Vorjahr). Lediglich die erneuerbaren Energieträger verzeichneten einen Anstieg der Erzeugung. So wurden von Windanlagen 3.150 GWh und von Photovoltaikanlagen 295 GWh Strom erzeugt.

Durch die niedrigen Großhandelspreise kam es zu einer weitgehenden Substitution der inländischen Erzeugung aus Gas und Kohle durch Importe aus Deutschland.

Tabelle 1: Strommarkt 2013

	<b>GWh (2013)</b>	<b>Veränderung zu 2012</b>
<b>Brutto Stromerzeugung</b>	<b>68.015</b>	<b>-6,1%</b>
<b>Physikalische Importe</b>	<b>24.960</b>	<b>+7,3%</b>
<b>Physikalische Exporte</b>	<b>17.689</b>	<b>-13,5%</b>
<b>Pumpstromverbrauch</b>	<b>5.374</b>	<b>-3,4%</b>
<b>Inlandstromverbrauch</b>	<b>69.912</b>	<b>+0,4%</b>
<b>Jahresspitze (3. Mittwoch; MW)</b>	<b>10.872</b>	<b>-0,6%</b>

Quelle: E-Control

#### Indikatoren der Gaswirtschaft

2013 ging die inländische Erdgasabgabe an Endkunden um 4,7% auf 86.890 GWh zurück. Wesentlicher Einflussfaktor war wie im vergangenen Jahr ein weiterer Rückgang im Einsatz von Gaskraftwerken. Die inländische Gasproduktion fiel um 28,2% auf 14.525 GWh.



Die physikalischen Erdgasimporte stiegen um 15% auf 519.262 GWh an. Bei den Exporten wurde ein Anstieg um 22,4% auf 451.356 GWh verzeichnet.

In den ersten drei Monaten wurde mehr Erdgas exportiert als importiert, da aus den großvolumigen Speichern Haidach und Seven Fields (die zum Teil nur an das deutsche Netz direkt angeschlossen sind) nach Deutschland ausgespeichert wurde.

Tabelle 2: Gasmarkt 2013

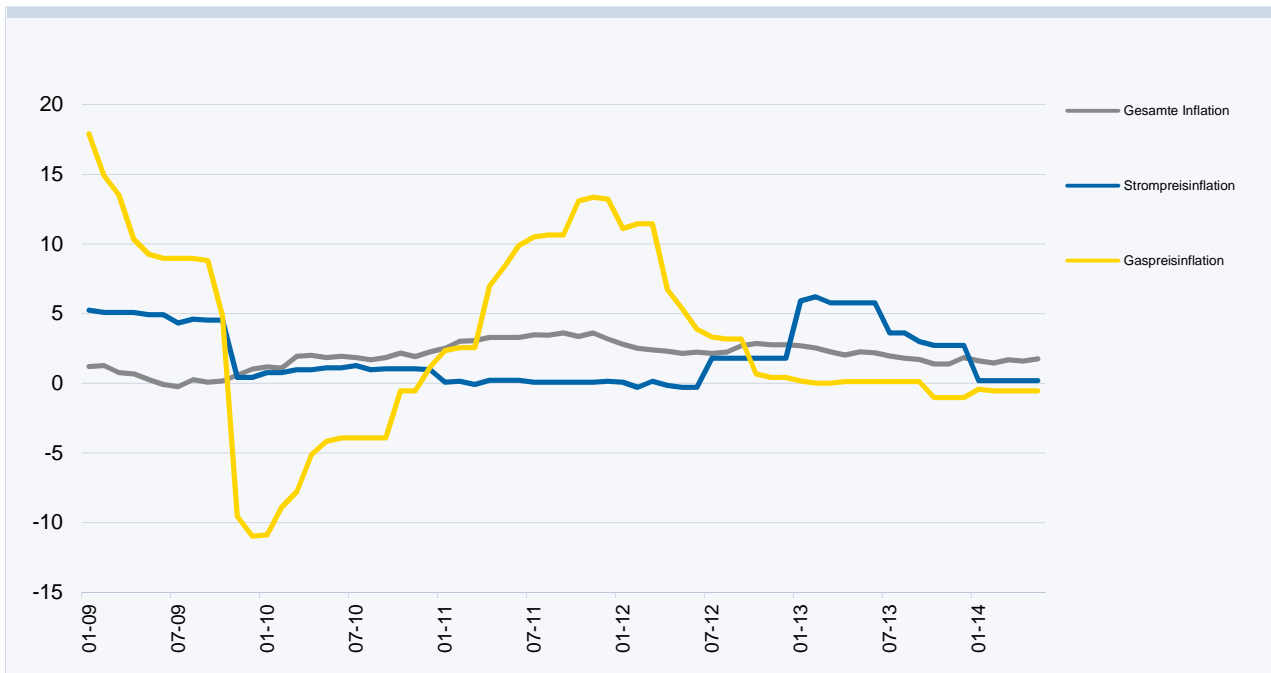
	<b>GWh (2013)</b>	<b>Veränderung zu 2012</b>
<b>Importe</b>	<b>519.262</b>	<b>+15,0%</b>
<b>Produktion</b>	<b>14.525</b>	<b>-28,2%</b>
<b>Ausspeicherung (Speicherentnahme)</b>	<b>68.214</b>	<b>+47,5%</b>
<b>Exporte</b>	<b>451.356</b>	<b>+22,4%</b>
<b>Einspeicherung (Speichereinpressung)</b>	<b>60.521</b>	<b>+13,5%</b>
<b>Eigenverbrauch, Verluste</b>	<b>3.234</b>	
<b>Abgabe an Endkunden</b>	<b>86.890</b>	<b>-4,7%</b>
<b>Max. Tagesverbrauch</b>	<b>489,4</b>	<b>-20,5%</b>
<b>Min. Tagesverbrauch</b>	<b>80,5</b>	<b>-19,4%</b>

Quelle: E-Control

### **Preisentwicklungen 2013**

Für Erdgas sank die Inflation von Oktober bis Dezember 2013 um über 1% und erreichte somit einen negativen Wert von -1%. Der Preisauftrieb für Erdgas war in der ersten Jahreshälfte 2013 nahe null. Die Strompreis-inflation betrug von Januar bis Mai 2014 nur noch 0,2%. Im Jahr 2013 erreichte sie im Februar mit 6,2% ihren Höchststand.

Abbildung 1: Änderungsraten des Verbraucherpreisindex in Österreich und der Gas- bzw. Stromindizes, Index 2000 = 100; %



Quelle: Statistik Austria

## 1.2. Maßgebliche Marktentwicklungen

### Strommarkt

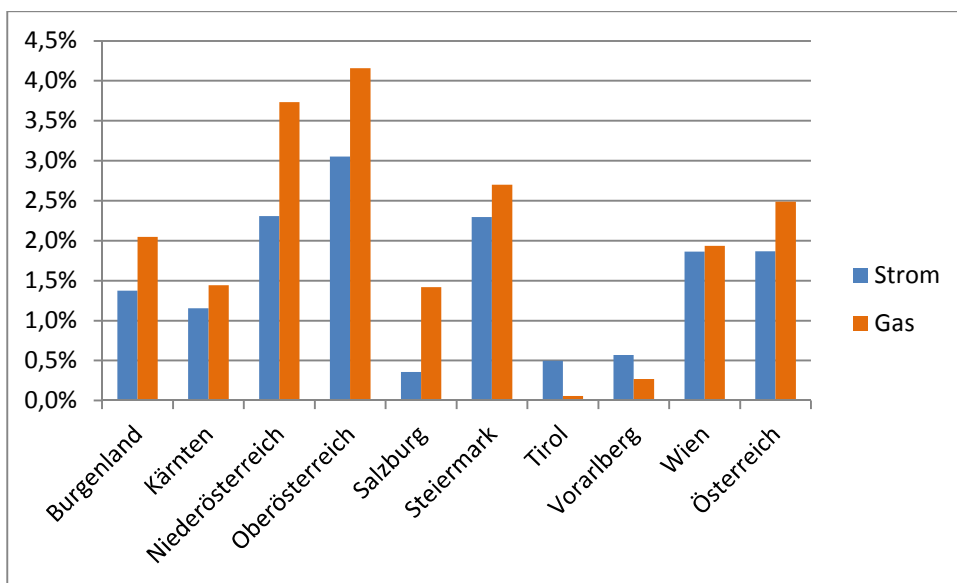
Im Endkundenmarkt hat sich das Produktangebot im Vergleich zum Vorjahr um mehr als ein Drittel erhöht. Die Wechselrate hat sich 2013 im Vergleich zum Vorjahr wesentlich erhöht – sie stieg von 1,1 Prozent auf 1,9 Prozent, aber liegt damit immer noch im niedrigen einstelligen Bereich und deutlich unter den Wechselraten in gut entwickelten europäischen Märkten. Insgesamt suchten sich im vergangenen Jahr 114.269 Stromkunden einen neuen Stromlieferanten, darunter 78.095 Haushalte. Besonders die Bundesländer Niederösterreich, Oberösterreich und Steiermark hatten überdurchschnittlich hohe Wechselzahlen zu verzeichnen (siehe Abbildung 2). Im ersten Quartal 2014 erreichten die Wechselzahlen ein neues Rekordhoch. Von 91.200 Wechslern entfallen insgesamt 70.950 auf Haushalte, davon fanden 68.000 Vertragsabschlüsse im Rahmen der vom Verein für Konsumenteninformation (VKI) durchgeführten Aktion „Energiekosten-Stop“ statt.<sup>1</sup> Bei einem

<sup>1</sup> Der VKI organisierte Mitte Dezember 2013 ein Bestbieterverfahren mit mehreren Lieferanten, aus dem stromdiskont für Strom und goldgas für Gas als Bestbieter hervorgegangen sind. Bis 16. Dezember hatten sich mehr



grenzüberschreitenden Wettbewerb wären jedoch noch höhere Wechselzahlen zu erwarten. Das maximale Einsparpotential beim Wechsel vom regionalen zu einem alternativen Lieferanten hat sich seit 2011 verdoppelt.

Abbildung 2: Prozentsatz der Haushalte, die 2013 ihren Strom- oder Gaslieferanten wechselten, nach Bundesland



Quelle: E-Control

Um den im vergangenen Jahr stark gestiegenen Ausgleichsenergiekosten entgegenzuwirken, hat E-Control eine intensive Informationskampagne für potentielle Marktteilnehmer am österreichischen Regelenergiemarkt gestartet und weitere begleitende Maßnahmen wie z.B. Initiativen zu grenzüberschreitenden Verschränkungen des Regelenergiemarktes eingeleitet. So wird beispielsweise seit Mai 2013 gemeinsam mit dem slowenischen Übertragungsnetzbetreiber ELES eine „Imbalance-Netting-Cooperation“ (INC) durchgeführt, im Rahmen derer Erzeugungsüberschüsse oder -unterdeckungen in einer Regelzone zum Ausgleich der jeweils anderen Regelzone verwendet werden, um notwendige Sekundärregelenergieabrufe zu verringern. Diese Maßnahme führte bereits zu Kosteneinsparungen im einstelligen Millionenbereich. Im Laufe des Jahres 2014 wurde diese Kooperation auch im Rahmen der „International Grid Control Cooperation“ (IGCC) auf weitere Nachbarländer, darunter auch Deutschland, ausgedehnt, was sich ebenfalls positiv (im Sinne einer Kostenreduktion) auf die Ausgleichsenergiekosten auswirken wird.

Wie eine Untersuchung der E-Control zeigt, ist die Marktkonzentration am Großhandelsmarkt in den kurzfristigen Strommärkten mit Ausnahme der Day-Ahead-Auktionen relativ hoch. Die Konzentration wird höher, je näher das Marktsegment

als 260.000 Konsumenten unverbindlich angemeldet. Bis Mitte April wurden im Zuge der Aktion 98.000 Strom- und Gasanbieterwechsel abgeschlossen.



an der physikalischen Erfüllung liegt. Die Ursachen dafür liegen einerseits in der geografischen Einschränkung des Intraday- bzw. Regelreservemarktes, mit Ausnahme der Primärregelreserve, auf die Lieferzone APG, andererseits daran, dass die Anzahl der potentiellen Teilnehmer an diesen Märkten mit physikalischer Erfüllung durch die hohen technischen Anforderungen an die Erzeugungsanlagen eingeschränkt ist. Beim Intraday-Handel an der EPEX Spot (EPEX) ist anzumerken, dass österreichische Marktteilnehmer prinzipiell auch indirekt am Intraday Handel in einer deutschen Lieferzone teilnehmen können. Der außerbörsliche Handel erweitert zusätzlich den Spielraum für Marktteilnehmer.

Die Wechselwirkungen zwischen Preisen, Handelsmengen und Fundamentaldaten in den kurzfristigen Strommärkten, vor allem im Day-Ahead Markt der EPEX, konnten durch eine im Frühjahr 2014 abgeschlossenen Studie sehr gut identifiziert werden.<sup>2</sup> Im betrachteten Zeitraum 2012 und 2013 zeigten die Einspeisung aus Windkraft und Photovoltaik sowie die Last eine signifikante Auswirkung auf den Stromgroßhandelspreis. Die gehandelten Mengen werden ebenfalls durch diese Faktoren beeinflusst. Im Bereich des Intraday Handels an der EPEX zeigen vor allem der Day-Ahead Preis, der Windkraft- und Photovoltaikprognosefehler (definiert als die Differenz zwischen tatsächlich produzierter und am Vortrag vorhergesagter Menge) sowie ungeplante Nichtverfügbarkeiten eine signifikante Auswirkung auf den Preis. Im Falle der Primärregelreserve zeigte das Überschussangebot an Regelleistung sowie die begonnene Marktintegration mit der Schweiz eine preissenkende Wirkung.

### **Gasmarkt**

Im Endkundenmarkt bleibt die Preisdifferenzierung der alternativen Gasversorger nach wie vor durch Rabattaktionen aufrecht. Die Frequenz, in der die Versorger Rabattaktionen durchführen, hat sich jedoch signifikant erhöht. Im Jahr 2013 wechselten insgesamt 31.051 Haushalte den Versorger, was ein Plus von 44% im Vergleich zum Vorjahr bedeutet. Im ersten Quartal 2014 wechselten so viele Kunden ihren Versorger wie in den ersten zwei Quartalen des Jahres 2013 zusammen. Die meisten Versorgerwechsel (ca. 30.000 Haushalte) haben im Zuge der VKI-Aktion „Energiekosten-Stop“ stattgefunden. Das neue Marktmodell sorgt nun dafür, dass alle Konsumenten in Vorarlberg und Tirol ihren Gasversorger wechseln können. Insgesamt lag die Wechselrate aber immer noch bei niedrigen 2,5%, wobei besonders die Wechselrate in Niederösterreich und Oberösterreich am höchsten war (siehe Abbildung 2).

Die österreichischen Gasspeicher waren zu Beginn des Gasjahres 2012/2013 zu 91% und somit deutlich höher befüllt als im Vorjahr. Aufgrund des kalten Winters im Februar und März und der anhaltend kalten Temperaturen im April 2013 hat sich die Ausspeicherperiode jedoch deutlich verlängert, erst Ende April wurde mit der Auffüllung der Speicher wieder begonnen. Die verhältnismäßig hohen Ausgleichsenergie-Verkäufe im Dezember 2013 lassen sich mit dem bis dahin über-

---

<sup>2</sup> Studie E-Control und Frontier Economics (Abschnitt 2.2.3).



durchschnittlich warmen Winter erklären. Viele Unternehmen waren hier vermutlich überdeckt und mussten Gas am Spotmarkt verkaufen.

Seit April 2013 findet die Allokation von Kapazitätsrechten im Gasmarkt auf der europäischen Plattform PRISMA statt, auf der auch die österreichischen TSOs ihre grenzüberschreitenden Kapazitäten vermarkten, weshalb die Kapazitätsvergabe im Gastransportmarkt einer näheren Betrachtung unterzogen wurde. Anhand der von E-Control durchgeführten Untersuchung der Gastransportmärkte konnten die Auktionsergebnisse auf der europäischen Allokationsplattform PRISMA unter Berücksichtigung der Preisspreads zwischen den Märkten, den regulierten Entgelten und der Netzauslastung nachvollzogen werden. Bei den drei größten Grenzkopplungspunkten (Arnoldstein, Überackern und Oberkappel) ist an einzelnen Tagen ein Preisaufschlag zu beobachten, wenn die Auslastung und der Preisspread so hoch sind, dass Arbitrage sinnvoll erscheint. Bei Oberkappel deckt sich die Höhe des Aufschlages annäherungsweise mit dem Preisspread, bei Arnoldstein ist dies nicht der Fall. Hier ist allerdings zu erwähnen, dass in Italien bei der Tarifierung eine „Commodity“ Komponente auf Mengengbasis anfällt, welche in der graphischen Analyse nicht direkt berücksichtigt ist. In Fällen mit Preisaufschlag wird somit über PRISMA ein Teil der Überlastungsrente abgeschöpft, welche z.B. bei einem reinen „first-come, first-served“ System jenen Shippern zufallen würden, welche zuerst eine Kapazität eingebucht haben.

### **1.3. Maßgebliche Regulatorische Entwicklungen**

Im Jahr 2013 lagen die Schwerpunkte auf der dritten Anreizregulierungsperiode Strom, der zweiten Anreizregulierungsperiode Gas sowie dem neuen Marktmodell für den Gasmarkt.

#### **Dritte Anreizregulierungsperiode Strom ab 1. Januar 2014**

Die dritte Anreizregulierungsperiode Strom startete am 1. Januar 2014. Vom System der Anreizregulierung sind nun deutlich mehr Stromverteilernetzbetreiber umfasst, für die die Kostenbasis jeweils zu Beginn einer Regulierungsperiode neu bestimmt wird. Die Regulierungsperiode legt neue Rahmenbedingungen für die nächsten Jahre fest. Die wesentlichen Änderungen betreffen die Effizienzwermittlung, die Neufestsetzung des Frontier Shifts (1,25% p.a.), des WACC (6,42% p.a.), die Ermittlung der jährlichen Teuerungsrate (Netzbetreiberpreisindex), die Implementierung eines Regulierungskontos (vgl. auch Regulierung der Gasnetze), sowie die Behandlung des systemimmanenten Zeitverzugs (von 2 Jahren). Die Regulierungsperiode endet am 31.12.2018, wobei die Unternehmen bis dahin die Hälfte der im vorhinein festgestellten Ineffizienzen aufholen müssen.

#### **Zweite Regulierungsperiode Gas ab 1. Januar 2013**

Die Regulierungssystematik im Bereich der Gasverteilernetze befindet sich seit 1. Januar 2013 in der zweiten Regulierungsperiode. Für die zweite Regulierungsperiode, die bis Ende 2017 gilt, wurde der Regulierungsrahmen geringfügig angepasst



und damit die Entgelte für 2013 erstmals nach einer angepassten Systematik bestimmt. Obwohl das mit Ende 2017 zu erreichende Effizienzziel unverändert beibehalten wird, wurde der Kostenpfad nach einer Kostenprüfung des Geschäftsjahres 2011 und des Zielerreichungsgrades angepasst. Zudem wurden die Erweiterungsfaktoren (Betriebskosten- und Investitionsfaktoren) sowie der Finanzierungskostensatz einer Revision unterzogen.

### **Anpassungen des neuen Marktmodells**

Das neue Gasmarktmodell wurde wie geplant am 1. Januar 2013 in Ostösterreich erfolgreich eingeführt.

Nach den ersten praktischen Erfahrungen wurden im Zuge von zwei Novellen die Grenze der tagesbilanzierenden Endverbraucher von der ursprünglichen SLP-Grenze auf die vertraglich vereinbarte Höchstleistung von 10.000 kWh/h gehoben und mit 1. Oktober 2013 weitere kleine Optimierungen am System vorgenommen, vornehmlich in den Datenübermittlungspflichten zwischen den Marktteilnehmern. Die 3. Novelle zur GMMO-VO 2012 mit Inkrafttreten am 1. Januar 2014 berücksichtigt die schwierige Prognostizierbarkeit des Ergebnisses der monatlichen Ausgleichsenergieverrechnung bei den Bilanzgruppenkoordinatoren und den damit einhergehenden Entwicklungen auf den Umlagekonten der Marktgebiete.

Insgesamt wurde das neue Marktmodell von den nationalen und internationalen Marktteilnehmern gut angenommen und hat zu einer deutlichen Belebung des Wettbewerbes in Österreich geführt.

### **Neues Marktmodell in Tirol und Vorarlberg**

Seit 1. Oktober 2013 gilt das Gas-Marktmodell COSIMA („Cross-border Operating Strongly Integrated Market Area“) für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg. Charakteristisch für COSIMA ist die – aus der Sicht Versorger - barrierefreie Anbindung der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg an das Marktgebiet NCG, welche durch eine Befreiung von Kapazitätsbuchungen durch die Versorger erreicht wird. COSIMA erfüllt die Anforderung, weitgehend ohne Veränderungen in den bestehenden Regelwerken der einander benachbarten Marktgebiete auszukommen. Erste positive Auswirkungen durch das neue Marktmodell sind bereits zu erkennen, da seit der Umstellung mehr Versorger in Tirol und Vorarlberg tätig sind.

## **1.4. Konsumentenschutz**

Das Jahr 2013 brachte eine Reihe von Erweiterungen im Konsumentenschutz für Strom- und Gaskunden. So sehen EIWOG und GWG nun ein Recht des Konsumenten auf einen Vorauszahlungszähler vor, sollten Netzbetreiber oder Lieferant eine Sicherheitsleistung oder Vorauszahlung fordern. Eine weitere Ergänzung ist in den Anlauf- und Beratungsstellen zu sehen, die größere Lieferanten ab 2015 einzurichten haben. Dort sollen Konsumenten über Lieferantenwechsel, Energieeffizienz, Energiearmut und andere Themen Informationen finden. Insbesondere wurde



auch der Online-Wechsel, also die Möglichkeit der formlosen elektronischen Willenserklärung gegenüber dem neuen Lieferanten, gesetzlich verankert.

Das Monitoring liefert 2013 erstmals genauere Einsichten in die zentralen Anliegen des Konsumentenschutzes. Während für den Strommarkt die Landesbehörden zuständig sind, liegt die Verantwortung zum Monitoring des Gasmarkts bei der E-Control. Insgesamt gehen laut eigenen Angaben bei den Gasversorgern ca. 21.500 Beschwerden ein, von den Verteilernetzbetreibern werden 1.340 Beschwerden gemeldet. Während die Anzahl von installierten Vorauszahlungszählern mit 168 gering ist, kam es im Jahr 2013 zu insgesamt 8.457 Abschaltungen der Gasversorgung aufgrund einer Vertragsaussetzung, also im Regelfall Zahlungsverzug. Letzteres entspricht in etwa einer Abschalttrate von 0,7%.





## **2. Der österreichische Strommarkt**

### **2.1. Netzregulierung**

#### **2.1.1. Tarifverfahren inkl. Effizienzanreize**

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

Die zweite Anreizregulierungsperiode lief mit Ende des Jahres 2013 aus und die dritte Anreizregulierungsperiode startete am 1. Jänner 2014. Erstmals wurde die Regulierungssystematik im Rahmen von zwei Papieren einer öffentlichen Konsultation gestellt, um allen Stakeholdern die Möglichkeit für Anmerkungen einzuräumen. Vom System der Anreizregulierung sind nunmehr deutlich mehr Stromverteilernetzbetreiber umfasst, da auf Grundlage des EIWOG 2010 alle Stromverteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von über 50 GWh im Kalenderjahr 2008 in diese Systematik einzubeziehen sind. Die Kostenbasis im Rahmen der Anreizregulierung wird grundsätzlich jeweils zu Beginn einer Regulierungsperiode neu bestimmt. Dementsprechend fand im Jahr 2013 eine Kostenprüfung (Datenbasis 2011) der Verteilernetzbetreiber im Strombereich statt, die erstmals für die Entgeltermittlung 2014 herangezogen wurde. Parallel dazu führte die E-Control zur Feststellung der Kosteneffizienz ein Benchmarkingverfahren durch, welches die Kosten des Unternehmens entsprechenden Kostentreibern im Rahmen eines relativen Vergleichs zu anderen Netzbetreibern gegenüberstellt. Ausgehend von der geprüften Kostenbasis des Jahres 2011 wird den Unternehmen auf Basis der Ergebnisse des Benchmarkings ein Kostenpfad zur Erreichung des Zielwertes am Ende der Regulierungsperiode vom Regulator vorgegeben, wobei die Unternehmen die Hälfte der festgestellten Ineffizienzen aufzuholen haben.

Somit wurde eine Startkostenbasis für die dritte Regulierungsperiode ermittelt und neue Rahmenbedingungen für die kommenden 5 Jahre – die dritte Regulierungsperiode endet am 31.12. 2018 - festgelegt. Die wesentlichen Anpassungen betreffen die Effizienzwertermittlung, die Neufestsetzung des Frontier Shifts (1,25% p.a.), des WACC (6,42% p.a.), die Ermittlung der jährlichen Teuerungsrate (Netzbetreiberpreisindex), die Implementierung eines Regulierungskontos (vgl. auch Regulierung der Gasnetze), sowie die Behandlung des systemimmanenten Zeitverzugs (von 2 Jahren). Wie bereits in der zweiten Regulierungsperiode kommen auch in der dritten Regulierungsperiode sogenannte Erweiterungsfaktoren (Investitions- und Betriebskostenfaktor) zur Anwendung. Die Erweiterungsfaktoren generieren Investitionsanreize indem Kostenentwicklungen im Bereich der operati-



ven sowie der Kapitalkosten während der Regulierungsperiode weitestgehend abgebildet werden.

Im Übertragungsnetz gibt es derzeit keine individuellen Effizienzvorgaben auf Basis eines Benchmarkings, sondern die Kosten werden mit einem Effizienzfaktor in Höhe von 2,5% p.a. sowie einer Teuerungsrate (ausgedrückt durch einen Netzbetreiberpreisindex) jährlich neu angepasst. Die Investitionen aus Großprojekten werden auf Planwertbasis im Rahmen der regulierten Anlagenbasis berücksichtigt.

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

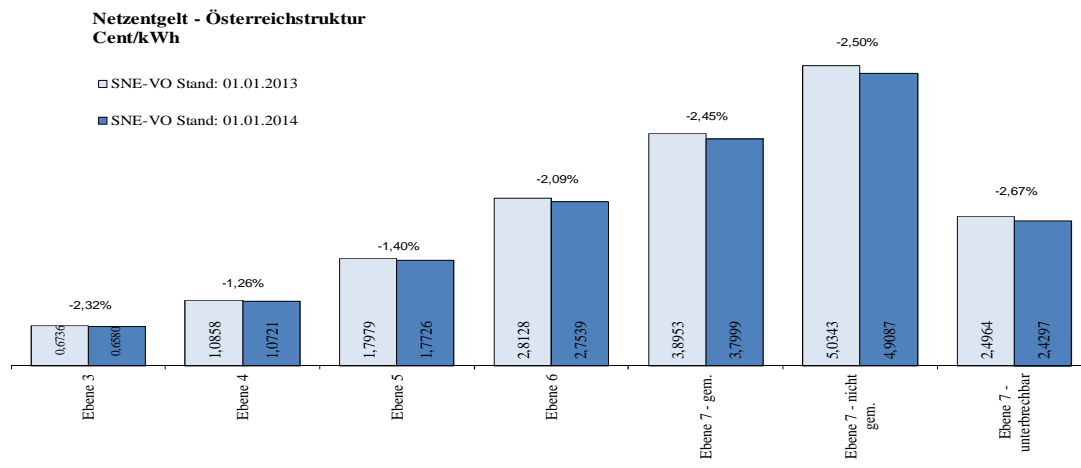
### **2.1.2. Festsetzung der Netztarife**

Im Übertragungsnetz werden die jährlich geprüften Kosten mit 1. Jänner des jeweiligen Jahres in Übertragungsnetzentgelte übergeleitet und somit neu bestimmt. Im Verteilernetz wurden auf Grundlage des ElWOG 2010 im Entgeltverfahren 2013 die Kosten- und Mengengerüste aller Stromverteiler mit über 50 GWh Abgabemenge (im Jahr 2008) bestimmt und die Tarife für das Jahr 2014 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.

Im Zuge der Anpassungen der Systemnutzungsentgelteverordnung (SNE-VO) 2012-Novelle 2014 konnten die Netzentgelte (Netznutzungs- und Netzverlustentgelt) im Vergleich zur Vorjahresnovelle um rund 2,3% (Gesamtösterreich über alle Netzebenen bewertet mit Mengenbasis des Jahres 2011) gesenkt werden. Die Entwicklung der Netznutzungsentgelte wird durch mehrere Faktoren beeinflusst, für die Entgeltveränderung sind sowohl Investitionskosten- als auch Mengent-

wicklungen ausschlaggebend. Darüber hinaus kam es durch die im Jahr 2013 durchgeführte Kostenprüfung zur Bestimmung der Startkosten für die dritte Regulierungsperiode ab 1. Jänner 2014 zu einer Senkung der Netznutzungsentgelte in den meisten Netzbereichen. Die maßgebliche Erhöhung der Entgelte im Netzbereich Wien ist in erster Linie durch den massiven Anstieg der nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 59 Abs. 6 Z 6 EIWOG 2010 begründet. Die teils massive Senkung der Netzverlustentgelte (bis auf den Netzbereich Vorarlberg) lässt sich vorrangig auf die Reduktion des Beschaffungspreises, den Netzbetreiber für Netzverluste zu bezahlen haben, zurückführen. 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 3: Netzentgelt – Österreichstruktur Cent/kWh



Quelle: E-Control

### 2.1.3. Investitionstätigkeit der Energieunternehmen

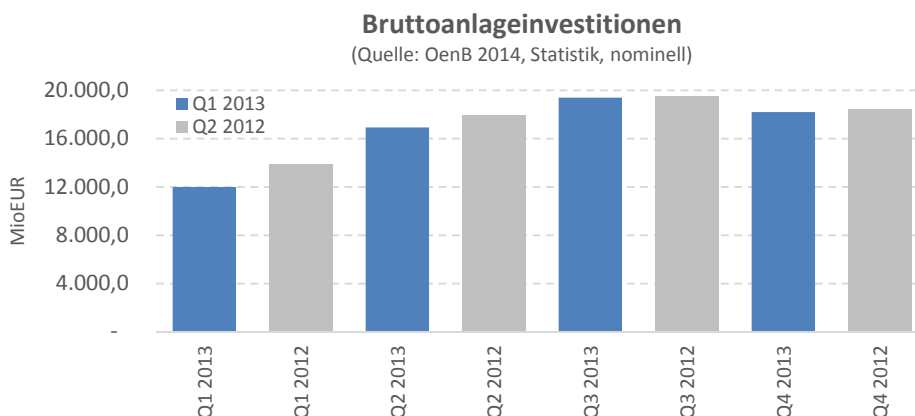
#### Investitionen Stromnetze

Österreichs Wirtschaft zeigt im vergangenen Jahr 2013 ein leichtes Wachstum von rund 0,4% und bewegte sich somit auf dem Niveau des Vorjahres.<sup>3</sup> Als primärer Grund für die beinahe Stagnation wurde von Seiten der Österreichischen Nationalbank vor allem die gedämpfte wirtschaftliche Entwicklung in der europäischen

<sup>3</sup> Quelle: Statistik Austria, VGR 2013

Union identifiziert<sup>4</sup>. Auswirkungen waren diesbezüglich bei den Direktinvestitionen aus dem In- und Ausland spürbar, was zur Zurückhaltung bei den Investitionen und einen damit verbundenen Investitionsrückstau führte (-0,7%). Zusätzlich zeigt sich beim Konsum ein ebenso bescheidenes Bild. Dieser fiel weiterhin schwach aus und rangiert damit auf dem Niveau des letzten Jahres. Die folgende Grafik soll die Entwicklung der Bruttoanlageinvestitionen der einzelnen Quartale in den Jahren 2012 und 2013 noch einmal verdeutlichen. Hier wird vor allem das schwächere erste Halbjahr 2013 bei den Bruttoanlageinvestitionen sichtbar, mit einer gefolgt Erholung im zweiten Halbjahr.

Abbildung 4: Bruttoanlageinvestitionen



Quelle: OenB 2014, Statistik, nominell

Mit der Erholung der internationalen bzw. europäischen Wirtschaft kam es Mitte des Jahres 2013 auch zu einer positiven Entwicklung der Konjunktur in Österreich. Vor allem Industrieunternehmen mit internationaler Ausrichtung profitierten von der steigenden Nachfrage in der Europäischen Union.<sup>5</sup> Die Österreichische Nationalbank erwartet durch die markant positive Stimmung ein baldiges Anspringen der Investitionskonjunktur. Dazu trägt neben der derzeitigen Niedrigzinsphase und damit sehr guten Finanzierungsbedingungen auch ein gesteigerter Bedarf an Ersatzinvestitionen bei.

### Investitionen in die österreichische Stromnetzinfrastruktur

Durch den liberalisierten Strommarkt und den damit verbundenen dynamischen Veränderungen sind die Anforderungen sowohl an die Verteilnetz- als auch an die Übertragungsnetzinfrastruktur stark gestiegen. Der marktpreisbestimmte Kraft-

<sup>4</sup> Quelle: OenB, 2014; <http://oenb.at/Geldpolitik/Konjunktur/Prognosen-f-r-Oesterreich/Gesamtwirtschaftliche-Prognose.html>, 16.05.2014

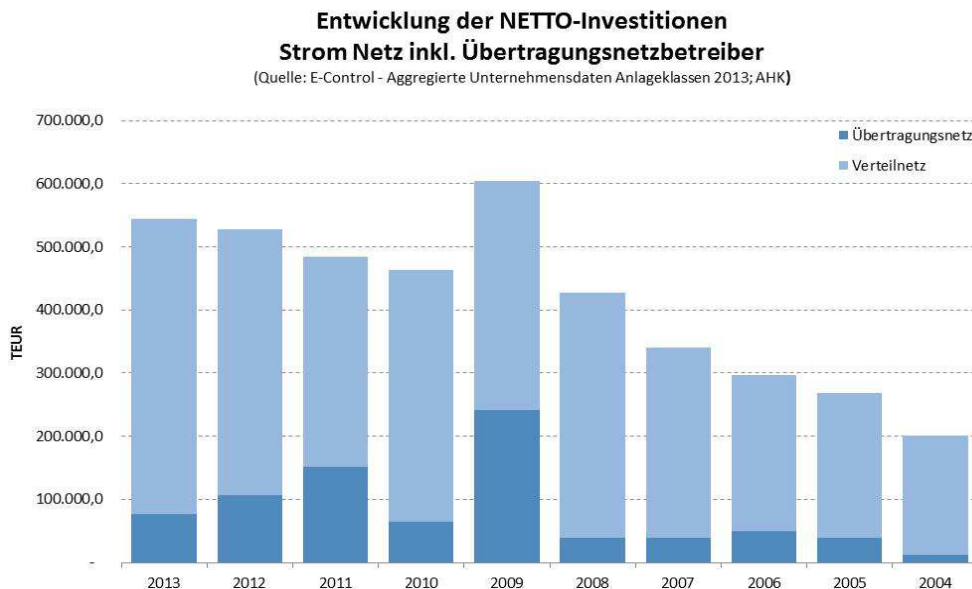
<sup>5</sup> Bank Austria Economics & Market Analysis, Austria 2014



werkseinsatz, steigender Stromverbrauch, neue Kraftwerksprojekte und der enorme Ausbau erneuerbarer Energieträger führen zunehmend zu hohen Netzbelastungen und kostenintensiven Engpässen. Zur zukünftigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind deshalb Netzausbauten dringend notwendig.

Grundsätzlich investierten Stromnetzbetreiber in Österreich auf ähnlichem Niveau wie im Jahr zuvor. Primär wurde im Stromnetzbereich vor allem in Leitungserneuerung sowie Kapazitätserweiterung investiert. Deutlich markanter als im Vorjahr aber noch auf niedrigem Niveau waren die Investitionen in „smarte“ Technologien (Smart Meter, Smart Grids). Im Übertragungsnetz werden derzeit vorrangig Projekte zur Erweiterungen und Ausbau im Umspannungsbereich sowie Kapazitätserweiterungen beim Leitungsnetz durchgeführt. Auch zukünftig kann mit einer gleichbleibenden bzw. steigenden Investitionstätigkeit im Stromnetzbereich für 2014 gerechnet werden. Dies ist vor allem auf die schon erwähnte Umrüstung der Netzinfrastruktur sowie den erhöhten Kapazitäts- und Netzanschlussbedarf aufgrund erneuerbarer Energien im Verteilnetzbereich zurückzuführen. Im Übertragungsnetzbereich ist unter anderem abzuwarten, wie die Investitionsentscheidung für den „380 kV-Ringschluss“ in Form der Umsetzung des umstrittenen 380-kV Salzburg II Leitungsprojektes ausfällt. Dies würde einen markanten Investitionsanstieg im Übertragungsnetzbereich für die kommenden Jahre bedeuten. Abschließend soll Abbildung 5 die Entwicklung der Investitionen im Stromverteil- und Übertragungsnetz der vergangenen 10 Jahre darstellen. Deutlich erkennbar ist dabei das jährlich steigende Investitionsniveau der österreichischen Stromnetzbetreiber. Dies ist einerseits auf den Bedarf im Energiebereich aber ebenso auf die entsprechenden regulatorischen Rahmenbedingungen zurückzuführen. Diese bieten nicht nur die entsprechende Abgeltung in Form kostenorientierter Netztarife sondern auch die nötigen Anreize Investitionen zeitgerecht durchzuführen.

Abbildung 5: Entwicklung der Netto-Investitionen Strom Netz inkl. Übertragungsnetzbetreiber



Quelle: E-Control – aggregierte Unternehmensdaten Anlageklassen 2013; AHK

## 2.1.4. Technische Funktionsweise des Marktes

### 2.1.4.1. Ausgleichsenergiemarkt

Der Ausgleich von Prognoseabweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch erfolgt in Österreich durch die Einspeisung oder Entnahme von Regelenergie. 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.

Die Abweichung vom abgegebenen Fahrplan, z.B. wegen Prognoseabweichungen, in einer Bilanzgruppe verursacht Ausgleichsenergie. Die saldierte Ausgleichsenergie



gie über alle Bilanzgruppen einer Regelzone ergibt den Regelenergiebedarf, für dessen Bereitstellung der Regelzonenführer zu sorgen hat.

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.

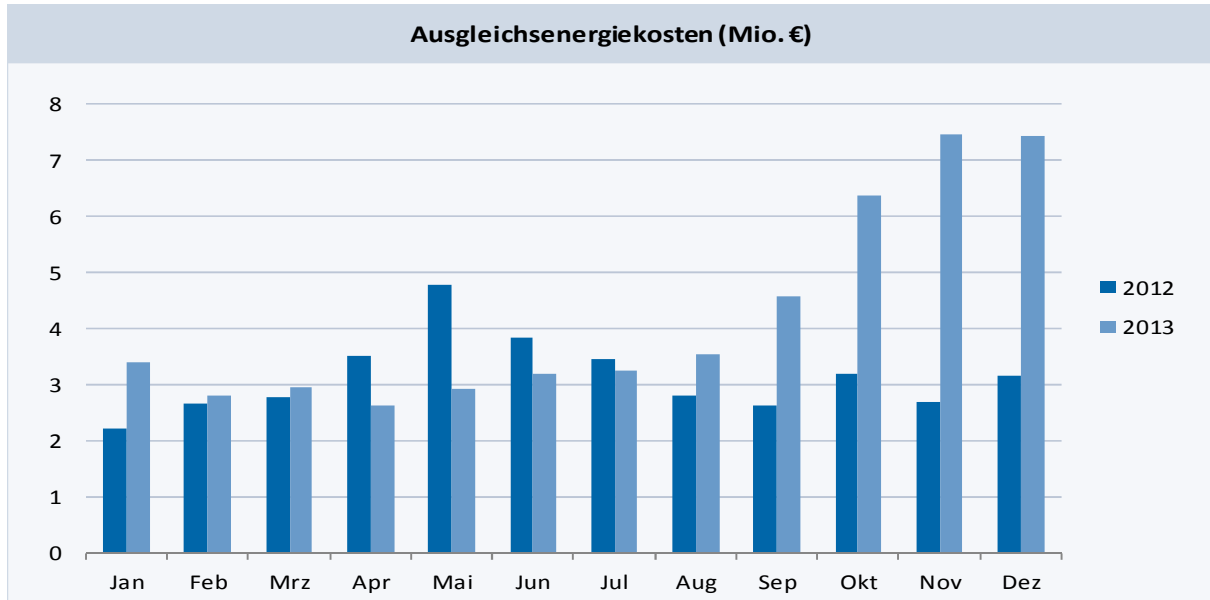
Die Preise für das Ausgleichsenergieclearing wird auf 15-Minuten Basis von den Verrechnungsstellen ermittelt und setzt sich aus den folgenden Komponenten zusammen:

- 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 werden im Allgemeinen von den Lieferanten bei der Festlegung der Energiepreise für Endkunden mitberücksichtigt. Es gibt jedoch keine Ausgleichsenergiekostenkomponente die direkt an Endkunden weiterverrechnet wird.

Abbildung 6 zeigt die Entwicklung der Ausgleichsenergiekosten in den Jahren 2012 und 2013. Wie ersichtlich kam es vor allem in den Monaten September bis Dezember 2013 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 2013 50,4 Mio. Euro gegenüber 37,7 Mio. im Vorjahr.

Abbildung 6: Monatliche Ausgleichsenergiekosten Strom im Jahr 2012 und 2013



Quelle: APCS

Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken hat E-Control eine intensive Informationskampagne für potentielle Marktteilnehmer am österreichischen Regelenergiemarkt gestartet und weitere begleitende Maßnahmen, wie die Erhebung und ggf. Beseitigung möglicher Markteintrittsbarrieren, die Förderung einer verbraucherseitigen Beteiligung am Regelenergiemarkt, die Anpassung von Marktregeln in Abstimmung mit dem Regelzonenführer und Initiativen zu grenzüberschreitenden Verschränkungen des Regelenergiemarktes eingeleitet. So wird beispielsweise seit Mai 2013 gemeinsam mit dem slowenischen Übertragungsnetzbetreiber ELES eine „Imbalance-Netting-Cooperation“ (INC) durchgeführt, im Rahmen derer Erzeugungsüberschüsse oder -unterdeckungen in einer Regelzone zum Ausgleich der jeweils anderen Regelzone verwendet werden, um notwendige Sekundärregelenergieabrufe zu verringern. Diese Maßnahme führte bereits zu Kosteneinsparungen im einstelligen Millionenbereich. Es wird daher beabsichtigt diese Art der Kooperation auf weitere Nachbarländer auszudehnen. Die bereits eingeleiteten sowie in Planung befindlichen Maßnahmen sollten in den kommenden Jahren zu einer nachhaltigen Reduktion der Ausgleichsenergiekosten führen.





### 2.1.4.2. Versorgungsunterbrechungen<sup>6</sup>

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.

Entsprechend den Vorgaben der NetzdienstleistungsVO Strom (END-VO 2012), welche im Juli 2013 in Kraft getreten ist, änderte sich auch der Umfang der Erhebungen und Auswertung der Ausfall- und Störungsdaten:

- Netzbetreiber sind seit Juli 2013 verpflichtet, alle Ausfälle ab einer Dauer von einer Sekunde (statt bisher drei Minuten) zu erfassen und der Regierungsbehörde zu melden
- Die bisher verwendete Ausfallskategorie „Naturkatastrophen“ wurde durch die Kategorie „regional außergewöhnliches Ereignis“, welche in der END-VO genau definiert ist, ersetzt. Ausfälle dieser Art sind seitens der Netzbetreiber gesondert zu melden und zu begründen.

In einem weiteren Schritt haben alle Netzbetreiber ab 2015 die für das vorangegangene Kalenderjahr errechneten Zuverlässigkeitskennzahlen SAIDI und ASIDI an die Regulierungsbehörde übermitteln sowie auf ihrer eigenen Internetseite zu veröffentlichen. Wenn die SAIDI und ASIDI Kennzahlen (basierend auf einem gleitenden 3-Jahres-Durchschnitt), jährlich 170 bzw. 150 Minuten im Jahr nicht übersteigen, wird eine gute Versorgungssicherheit im jeweiligen Netz angenommen.

Die Auswertung der Daten für das Jahr 2013 ergibt, dass die kundengewichtete Nichtverfügbarkeit (SAIDI), errechnet auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen für Österreich einen Wert von xx,xx Minuten (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) ergibt. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die Gesamtzahl der Netzbenutzer. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich hier Werte von xx,xx Minuten und xx,xx Minuten.

In der Abbildung 7 ist der Verlauf der jährlichen ungeplanten kundenbezogenen Nichtverfügbarkeit der Jahre 2004 bis 2013 ersichtlich. Ausgewiesene Naturkatastrophen (regional außergewöhnlichen Ereignisse) wie die Hochwasser 2005 und 2011, die europaweite Störung im Höchstspannungsnetz am 4. November 2006, die Stürme „Kyrill“, „Paula“, „Emma“ und „Andrea“ in den Jahren 2007, 2008, 2009 und 2012, sowie die Überschwemmungen im Juni 2013 wurden bei der Berechnung gesondert berücksichtigt. Das Ergebnis der Bewertung der Versorgungs-

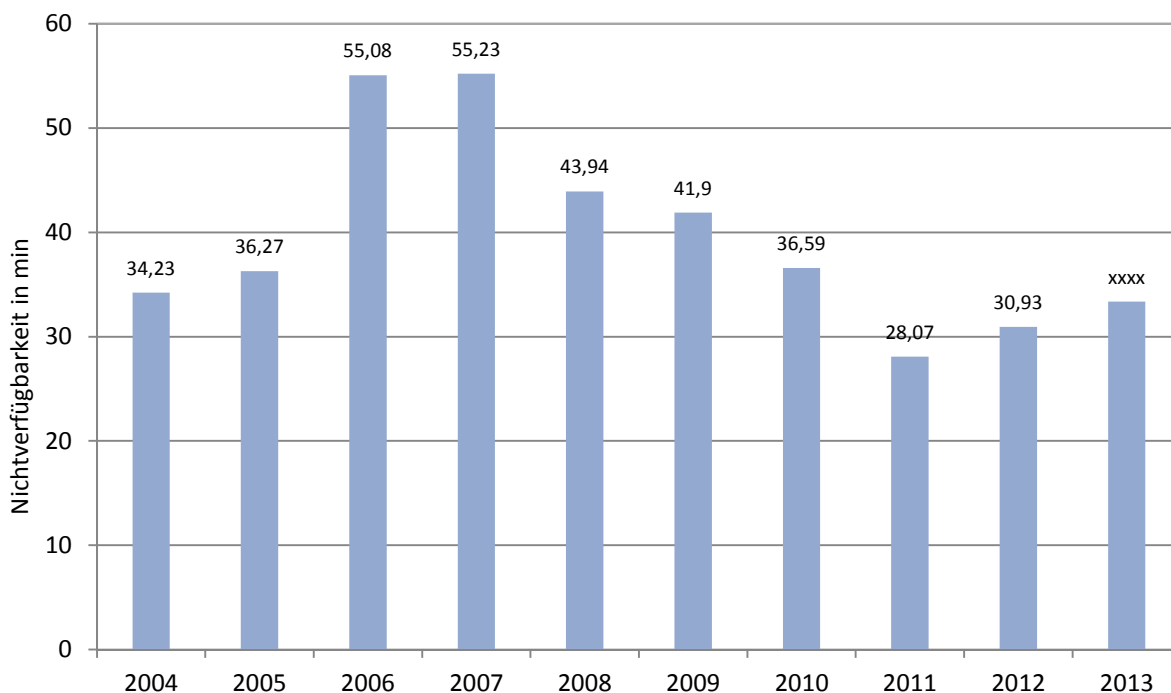
---

<sup>6</sup> Update folgt in der endgültigen Version; gelbe Werte Ende Juli 2014 noch nicht verfügbar



zuverlässigkeit für das Jahr 2013 zeigt, dass sich die Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung gegenüber den letzten Jahren kaum verändert hat.

Abbildung 7: Jährliche ungeplante (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) kundengewichtete Nichtverfügbarkeit (SAIDI) der Stromversorgung in Österreich

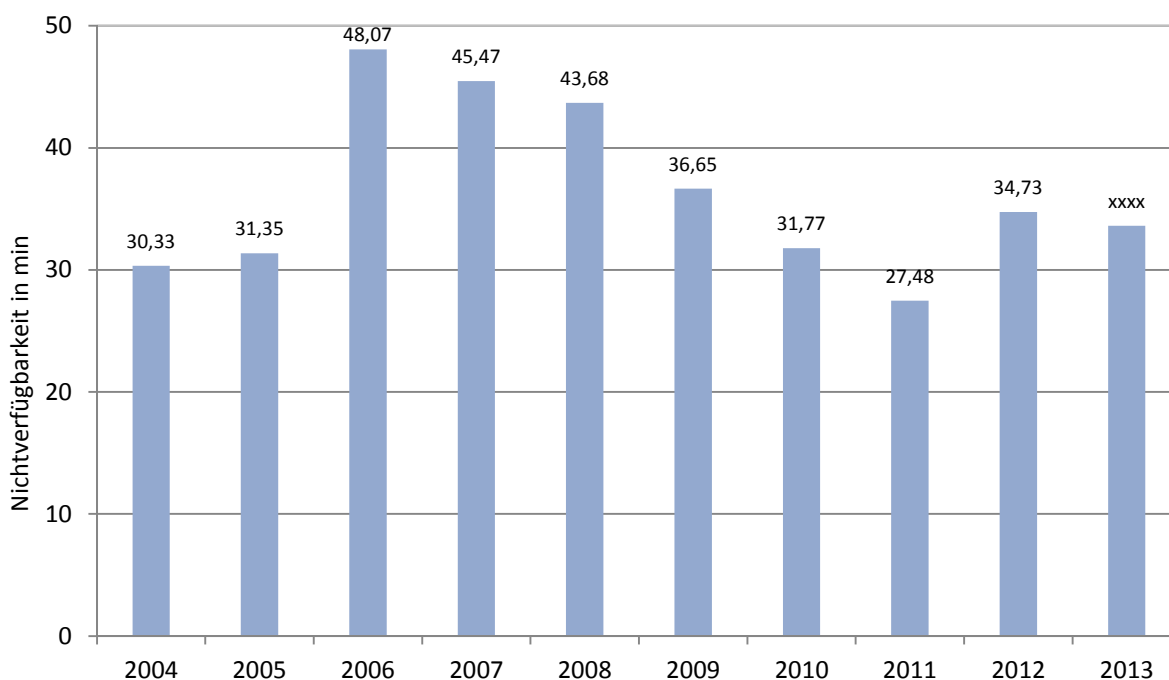


Quelle: E-Control

Der Wert für die leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit (ASIDI) auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) liegt für das Berichtsjahr 2013 für Österreich bei **xx,xx** Minuten. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die installierte Nennscheinleistung der Transformatoren. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich Werte von **xx,xx** Minuten und **xx,xx** Minuten.

In der Abbildung 8 ist der Verlauf der jährlichen ungeplanten leistungsbezogenen Nichtverfügbarkeit der Jahre 2004 bis 2013 ersichtlich. Auch hier wurden ausgewiesene regional außergewöhnliche Ereignisse bei der Berechnung nicht berücksichtigt. Ebenso zeigt das Ergebnis der Bewertung, dass sich die Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung gegenüber den letzten Jahren kaum verändert hat.

Abbildung 8: Jährliche ungeplante (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit (ASIDI) der Stromversorgung in Österreich



### 2.1.4.3. Technische Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber mit Drittstaaten

Die zentrale Lage des österreichischen Übertragungsnetzes im vermaschten europäischen Netz macht umfangreiche technische Zusammenarbeit zwischen Übertragungsnetzbetreibern erforderlich. Der Trend in Richtung erneuerbare Energieträger und die Marktintegration erhöhen die betrieblichen Herausforderungen und stellen neue Anforderungen an die Zusammenarbeit.

Durch die im dritten Binnenmarktpaket vorgesehenen Network Codes wird die technische Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber auf eine neue rechtliche Basis gehoben. Die technischen Network Codes zu den Themen Betriebssicherheit, Betriebsplanung und Fahrplanmanagement, Leistungs-Frequenzregelung, Anforderungen an Erzeugungsanlagen und Anschlüsse für Verbraucher wurden durch Zusammenarbeit aller Übertragungsnetzbetreiber - und mit teilweiser federführender Einbindung des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers Austrian Power Grid (APG) - unter der Koordination von ENTSO-E erarbeitet. Die Entwürfe dieser Network Codes werden derzeit von der Europäischen Kommission für die Beschlussfassung durch die Mitgliedsstaaten in der Komitologie vorbereitet. Sie werden die technische Zusammenarbeit stärker vereinheitlichen, formalisieren und damit zur Verbesserung der Versorgungssicherheit beitragen.

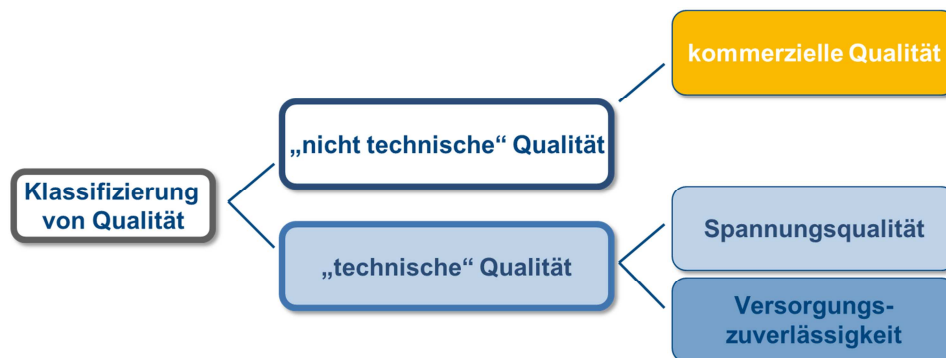
Auf operativer Ebene wurde die Zusammenarbeit der APG in der TSC Initiative mit einer großen Anzahl kontinentaleuropäischer Übertragungsnetzbetreiber (aus Dänemark, Niederlande, Deutschland, Schweiz, Kroatien, Slowenien, Ungarn, Tschechien, Polen) weiter verfolgt und intensiviert. Die Kooperation wurde durch ein gemeinsames, zentrales Büro zur Koordination der Betriebssicherheit und für stärkeren Datenaustausch in München deutlich verstärkt. Dabei wird eine gemeinsame IT Plattform zur Unterstützung der vortägigen und untertäglichen Betriebsplanung genutzt. Zur Behebung von Sicherheitsrisiken werden weiterhin koordiniert Multilaterale Remedial Actions eingesetzt. Die Übertragungsnetzbetreiber der TSC Initiative haben zur Kostentragung bei kostenverursachenden Maßnahmen ein Set möglicher Verteilungsschlüssel ausgearbeitet. Da wegen der Komplexität der Frage noch keine allgemein anerkannte Lösung erzielt werden konnte, wird daran weiter zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Regulatorien gearbeitet. Deshalb werden die Kosten von Maßnahmen bis auf weiteres in einer Verlängerung der Testphase jeweils von den anfordernden Übertragungsnetzbetreibern getragen.

#### 2.1.4.4. Qualitätsstandards

Die 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 trat.

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

Abbildung 9: Qualitätsstandards



Quelle: E-Control

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.

#### **2.1.4.5. Energielenkungskonzept**

Gemäß Energielenkungsgesetz 2012 (EnLG 2012) – idF des BGBl. I Nr. 41/2013 obliegen der Energie-Control Austria (E-Control) die Vorbereitung und Koordinierung der wesentlichen im Rahmen der Energielenkung notwendigen Aktivitäten sowohl im Elektrizitäts- wie auch im Erdgasbereich. Die dafür erforderlichen Daten werden auf Basis der Energielenkungsdaten-Verordnungen erhoben.

Durch die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und die bereits mehrfache Novellierung des Energielenkungsgesetz 1982, machte eine Neuerlassung des Energielenkungsgesetzes notwendig. Neben einer Reihe sprachlicher und legislatischer Bereinigungen wurde auch dem Umstand, dass die Energiebereiche Elektrizität, Erdgas und Fernwärme eng verwoben sind und eine Verknappung in einem Bereich Auswirkungen auf die jeweils anderen Energiebereiche haben kann, insofern Rechnung getragen, dass die Zuständigkeit von E-Control bezüglich Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Elektrizitäts- und Erdgasversorgung auch auf wesentliche Bereiche der Fernwärmeversorgung ausgeweitet wurde.

Aus dem Gesetz ergeben sich demnach drei Aufträge:



- Lenkungsmaßnahmen vorbereiten,
- im Anlassfall Lenkungsmaßnahmen durchführen und
- dann die Überprüfung der Lenkungsmaßnahmen

Um diese Aufträge umsetzen zu können, bedarf es der Erhebung von Daten, die

- nach Möglichkeit das Eintreten einer krisenhaften Situation erkennen lassen,
- den Ist- und Sollzustand der Versorgung beschreiben,
- im Anlassfall eine Entscheidungsgrundlage für zu treffende Maßnahmen bilden sowie
- die Überprüfung sowohl der Effizienz der ergriffenen Maßnahmen wie auch ihrer Einhaltung erlauben.

Weiters werden regelmäßig Übungen der Datenübermittlung im Engpassfall in Kooperation mit den Marktteilnehmern und den Behörden durchgeführt. Dabei werden die Abläufe zwischen den Bundes-, Landes- und Bezirksbehörden insbesondere im Zusammenhang mit generellen Einschränkungen im Rahmen des Landesverbrauchs sowie im Falle konkreter Kontingenzierungsmaßnahmen für einzelne Industriestandorte getestet. Die bei diesen Übungen gemachten Erfahrungen werden diskutiert und sollen eine Ausgangsbasis für weitergehende Aktivitäten bilden.

### **2.1.5. Grenzüberschreitende Kapazitäten und Engpassmanagement**

Die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2009/ 72/EG sieht in Art. 37 Genehmigungen durch nationale Regulierungsbehörden für den Zugang zu grenzüberschreitenden Infrastrukturen vor. Im Zuge der Umsetzung des Binnenmarktpaketes wurde diese Anforderung im § 23 Abs. 2 EIWOG 2010 aufgenommen. Die Regelzonenführer legen diese Auktionsregeln der E-Control Austria zur Genehmigung vor. Diese formale Genehmigung wurde im Jahr 2012 auf Antrag erstmalig erteilt. Im Jahr 2013 wurden die Regeln wiederum für weiter entwickelte Regeln für die Regionen Central-Eastern Europe (Grenzen zu Tschechien, Ungarn, Slowenien) und Central-Southern Europe (Grenzen zu Italien und Schweiz) bescheidmäßig genehmigt. In den neu gefassten Regeln wurden z.B. die Bestimmungen für Rechnungslegung, Kapazitätskürzungen im Falle von kritischen Netzsituationen und Sekundärhandel von vergebenen Rechten verbessert. Zusätzlich wurden für die grenzüberschreitenden Kapazitäten zur Schweiz 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.

In der Region Central-Eastern Europe wurden die Entwicklungsarbeiten in Richtung des Engpassmanagement-Zielmodells lastflussbasiertes Market Coupling organisatorisch neu und wirkungsvoller strukturiert. Mit der Erarbeitung und Unter-



zeichnung eines „Memorandum of Understanding“ durch die TSOs, Strombörsen und Regulierungsbehörden der Region sowie der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energie-Regulierungsbehörden ACER konnte unter Koordination der E-Control ein Verständnis über die weitere Zielsetzung des Projekts erreicht werden. Derzeit werden ein konkreter Zeitplan sowie inhaltliche Eckpunkte des Projekts abgestimmt. Eine Umsetzung kann nach einer Testphase voraussichtlich im Jahr 2016 erfolgen. Einen besonderen Schwerpunkt erfordert dabei die Koordination mit der Region Central Western Europe (CWE). Dort wird Österreich durch die zentrale Position in Europa zunehmend eingebunden. Für die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung der CWE-Region sollen Daten des österreichischen Netzes zunehmend direkt übermittelt und in den Berechnungen verwendet werden. Der operative Start für die lastflussbasierte Berechnung in CWE ist mit Ende 2014 geplant.

Durch die gemeinsame Preiszone mit Deutschland ist der österreichische Markt auch in das wachsende Market Coupling der Region North-West Europe (besteht aus CWE, UK und Skandinavien) eingebunden. Damit entwickelt sich ein geographischer Kern für koordinierte Day-Ahead Märkte, in dem der gleiche Preisermittlungsalgorithmus und die gleichen Handelsregeln gelten. Durch die Anbindung weiterer Märkte soll sich die Marktintegration sukzessive auf ganz Europa ausdehnen.

In der Region Central-South wurden Kapazitätsvergaben nach harmonisierten Regeln mit den Regeln der Region Central West über das Auktionsbüro CASC-CWE weitergeführt. Das Market Coupling Projekt wurde innerhalb der aufgebauten Projektstrukturen konkretisiert. Die involvierten Regulierungsbehörden unterstützen das vorgelegte Konzept von Börsen und TSOs und begleiten die Umsetzung. Ein Start ist nach aktuellem Stand frühestens Anfang 2015 zu erwarten.

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

Die E-Control Austria hat die 10-Jahres-Netzentwicklungspläne der österreichischen Übertragungsnetzbetreiber gem. § 38 ElWOG bescheidmäßig zu genehmigen. Die Pläne sind jährlich zu erstellen, öffentlich zu konsultieren und zur Genehmigung einzureichen. Im Rahmen der Genehmigung wird auch die Kohärenz mit dem jeweils aktuellen europäischen TYNDP (10-Jahres- Netzentwicklungsplan) geprüft. Verstärktes Augenmerk wird seit Inkrafttreten der VO 347/2013 der europäischen Union auf Projekte gelegt, die auf die Liste der Projekte im gemeinsamen Interesse aufgenommen wurden oder eine Aufnahme anstreben.

Dem vorgesehenen Prozedere weiter folgend, werden die von Austrian Power Grid (APG) und Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN) eingereichten Netzentwicklungspläne durch die E-Control Austria mit Interessensvertretungen konsultiert und unter den Kriterien Wirtschaftlichkeit und technischen Notwendigkeit einer Prüfung unterzogen.



### **2.1.7. Grenzüberschreitende Zusammenarbeit mit anderen NRAs oder Behörden**

Die Zusammenarbeit zwischen Regulatoren und Behörden deckt diverse Ebenen von bilateral über regional bis zu gesamteuropäisch ab. Bilaterale Kontakte mit benachbarten Regulierungsbehörden hatten z.B. das Ziel Kooperationen bei Regelenergie oder Redispatchregelungen zu vertiefen sowie die Umsetzung der kommenden Network Codes vorzubereiten. Für den Regelenergieaustausch konnten operative Umsetzungen mit Slowenien, der Schweiz und auch Deutschland erreicht werden. Dadurch sind spürbare Einsparungen zu verzeichnen. Die regionalen Initiativen bleiben eine Plattform für die regionale Zusammenarbeit, entwickeln sich jedoch weiterhin auch zunehmend zu regionenübergreifenden Kooperationen. Beispiele dafür sind das NWE Day-Ahead Market Coupling und das NWE+ Intra-Day Projekt. Dabei ist Österreich an der Entwicklung einer Intra-Day Plattform beteiligt, die EU-weit Preisbildung und Vergabe der Netzkapazitäten abwickelt.

## **2.2. Entwicklung des Wettbewerbs**

### **2.2.1. Aufbringung und Verwendung von Elektrizität**

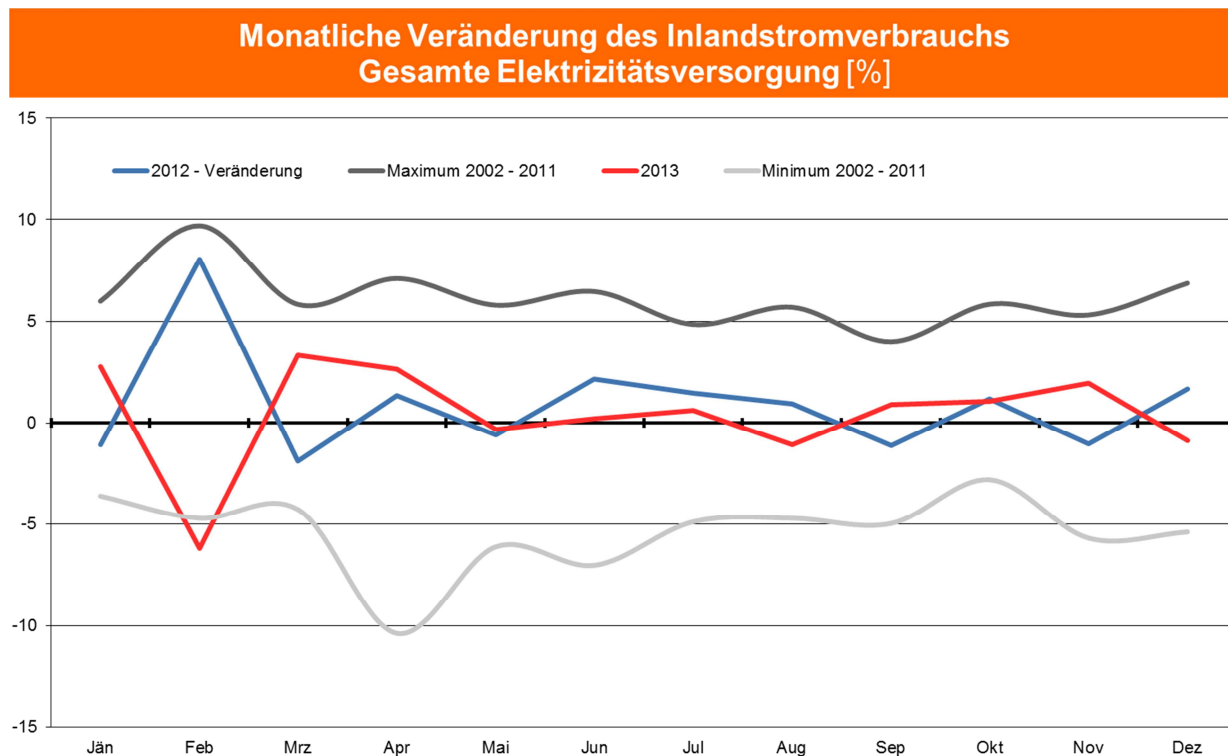
#### **2.2.1.1. Stromverbrauch**

Im Inland wurden 2013 insgesamt 69,5 TWh elektrischer Energie verbraucht, was einem Verbrauchszuwachs um 0,3 TWh bzw. um 0,4 % entspricht. Im öffentlichen Netz wurden im Inland mit 61,5 TWh um 1,1 TWh oder 1,8 % mehr abgegeben, als im Vorjahr. Die unterschiedliche Verbrauchsentwicklung in beiden Versorgungsbereichen dürfte auf konjunkturelle Einflüsse, die sich vorwiegend bei der Eigenstromerzeugung der (großen) Industrieunternehmen niedergeschlagen haben, zurück zu führen sein.

Saisonal betrachtet waren die höchsten Veränderungen in den Wintermonaten zu verzeichnen, wobei sich hier der Einfluss der Temperatur sehr stark niederschlägt: so waren im Jänner, März und November die Zuwachsraten zwischen 1,9 % und 2,8 % ebenso auf diesen Einfluss zurück zu führen wie ein Großteil des Verbrauchsrückgangs im Februar sowie jener im Dezember.



Abbildung 10: Monatliche Veränderung des Inlandstromverbrauchs



Quelle: E-Control

### 2.2.1.2. Stromerzeugung

Das Kalenderjahr 2013 war durch einen Rückgang der inländischen Stromerzeugung geprägt. Diese ging von 72,4 TWh um 6,1 % bzw. 4,4 TWh auf 68,0 TWh zurück. Insgesamt erzeugten die Wasserkraftwerke mit 45,7 TWh um 1,9 TWh weniger, wobei der Rückgang bei den Lauf- und den Speicherkraftwerken nahezu gleich hoch ist. Die Erzeugung der Wärmekraftwerke ging um 3,3 TWh auf 18,8 TWh zurück. Hier betraf der Rückgang fast ausschließlich Erdgas, das mit einer Erzeugung von 6,6 TWh um 3,0 TWh oder nahezu ein Drittel weniger beitrug als im Vorjahr. Alleine die Erneuerbaren verzeichneten 2013 einen Anstieg der Erzeugung. So wurden von Windanlagen insgesamt knapp 3,2 TWh erzeugt, was einem Zuwachs um 28 % entspricht und von Photovoltaikanlagen 0,3 TWh oder um über 100 % mehr. Der Beitrag der biogenen Brennstoffe an der Stromerzeugung war mit 3,2 TWh etwa gleich hoch wie im Vorjahr.

Tabelle 3 zeigt die Jahrerzeugung 2013 untergliedert nach Erzeugungskomponenten.

Tabelle 3: Jahreserzeugung 2013

Jahreserzeugung									
Erzeugungskomponente				2012	2013	Veränderung			
				GWh	GWh	GWh	%		
Wasser- kraftwerke	Lauf- kraftwerke	über 10 MW	▼ (1)	26.360	25.409	-951	-3,6%		
		bis 10 MW	▼ (1)	5.116	5.140	24	0,5%		
	Speicher- kraftwerke	über 10 MW	▼ (1)	15.569	14.610	-959	-6,2%		
		bis 10 MW	▼ (1)	525	539	14	2,6%		
	<b>Summe Wasserkraftwerke</b>				<b>47.570</b>	<b>45.698</b>	<b>-1.872</b>	<b>-3,9%</b>	
Wärme- kraftwerke	Fossile Brennstoffe und Derivate	Steinkohle		4.400	4.203	-197	-4,5%		
		Braunkohle		0	0	0	-		
		Derivate	▼ (2)	1.834	1.894	60	3,3%		
		Erdölderivate	▼ (3)	741	692	-49	-6,6%		
		Erdgas		9.651	6.621	-3.030	-31,4%		
		Summe		16.626	13.410	-3.216	-19,3%		
	Biogene Brenn- stoffe	fest	▼ (4)	2.615	2.605	-11	-0,4%		
		flüssig	▼ (4)	0	0	0	-35,4%		
		gasförmig	▼ (4)	589	583	-6	-1,0%		
		Klär- und Deponiegas	▼ (4)	49	48	-2	-3,7%		
		Summe	▼ (4)	3.254	3.236	-19	-0,6%		
	Sonstige Biogene				▼ (5)	1.395	1.394	-1	-0,1%
	Sonstige Brennstoffe					789	737	-52	-6,5%
	<b>Summe Wärmekraftwerke</b>				<b>22.064</b>	<b>18.777</b>	<b>-3.287</b>	<b>-14,9%</b>	
(davon in KWK-Anlagen)					18.230	15.019	-(3.212)	-(17,6%)	
Erneu- erbare	Wind	▼ (6)	2.461	3.150	690	28,0%			
	Photovoltaik	▼ (6)	124	295	171	137,5%			
	Geothermie	▼ (6)	1	0	0	-54,9%			
	<b>Summe Erneuerbare</b>	▼ (6)	<b>2.586</b>	<b>3.446</b>	<b>860</b>	<b>33,3%</b>			
Sonstige Erzeugung				▼ (7)	184	94			
<b>Gesamterzeugung</b>				<b>72.403</b>	<b>68.015</b>	<b>-4.388</b>	<b>-6,1%</b>		

Quelle: E-Control

Strukturell haben sich bei den Erzeugungskomponenten im Wesentlichen Verschiebungen zwischen den fossilen Brennstoffen und den erneuerbaren (Wind und Photovoltaik) ergeben, wobei erstere 3 %-Punkte verloren und nunmehr einen Anteil von knapp 20 % haben und zweitere ihren Anteil um 1,5 %-Punkte auf nunmehr 5,1 % steigerten. Trotz des vergleichsweise hohen Rückgangs der Wasserkrafterzeugung hat sie ihren Anteil an der Gesamterzeugung behalten und sogar ausweiten können (+1,5 %-Punkte auf nunmehr 67,2 %).

Die Stromerzeugung der Wasserkraftwerke war wesentlich durch das im zweiten Halbjahr vor allem im Vergleich zum Vorjahr schlechteren Wasserdargebots geprägt: die Erzeugung ging in den zweiten sechs Monaten um 2,6 TWh zurück, während im ersten Halbjahr ein Erzeugungsanstieg um 0,6 TWh zu verzeichnen



war. Die Erzeugung der Wärmekraftwerke war in nahezu allen Monaten rückgängig, wobei das vierte Quartal mit 1,7 TWh bzw. 26,3 % besonders stark zu Buche schlägt. Die Erzeugung der Windkraftwerke über das Jahr gesehen unterschiedlich, wobei im zweiten Halbjahr durchwegs höhere Erzeugungswerte gemessen wurden, als im Vorjahr.

## Ökostrom

In Tabelle 4 ist die Entwicklung der unterstützten Ökostrommengen dargestellt. Im Jahr 2013 konnte, verglichen mit dem Jahr 2012, eine Steigerung von mehr als 15% erzielt werden. Die größten mengenmäßigen Zuwächse konnten erneut 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, welcher sich in Summe aufgrund der Mengensteigerung im Bereich der festen Biomasse ergibt.

Tabelle 4: Entwicklung der unterstützten Ökostrommenge

Unterstützte Ökostrommengen [in GWh]												
Energieträger	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Windkraft	203	366	924	1.328	1.738	2.019	1.988	1.915	2.019	1.883	2.386	2.970
Biomasse fest	95	99	313	553	1.086	1.631	1.900	1.958	1.987	1.969	1.983	2.013
Biogas	20	42	102	220	358	440	503	525	539	520	554	544
Biomasse flüssig	3	2	18	33	54	71	36	39	30	12	0	0
Photovoltaik	3	11	12	13	13	15	17	21	26	39	101	215
Anderer unterstützter Ökostrom	88	78	76	65	55	54	52	46	45	41	32	26
<b>Summe "Sonstiger" Ökostrom</b>	<b>412</b>	<b>598</b>	<b>1.445</b>	<b>2.212</b>	<b>3.304</b>	<b>4.230</b>	<b>4.496</b>	<b>4.503</b>	<b>4.647</b>	<b>4.464</b>	<b>5.057</b>	<b>5.769</b>
Kleinwasserkraft	4.243	3.386	3.995	3.561	1.806	1.527	945	644	1.258	988	1.095	1.371
<b>Summe unterstützter Ökostrom</b>	<b>4.655</b>	<b>3.984</b>	<b>5.440</b>	<b>5.773</b>	<b>5.110</b>	<b>5.757</b>	<b>5.441</b>	<b>5.147</b>	<b>5.905</b>	<b>5.452</b>	<b>6.152</b>	<b>7.140</b>

Quelle: E-Control

Die Entwicklung der Engpassleistung jener Anlagen, die im Vertragsverhältnis mit der OeMAG stehen, ist in Tabelle 5 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 nach einer Verdreifachung von 2011 auf 2012 auf 2013 nochmals beinahe verdoppelt werden. Bei den übrigen Technologien kam es nur zu kleineren Veränderungen. Es kamen zwei Biogasanlagen mit einer kumulierten Leistung von 1,3 MW hinzu (siehe Tabelle 6). Im Gegensatz dazu reduzierte sich die Leistung im Bereich der flüssigen Biomasse um 3,7 MW.

**Tabelle 5: Entwicklung der Engpassleistung**

Entwicklung der Engpassleistung [in MW] jener Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit Öko-BGV (bzw OeMAG) zum angegebenen Stichtag											
Energieträger	Vertragsverhältnis mit Öko-BGVs zum Jahresende (Stand 31.12.)			Vertragsverhältnis mit OeMAG <sup>1)</sup> zum Jahresende (Stand 31.12.)							
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Biogas	15,0	28,4	50,7	62,5	74,9	76,2	77,0	79,2	79,8	81,2	82,5
Biomasse fest	41,1	87,5	125,9	257,9	309,1	311,7	313,4	324,9	325,4	319,8	321,5
Biomasse flüssig	2,0	6,8	12,4	14,7	16,5	14,5	9,6	9,4	9,4	8,7	5,0
Deponie- und Klärgas	22,7	20,3	21,2	13,7	21,4	21,2	21,1	21,2	16,0	16,6	15,8
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	323,9
Windkraft	395,6	594,6	816,9	953,5	972,0	960,9	984,1	988,2	1.055,8	1.306,8	1.555,4
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	2.305,0
Kleinwasserkraft bis 10 MW (unterstützt) <sup>2)</sup>	858,1	851,5	709,7	320,9	380,2	124,7	200,9	303,8	242,2	276,0	342,3
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	2.647,3

<sup>1)</sup> Ökostromanlagen mit Vertragsverhältnis mit OeMAG, die bereits in Betrieb sind

<sup>2)</sup> 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 April 2014]

Betrachtet man die Anzahl der Anlagen die einen gesetzlich garantierten Einspeisetarif erhalten (siehe Tabelle 6), so ist auch hier die Steigerung im Bereich der Photovoltaik und der Windkraft deutlich erkennbar. Insgesamt wurden 4.970 zusätzliche Anlagen unter Vertrag genommen. Den Großteil davon haben erneut Photovoltaikanlagen mit 97% ausgemacht.

**Tabelle 6: Entwicklung der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG**

Entwicklung der Anzahl jener Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit Öko-BGV (bzw OeMAG) zum angegebenen Stichtag											
Energieträger	Vertragsverhältnis mit Öko-BGVs zum Jahresende (Stand 31.12.)			Vertragsverhältnis mit OeMAG <sup>1)</sup> zum Jahresende (Stand 31.12.)							
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Biogas	119	159	231	253	294	293	291	289	288	291	293
Biomasse fest	27	39	68	93	115	113	118	120	121	127	129
Biomasse flüssig	21	34	49	45	51	47	46	46	45	41	32
Deponie- und Klärgas	43	42	46	38	45	45	43	45	44	46	44
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	15.886
Windkraft	97	116	133*	127	139	134	136	138	147	234	295
Summe "Sonstiger" Ökostrom	2.102	2.244	2.371	2.623	3.161	3.746	4.786	5.668	6.900	11.797	16.681
Kleinwasserkraft bis 10 MW (unterstützt) <sup>2)</sup>	2.044	2.063	2.195	1.900	2.023	1.305	1.488	1.697	1.658	1.715	1.801
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	18.482

<sup>1)</sup> Wert aus HKN-DB; einspeisende Anlagen in Öko-BGV im Dez. 2005

<sup>1)</sup> Ökostromanlagen mit Vertragsverhältnis mit OeMAG, die bereits in Betrieb sind

<sup>2)</sup> 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 April 2014]

### 2.2.1.3. Importe und Exporte

2013 wurden insgesamt 7,3 TWh netto importiert, was nahezu eine Verdreifachung gegenüber dem Vorjahr (2,8 TWh) bedeutet. Dabei wurden mit 25,0 TWh um 1,7 TWh mehr importiert und mit 17,7 TWh um 2,8 TWh weniger exportiert als im Vorjahr.

Das höchste Austauschvolumen (Importe plus Exporte) besteht mit 17,6 TWh zu Deutschland, gefolgt von der Tschechischen Republik mit 10,6 TWh sowie der Schweiz mit 7,2 TWh. Netto-Importe kommen aus der Tschechischen Republik mit 10,4 TWh und Deutschland mit 7,1 TWh, gegenüber allen anderen Nachbarstaaten exportiert Österreich netto, etwa zur Schweiz 6,7 TWh, nach Italien 1,5 TWh oder nach Slowenien 1,4 TWh.

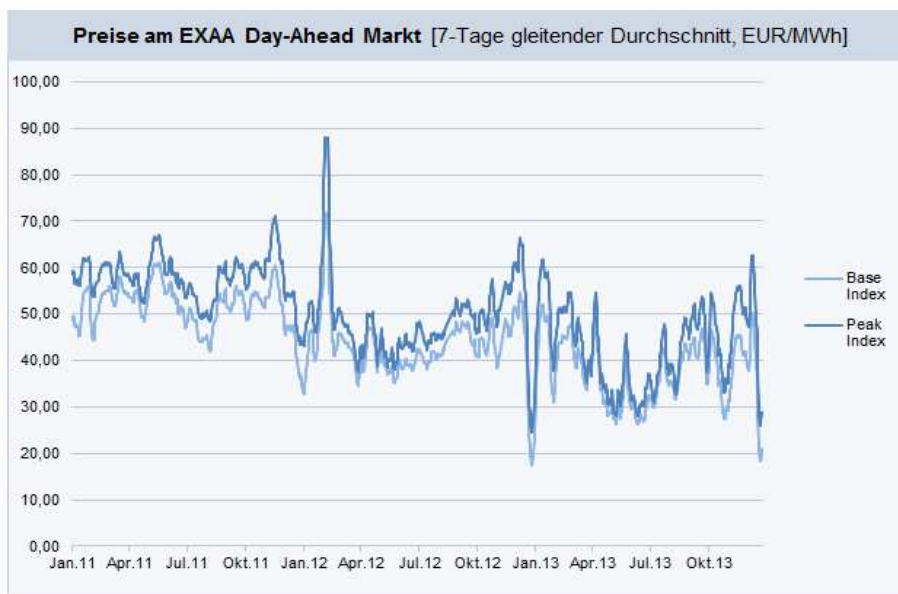
## 2.2.2. Wettbewerb am Großhandelsmarkt

### 2.2.2.1. Ergebnisse des Monitoring

Im Day-Ahead Markt für die Lieferzone Deutschland/Österreich findet der börsliche Handel sowohl an der EXAA wie auch an der europäischen Strombörse EPEX Spot statt. Im Jahr 2013 wurden an der österreichischen EXAA 7,8 TWh Graustrom gehandelt, an der EPEX 245,6 TWh für die Handelszone DE-AT bei einem Gesamt Day-Ahead Handelsvolumen von 346 TWh. An der EXAA wurde 2013 in kleinerem Umfang ebenfalls ein Grünstrom-Produkt gehandelt, wobei hier wie zu erwarten Aufschläge gegenüber dem Standardprodukt zu beobachten waren.

Da die Preisunterschiede an der EXAA und EPEX lediglich durch unterschiedliche Preislimits und Auktionszeiten bedingt sind, wiesen die Durchschnittswerte für „Base“ mit 37,43 EUR/MWh an der EXAA und 37,87 EUR/MWh an der EPEX kaum einen merklichen Unterschied aus. Dies war in beiden Fällen ein Rückgang von rund 6 EUR/MWh gegenüber dem Vorjahr. Die Peakstunden bewegten sich 2013 im Mittel bei rund 42 EUR/MWh. Im Vergleich zu den benachbarten Marktgebieten war dies relativ günstig, die Vergleichswerte lagen für Grundlast in Frankreich bei 43,24 EUR/MWh und in der Schweiz bei 44,73 EUR/MWh. Abbildung 11 zeigt dabei die Preisentwicklung im Zeitablauf, wobei vor allem in den Sommermonaten ein deutlicher Preisrückgang zu beobachten ist. Hauptgründe für die entspannte preisliche Situation waren die Rekord-Einspeisung der günstigen Braunkohle und der Verbrauchsrückgang von rund 1,8% in Deutschland. Auch die Preise für Emissionzertifikate lagen im Jahr 2013 durchwegs auf äußerst niedrigem Niveau.

Abbildung 11: Preise am EXAA Day-Ahead-Markt



Quelle: EXAA

Quelle: EXAA

Deutlich geringer fiel das Volumen im Intraday-Markt aus, hier belief sich der Fließhandel für die Lieferzonen AT/DE auf 19,7 TWh, allerdings war der Zuwachs gegenüber dem Vorjahr mit über 28 Prozent beträchtlich. Die Ursache dafür lag in der weiteren Zunahme der Einspeisung von fluktuierenden Erneuerbaren und der Notwendigkeit des kurzfristigeren Ausgleichs des Portfolios. Aus diesem Grund beschäftigt sich eine tiefergehende Analyse in Kapitel 2.2.3 mit den Wirkungsmechanismen im kurzfristigen Stromhandel.

Am Terminmarkt der EEX konnten die Handelsvolumina ebenfalls gesteigert werden, bei den Stromkontrakten lag die Menge bei über 1.263,9 TWh. Auch hier la-

gen die Preise niedriger als im Vorjahr, für den Grundlast-Jahreskontrakt gab es einen Preisrückgang von rund 20 Prozent. Ähnlich wie im Spotmarkt setzte sich hier die Erwartung durch, dass durch die vermehrte Verstromung aus Kohle und niedrige CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise die bearische Stimmung im Frontjahr überwiegen werde. Ebenso zeigt Abbildung 12, vor allem ab dem Frühjahr, den Trend zur „Backwardation“, d.h. dass das Lieferjahr 2015 niedriger gehandelt wurde als das Lieferjahr 2014.

Abbildung 12: Preise am EEX Base Terminmarkt



Quelle: EEX

Quelle: EEX

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 sowie Volumina und Preise lediglich über kostenpflichtige Preisreporter verfügbar.

### 2.2.2.1.1. Marktkonzentration und Liquidität

Die Marktkonzentration und Liquidität am Großhandelsmarkt sind wichtige Maßstäbe für den funktionierenden Wettbewerb. Die ersten weitreichenden Untersuchungen im Strombereich gab es im Rahmen der Sektorenuntersuchung der EU Kommission (SEC(2006)1724), wobei festgestellt wurde, dass in den meisten Marktgebieten die Wettbewerbstiefe im Großhandelsbereich nicht ausreichend





ausgeprägt ist. Seitdem wurden unterschiedliche rechtliche Schritte wie das sogenannte 3. Paket sowie marktwirtschaftliche und regulatorische Maßnahmen gesetzt um den Wettbewerb im Großhandelsmarkt zu beleben. In diesem Zusammenhang ist die Liquidität und Konzentration der kurzfristigen Stromhandelsmärkte, insbesondere dem Intraday-Handel und den Regelreserveauktionen, von besonderer Relevanz, da diese durch den starken Zuwachs an volatiler Erzeugung zunehmend an Bedeutung gewinnen.

Bestimmt wird die Marktkonzentration in der Regel mit Hilfe unterschiedlicher Kennzahlen wie der Marktkonzentrationsrate (CR), dem Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) oder auch spezifischeren Indizes wie dem Pivotal Supplier Index (PSI) und dem Residual Supply Index (RSI). Die unterschiedlichen Berechnungsmethoden können in einzelnen Fällen zu unterschiedlichen Ergebnissen führen, da sie zum Teil divergierende methodische Ansätze verfolgen und zum Teil unterschiedliche Anforderungen an Datenumfang und -qualität stellen. Jedoch ist davon auszugehen, dass ein Markt welcher bei der Betrachtung mit verschiedenen Methoden konzentriert erscheint jedenfalls als solcher betrachtet werden muss.<sup>7</sup>

Unabhängig von der Berechnungsmethode muss vor der Bestimmung der Indikatoren die sachliche und geographische Marktabgrenzung erfolgen, da diese das Ergebnis maßgeblich beeinflussen kann. Würde die Marktabgrenzung hinreichend unspezifisch gewählt werden, z.B. Energiemärkte in Europa, so wäre aufgrund der hohen Anzahl an Marktteilnehmern die Konzentration gering und keine aussagekräftigen Rückschlüsse über Marktmacht und Wettbewerb möglich. In der letzten Untersuchung des deutschen Bundeskartellamts<sup>8</sup> zum deutsch-österreichischen Stromerzeugungs- und Großhandelsmarkt zielt die Betrachtung auf Erzeugungseinheiten ab, da die Marktabgrenzung auf Basis des Erstabsatzes basiert. Die Begründung erfolgt basiert auf der Tatsache, dass Elektrizität nur bedingt gespeichert werden kann:

„Dies gebietet im Zusammenhang mit der Abgrenzung der Elektrizitätsmärkte eine Herausnahme reiner Handelsgeschäfte. Die auf der Erzeugungsebene produzierte Elektrizität muss zwecks Erhaltung der Netzstabilität zu jedem Zeitpunkt – abgesehen von systembedingten Verlusten – identisch mit den auf der Endkundenstufe in der Summe nachgefragten Elektrizitätsmengen sein. Die Möglichkeiten zur Speicherung elektrischer Energie, etwa über Pumpspeicherkraftwerke, sind derzeit sehr begrenzt. Die Steuerung der an Letztverbraucher gelieferten Elektrizitäts-

---

<sup>7</sup> Eine Übersicht über die für Strom-Großhandelsmärkte relevanten Indikatoren findet sich unter anderem in Teil 1 der London Economics/Global Energy Decisions Studie zur Sektorenuntersuchung: [http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/electricity\\_final\\_part1.pdf](http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/electricity_final_part1.pdf)

<sup>8</sup> Bundeskartellamt - Sektoruntersuchung Stromerzeugung und Großhandel (2011) ab S. 87: [http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Stromerzeugung%20Stromgrosshandel%20-%20Abschlussbericht.pdf;jsessionid=4F01DF437B9FEDDB6F4435F543A7ABBB.1\\_cid387?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Stromerzeugung%20Stromgrosshandel%20-%20Abschlussbericht.pdf;jsessionid=4F01DF437B9FEDDB6F4435F543A7ABBB.1_cid387?__blob=publicationFile&v=3)





menge erfolgt deshalb im Wesentlichen über die entsprechende Steuerung der Erzeugungsmenge durch Zu- und Abschalten von Kraftwerken auf der Erzeugungsstufe. Der Markt für den Erstabatz von Elektrizität spiegelt somit die tatsächlich aktiven Wettbewerbskräfte auf der Erzeugerstufe wieder.“ (Seite 70)

Bei der geographischen Marktabgrenzung geht das Bundeskartellamt davon aus, dass die Anforderungen an einen deutsch-österreichischen Markt erfüllt sind. Die Untersuchung kommt in weiterer Folge zu dem Ergebnis, dass der Erstabatzmarkt im untersuchten Beobachtungszeitraum hochkonzentriert war, und alle vier großen deutschen Erzeuger (EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall) auf Basis des RSI und PSI in einer signifikanten Anzahl von Stunden unverzichtbare Anbieter waren.

Während sich die Marktkonzentration definitionsgemäß auf ein sachlich und geographisch abgegrenztes Marktgebiet bezieht, werden Konzentrationskennzahlen auch dazu verwendet, um die Liquidität oder Konzentration in einem (Teil)markt oder an einem bestimmten Handelsplatz zu bestimmen. Da die Handelsaktivitäten im Real-Time oder Close-To-Real Time Segment mit zunehmender Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energieträger eine immer zentralere Rolle einnehmen, wird nachfolgend die Liquidität bzw. Konzentration in diesen Märkten näher betrachtet. Dabei wird der Analyse keine umfassende oder abschließende Marktabgrenzung, welche für die Bestimmung von Marktmacht oder Marktbeherrschung notwendig wäre, vorangestellt. Die Ergebnisse zur Konzentration sollen daher lediglich einen groben Überblick und erste Indikation über die Liquidität und Wettbewerbstiefe der einzelnen Teilmärkte Day-Ahead, Intraday und Regelreserve, liefern. Aufgrund der mangelnden Datenverfügbarkeit für den OTC-Handel beschränkt sich die Betrachtung des Day-Ahead und Intraday-Marktes auf den börslichen Handel.

### **Day-Ahead Markt**

Für den Day-Ahead Handel in Österreich sind vor allem die beiden Börsen EPEX Spot und EXAA von Bedeutung. Die Liquidität und Handelskonzentration an der EPEX Spot wurde bereits im Rahmen mehrerer Untersuchungen und Studien betrachtet. So analysieren beispielsweise die BNetzA und das Bundeskartellamt<sup>9</sup> in ihrem jährlichen Monitoring Bericht die Handelskonzentration über das gesamte Day-Ahead Volumen. Bei den Anteilen der fünf umsatzstärksten Unternehmen am Gesamtumsatz, also dem CR(5)-Index, wurde für das Jahr 2012 ein Anteil von 39 Prozent auf der Kaufseite und 49 Prozent auf der Verkaufsseite errechnet. Bei der Aggregation über die Verkaufs- und Kaufseite ergibt sich ein CR(5)-Index von 42 Prozent. Obwohl die Konzentration nach Kaufvolumen seit dem Jahr 2009 steigt, während diese auf der Verkaufsseite rückläufig ist, bestand im Jahr 2012 weiterhin auf der Verkaufsseite eine höhere Konzentration. Dies ist möglicherweise wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben, auf eine zumindest moderate Marktkonzentration in der Stromerzeugung zurückzuführen.

---

<sup>9</sup> Siehe Monitoring Bericht (2013) Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, S. 119 [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217\\_Monitoringbericht2013.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=14](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=14)



Im Rahmen der Marktstatistik<sup>10</sup> der E-Control sowie der EXAA Market Analysis<sup>11</sup> werden die Konzentrationskennzahlen CR und HHI für die österreichische Strombörse EXAA, getrennt nach Kauf und Verkauf, monatlich ausgewiesen. Aus Tabelle 7 ist ersichtlich, dass die Konzentration auf Basis des CR(5) zwar in einigen Monaten über dem Jahresdurchschnittswert der EPEX Spot liegt, beide Handelsplätze jedoch ein ähnliches Konzentrationsniveau aufweisen. Der HHI variiert über das Jahr gesehen zwischen einem Wert von knapp 400 und 1.000, liegt jedoch generell unter der Schwelle von 1.000, bei welcher von einem mäßig konzentrierten Markt auszugehen ist. Des Weiteren zeigt sich in der Analyse auch, dass die Marktkonzentration im zeitlichen Verlauf eine fallende Tendenz aufweist.

Tabelle 7: Konzentrationskennzahlen für die EXAA

Kauf nach gehandelter Menge					Verkauf nach gehandelter Menge			
	HHI	CR3 Anteil in %	CR4 Anteil in %	CR5 Anteil in %	HHI	CR3 Anteil in %	CR4 Anteil in %	CR5 Anteil in %
Jan	472,04	25,88	32,04	38,04	589,69	32,50	37,05	41,19
Feb	1013,26	46,53	51,25	55,38	699,75	36,30	41,98	47,18
Mär	404,22	22,38	29,09	34,70	548,95	30,10	36,07	41,05
Apr	488,43	27,70	33,30	38,82	558,24	30,76	37,13	43,14
Mai	663,03	34,52	41,66	48,18	505,78	27,54	32,85	37,72
Jun	460,31	25,91	31,43	36,87	587,53	34,31	38,46	41,74
Jul	513,77	30,19	35,81	39,43	657,49	34,83	39,30	43,45
Aug	497,64	29,52	36,02	40,39	477,12	26,47	32,74	38,93
Sep	578,68	33,56	40,53	45,09	500,86	29,76	35,17	39,77
Okt	680,83	34,80	40,43	45,37	387,94	20,77	25,88	30,85
Nov	398,49	22,03	27,67	33,04	412,77	22,68	28,32	33,33
Dez	446,66	25,39	30,58	35,59	395,80	21,84	27,70	33,03

Quelle: Marktstatistik E-Control

## Intraday Markt

An der EPEX Spot gibt es seit Oktober 2012 einen börslichen Fließhandel für die Lieferzone APG. Im vorliegenden Bericht werden erstmals die Berechnungen zur Konzentrationsrate und dem HHI für diesen Teilmarkt durchgeführt. Da der EPEX Spot Intraday Handel in der Lieferzone APG noch nicht Gegenstand umfassender Untersuchungen oder Studien war, wird im Rahmen der folgenden Analyse der Marktkonzentration auch zwischen den einzelnen Stunden unterschieden, um ei-

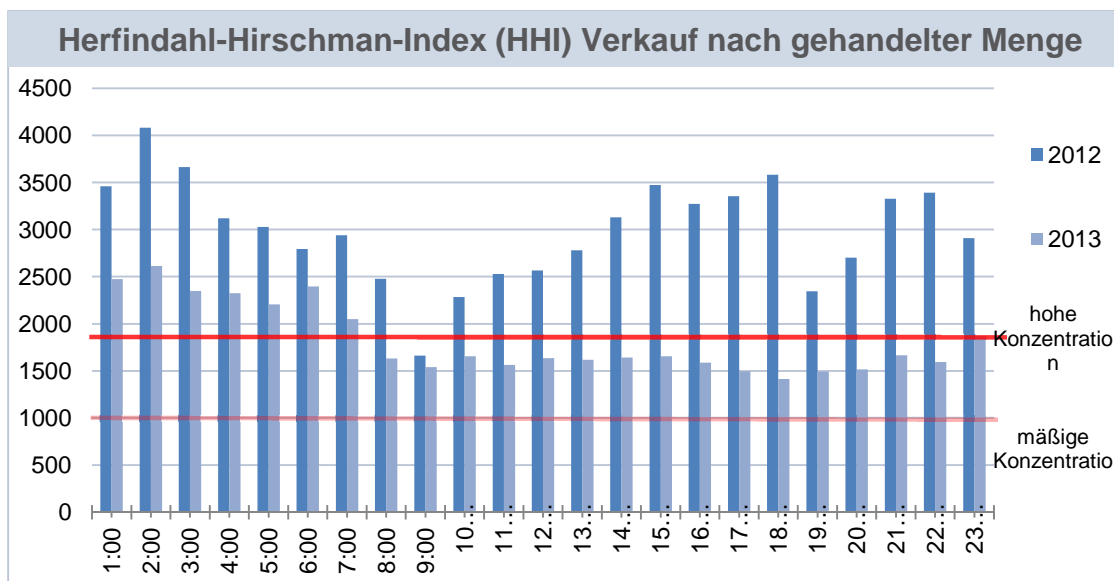
<sup>10</sup> <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/marktstatistik/stromboersen>

<sup>11</sup> <http://www.exaa.at/de/marktdaten/market-analysis>

nen möglichst guten Überblick über die unterschiedlichen Produkte die für die Lieferzone zur Verfügung stehen, zu erhalten.

Betrachtet man die Konzentrationsrate der drei umsatzstärksten Unternehmen auf der Verkaufs- und Kaufseite, so liegt die CR(3) in allen Stunden bei über 50%. Jedoch ist die CR(3) in beiden Kategorien während der Offpeak-Stunden deutlich höher als in der Peak-Zeit, was auf die niedrigere Marktteilnehmeranzahl während der Offpeak-Stunden zurückgeführt werden kann. Ähnlich deutlich fällt das Bild beim zweiten angewandten Konzentrationsmaß, dem HHI, aus. Abbildung 13 zeigt den HHI der gehandelten Verkauf-Menge. Ähnlich der Konzentrationsrate lässt der HHI auch hier in den Offpeak-Stunden auf eine höhere Marktkonzentration schließen. In den Stunden von 1:00 bis 7:00 liegt der HHI sowohl 2012 als auch 2013 über einem Wert von 1.800, welcher die Schwelle für einen stark konzentrierten Markt darstellt. 2012 liegt der HHI bis auf das 9:00 Uhr Produkt im Hochkonzentrationsbereich. 2013 weist der HHI bei den restlichen Produkten auf mäßige Konzentration hin. Auch der HHI der gehandelten Kauf-Menge liefert ein ähnliches Bild von hoher Konzentration während der Offpeak-Stunden und mäßiger Konzentration während der Peak-Stunden. Wie bei den vorherigen Analysen ist der HHI 2012 meist höher als im Jahr 2013. Eine mögliche Erklärung hierfür ist, dass der Intraday-Handel für die Lieferzone APG erst gegen Ende des Jahres 2012 eingeführt wurde und die Konzentrationskennzahlen für dieses Jahr daher lediglich den Zeitraum Oktober bis Dezember widerspiegeln, in dem sich der Markt erst etablieren musste.

Abbildung 13: Herfindahl-Hirschman-Index Kauf nach gehandelter Menge



Anmerkungen: Daten von 2012 erst ab 16. Oktober 2012 vorhanden; Daten ohne Wochenende und Feiertage

Quelle: EPEX Spot, Berechnungen E-Control



## Regelreservemarkt

Aufgrund seines speziellen Designs ist der Regelreservemarkt nicht ohne weiteres mit anderen Märkten vergleichbar. Die Nachfrage wird vom Regelzonenführer festgelegt, der in Auktionen bestimmte Mengen an vorzuhaltender Regelleistung nachfragt. Präqualifizierte Anbieter können an den Auktionen teilnehmen. Nachgefragt werden verschiedene Produkte der einzelnen Regelungsarten, nämlich Primär-, - Sekundär-, - und Tertiärregelreserve, welche sich nach Lieferrichtung (Bezug oder Lieferung) und Zeitscheiben unterscheiden. Räumlich ist der Markt auf die österreichische Regelzone beschränkt, mit Ausnahme der Primärregelleistung, hier besteht seit Juli 2013 eine Verschränkung mit dem Schweizer Markt. Hinsichtlich der sachlichen Abgrenzung wäre eine konservative Annahme, dass die einzelnen beschafften Regelleistungsprodukte der Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserve (nachfolgend PR, SR und TR) jeweils einen eigenständigen sachlichen Markt bilden. Zumindest wären wohl die Regelungsarten PR, SR und TR insofern als eigener Markt zu betrachten, da die technischen Anforderungen, und somit die möglichen präqualifizierten Anbieter, unterschiedlich sind. Dabei zeigt eine umfassende und detaillierte Analyse sämtlicher Produkte, dass, unabhängig von der Berechnungsbasis, wie z.B. präqualifizierte Leistung, Umsatz, oder gebotene Menge, und unabhängig vom verwendeten Konzentrationsmaß wie CR, HHI, RSI oder PSI, die grundsätzlichen Rückschlüsse aus den vorliegenden Ergebnissen unverändert bleiben.

Auf Basis dieser umfassenden Analyse wird somit im Sinne der Übersichtlichkeit nachfolgend lediglich auf repräsentative Ergebnisse zu den drei Regelreservearten eingegangen, da sich der Regelreservemarkt über alle Regelungsarten und Produkte hinweg als hoch konzentriert darstellt. Dies trifft gemessen am HHI am stärksten auf den Primärregelleistungsmarkt zu und am geringsten auf den Markt für Ausfalls- und Tertiärregelreserve. Zusammenfassend zeigt Tabelle 8 die Marktkonzentrationsrate (CR3) und HHI Werte auf Basis des Umsatzes für die Vorhaltung von Regelleistung auf den einzelnen Teilmärkten, ohne Untergliederung nach Produkten. Die Darstellung auf Basis des Umsatzes bietet sich an, da hier Mengen und Preiskomponenten einfließen und die Vergleichbarkeit mit der Analyse der Day-Ahead und Intraday Märkten gegeben ist. Der HHI liegt in allen drei Fällen weit über der Schwelle von konzentrierten Märkten von 1.800, bei PR und SR liegt der Marktanteil der drei größten Unternehmen bei über 90%. Im Fall der TR ist die Konzentration zwar geringer, liegt aber noch weit über der im Üblichen angenommenen Schwelle für einen Markt mit intensivem Wettbewerb.



Tabelle 8: Marktkonzentrationsrate (CR3) und Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) in den verschiedenen Regelreservemärkten (nur Leistungsvorhaltung) auf Basis der Umsätze für das Jahr 2012 und 2013

CR3 und HHI für alle Regelungsarten			
	Primärregelung	Sekundärregelung	Tertiärregelung
CR3	91%	93%	79%
HHI	5.217	4.020	3.490

Quelle: Eigene Darstellung E-Control

### Zusammenfassung

Die Auswertung vorhandener Untersuchungen zum börslichen Day-Ahead Handel sowie eigene Berechnungen zum börslichen Intraday Handel und dem Regelreservemarkt zeigen, dass mit Ausnahme der Day-Ahead Auktionen die Konzentration in den kurzfristigen Strommärkten hoch ist. Auffällig ist dabei vor allem, dass die Konzentration höher wird, je näher das Marktsegment an der physikalischen Erfüllung liegt. Die Ursachen dafür liegen einerseits in der geografischen Einschränkung des Intraday bzw. Regelreservemarktes, mit Ausnahme der Primärregelreserve, auf die Lieferzone APG, andererseits daran, dass die Anzahl der potentiellen Teilnehmer an diesen Märkten mit physischer Erfüllung durch die hohen technischen Anforderungen an die Erzeugungsanlagen eingeschränkt ist. Dies trifft in besonderem Maß auf Primärregelreserve und Sekundärregelreserve zu. Die Bedingungen für die Teilnahme am Regelreservemarkt wurden jedoch zuletzt überarbeitet, um einer größeren Anzahl an –auch kleineren – Anbietern die Teilnahme zu ermöglichen.<sup>12</sup>

Beim Intraday Handel an der EPEX ist anzumerken, dass österreichische Marktteilnehmer prinzipiell auch indirekt am Intraday Handel in einer deutschen Lieferzone teilnehmen können. Zudem erweitert der außerbörsliche Handel den Spielraum für Marktteilnehmer. Der Intraday Handel an der EPEX besitzt im Gegensatz zu den Day-Ahead Auktionen noch keine lange Historie. Es ist anzunehmen, dass sich die Konzentration in diesem Marktsegment mit steigendem Anteil an volatiler Erzeugung und der Notwendigkeit zur kurzfristigen Vermarktung noch deutlich verringern wird. Auch bei den Regelreservemärkten wird abzuwarten sein, inwieweit sich erleichterter Zugang für neue Anbieter einerseits und die Ausweitung des

<sup>12</sup> Laufende und abgeschlossene Änderungsprozesse der Rahmenverträge und Präqualifikationsbedingungen siehe: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/konsultationen/konsultationsprozesse>

Marktgebietes durch Kooperationen mit anderen Regelzonenführern bei der Beschaffung von Regelreserve andererseits, auswirken werden. Die bereits realisierte Kooperation im Bereich der Primärregelung mit der Schweiz hat beispielsweise, wie in Abschnitt 2.2.3.5 gezeigt, zu signifikanten Preissenkungen geführt.

### **2.2.3. Schwerpunktthema 1: Wirkungszusammenhänge im physischen Stromhandel**

Der kurzfristige Stromhandel gewinnt durch den steigenden Anteil volatiler Erzeugung aus erneuerbarer Energie immer mehr an Bedeutung. Aus diesem Grund hat sich E-Control im Rahmen der Arbeiten für den diesjährigen Marktbericht eingehend mit diesem Marktsegment beschäftigt und im Zuge einer gemeinsamen Studie mit Frontier Economics die Wirkungsmechanismen im kurzfristigen physischen Stromhandel in Österreich in den Jahren 2012 und 2013 untersucht. Ziel des Projekts war es, das Verständnis für die Treiber der Preis- und Mengenentwicklungen auf den Day-Ahead, Intraday und Regelenergiemärkten zu vertiefen und weiterzuentwickeln. Basierend auf energiewirtschaftlichen und ökonometrischen Erwägungen wurden daher Preis- und Mengenmodelle für die drei Marktsegmente Day-Ahead, Intraday und Regelenergie abgeleitet und mögliche Wechselwirkungen identifiziert. Die Methodik, Datenauswahl und Ergebnisse der Untersuchung werden im nachfolgenden Kapitel detailliert erläutert.

#### **2.2.3.1. Fragestellung und Methodik**

Die zentrale Fragestellung der Untersuchung war, welche Zusammenhänge zwischen Fundamentaldaten bzw. der Preisentwicklungen auf Alternativmärkten und den Preis- und Mengenentwicklungen im Day-Ahead, Intraday und Regelreservemarkt identifiziert werden können. Neben der Analyse des Einflusses von Fundamentaldatentreibern war somit ein wichtiges Ziel der Untersuchung, festzustellen, inwieweit alternative Vermarktungsmöglichkeiten die Preis- und Mengenbildung in den einzelnen Handelsmärkten beeinflussen können.

Als Grundlage der Analyse wurde ein einstufiges „error-correction model“ (ECM)<sup>13</sup> gewählt, da dieses den Anforderungen einer Fundamentaldatenanalyse gerecht werden kann. Während aus Sicht des Risikoanalysten oder Händlers in der Regel auf Modelle und mathematische Ansätze aus der Finanzwirtschaft, wie GARCH, Monte Carlo Simulationen, etc., zurückgegriffen wird, bietet sich ein ECM-Modell insofern an, als dass es eine direkte Interpretation der Ergebnisse als Zusammenh

---

<sup>13</sup> In einem Modell mit lediglich einer abhängigen oder erklärenden Variable  $x$ , ergibt sich in der Regressionsgleichung der Form  $\Delta y_t = \beta_0 + \beta_1 y_{t-1} + \beta_2 x_{t-1} + \beta_3 \Delta x_t + e_t$  folgende Interpretation der Koeffizienten, welcher auch für die nachfolgenden Tabellen Gültigkeit hat:  $\beta_1$  misst die Geschwindigkeit mit der das Modell zum Gleichgewicht zurückkehrt;  $\beta_3$  entspricht dem kurzfristigen Einfluss von  $x$  auf  $y$ ;  $\beta_2/\beta_1$  dem langfristigen Effekt.

änge zwischen exogenen Treibern und zu erklärenden Variablen, im vorliegenden Fall Preise und Mengen, zulässt. Aus ökonometrischer Sicht besteht im ECM darüber hinaus der Vorteil, dass es sowohl auf stationäre wie auch auf integrierte Zeitreihen anwendbar ist und somit mögliche Schwierigkeiten bei der Anwendung eines „ordinary least squares“ (OLS) Schätzers auf integrierte Zeitreihen vermieden werden können.

Das zentrale Problem bei der Anwendung des ECM-Modells stellt wie bei den meisten ökonometrischen Modellen die Bewertung und Verfeinerung des Modells dar. Da bei der vorliegenden Regressionsanalyse Preise oder Mengen, jeweils auf der linken Seite der Regressionsgleichung, durch eine Reihe abhängiger Variablen, also jenen auf der rechten Seite der Regressionsgleichung, erklärt werden sollen, besteht bei einer ad-hoc Herangehensweise die Gefahr, dass bei der Auswahl der abhängigen Variablen die Spezifikation der Gleichung letztlich nicht nachvollziehbar und „zufällig“ ist. Es ist somit essentiell so weit wie möglich auszuschließen, dass die Ergebnisse lediglich aus einer willkürlichen Zusammenstellung der erklärenden Variablen entstehen, da dies die quantitativen Effekte sehr stark verzerren würde. Einerseits können so mögliche (Schein-)Zusammenhänge entstehen, welche bei einem anderen Modellaufbau nicht vorhanden gewesen wären oder aber es werden Effekte unterschätzt bzw. sogar übersehen, obwohl diese einen wichtigen Teil des wahren Modells darstellen. In der vorliegenden Analyse wurden daher die grundsätzlich möglichen Treiber aus energiewirtschaftlichen und theoretischen Überlegungen heraus selektiert und danach die Modellgüte als entscheidendes Kriterium angewandt.

Die Modellgüte kann dabei nach unterschiedlichen Punkten bewertet werden. Prinzipiell wird davon ausgegangen, dass bei einem passenden Modell die Vorzeichen der Koeffizienten ( $\beta_0, \beta_1, \dots$ ) zu den Fundamentalüberlegungen passen, da ansonsten davon auszugehen ist, dass u.a. eine Missspezifikation des Modells vorliegt, Variablen ausgelassen wurden oder Multikollinearität<sup>14</sup> vorliegt. Bei einem ECM-Modell muss darüber hinaus der EC-Term ( $\beta_1$ ) zwischen -1 und 0 liegen. Als weitere Kriterien wurden das Bestimmtheitsmaß, das adjustierte  $R^2$ , der „root mean squared error“ (RMSE), sowie bei der Auswahl der Lags die Informationskriterien „Akaike information criterion“ (AIC) und Schwarz-Bayes herangezogen<sup>15</sup>. Nach der Schätzung wurden die notwendigen „Post-Estimation“ Tests<sup>16</sup> zur statistischen

---

<sup>14</sup> D.h. ein direkter linearer Zusammenhang zwischen zwei oder mehreren abhängigen Variablen

<sup>15</sup> Als Lags werden zum Zeitpunkt  $t$  die Beobachtungen der Vorperiode bezeichnet, also jeweils die Höhe  $i$  bei den  $t - i$ ,  $i = 1, \dots$ , Termen. Die Informationskriterien AIC und Schwarz-Bayes liefern die Entscheidungsgrundlage dafür die für das Modell relevante Anzahl oder Höhe,  $i$ , zu bestimmen. Die Kriterien stellen die Komplexität des Modells der jeweiligen Aussagekraft gegenüber, wobei sich das AIC und Schwarz-Bayes hinsichtlich der Berechnungsmethodik unterscheiden und Letzteres eine höhere „Bestrafung“ für Modelkomplexität ausweist.

<sup>16</sup> Ökonometrische Modelle beruhen auf Annahmen, welche zwingend erfüllt werden müssen, damit die Ergebnisse Gültigkeit haben. Dies wird mit den sogenannten Post-Estimation Tests sichergestellt.





Eignung des Modells angewendet, vor allem im Hinblick auf die Residuen  $e_t$ . Zudem wurde der Robustheit des Modells ein großer Stellenwert eingeräumt, so dass bei einem passenden Modell die Pfadunabhängigkeit ebenfalls im Vordergrund stand und keine mechanistische Auswahl bei der Behandlung von statistisch insignifikanten erklärenden Variablen erfolgte.

Das finale Modell entspricht den oben genannten Kriterien der Modellgüte und enthält somit lediglich jene erklärenden Variablen, die ökonomisch „richtige“ Vorzeichen aufweisen und statistisch signifikante Koeffizienten besitzen. Ein Abweichen von der letzten Anforderung kann in einzelnen Fällen gerechtfertigt sein, falls es sich um eine kleine Stichprobe handelt oder die statistischen Eigenschaften des Modells durch die Elimination insignifikanter Treiber verschlechtert werden. Hinsichtlich der Funktionsform, wie Log, Semi-Log oder Polynome, wurde ebenfalls nach den oben beschriebenen Kriterien vorgegangen. Das Basismodell ist im Gegensatz dazu kein reduziertes Modell welches diesen Kriterien entsprechen muss, sondern enthält im ersten Schritt alle Treiber, welche für die Analyse grundsätzlich in Frage kommen.

Die konkrete Ausgestaltung der einzelnen Modelle richtet sich somit nach den jeweils relevanten energiewirtschaftlichen und ökonometrischen Überlegungen, die je nach Teilmarkt leicht unterschiedlich ausfallen können. Vor allem bei Regelenergieprodukten ist durch das abweichende geographische Marktgebiet (Österreich, und nicht Österreich/Deutschland) eine andere Vorgehensweise empfehlenswert.

### 2.2.3.2. Daten und deskriptive Statistiken

Ausgehend von Fundamentalüberlegungen zur Merit Order, der Stromnachfrage sowie den Opportunitätskosten bei Regelenergieprodukten wurden für die einzelnen Teilmärkte unterschiedliche mögliche Treiber identifiziert. Darüber hinaus wurden Hypothesen zu den einzelnen möglichen Alternativmärkten aufgestellt. Eine Zusammenfassung findet sich nachstehend in Tabelle 9. Aus diesen möglichen Treibern wurde nach der Auswertung der deskriptiven Statistiken und unter Beachtung von ökonometrischen Überlegungen eine Short List möglicher Treiber erstellt, welche nachfolgend für die einzelnen Teilmärkte diskutiert wird.

Tabelle 9: Alternative Vermarktungsmöglichkeiten im kurzfristigen physischen Stromhandel in Österreich und mögliche Preis- bzw. Mengentreiber (Long-list)

Teilmarkt (zu erklärende Variable)	Fundamentaldaten	Daten alternative Märkte
Day-Ahead (EPEX) Spot	(i) Systemlast (ii) Windkrafteinspeisung	(i) Preis-Spreads zu Day-Ahead Märkten in Frankreich, der Schweiz, Tschechien und dem Nord Pool





<p>Preise/Mengen)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(iii) Photovoltaikeinspeisung</li> <li>(iv) Primärenergiepreise</li> <li>(v) Flusspegelstände / Durchflussmengen</li> <li>(vi) Speicherpegelstände</li> <li>(vii) Geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Erzeugungsanlagen</li> </ul>	
<p>Intraday (EPEX Spot Preise/Mengen)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(i) Prognoseabweichungen Windkraftspeisung (Day-Ahead zu Intraday)</li> <li>(ii) Prognoseabweichungen Photovoltaikeinspeisung (Day-Ahead zu Intraday)</li> <li>(iii) Prognoseabweichungen Laufwasserkraftenergieerzeugung (Day-Ahead zu Intraday)</li> <li>(iv) Prognoseabweichungen Last (Day-Ahead zu Intraday)</li> <li>(v) Ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Erzeugungsanlagen (Day-Ahead zu Intraday)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(i) Preis-Spreads zu Intraday Märkten in Frankreich, Tschechien und dem Nord Pool</li> <li>(ii) Preis-Spreads zu Day-Ahead Märkten in Deutschland/Österreich, Frankreich, der Schweiz, Tschechien und dem Nord Pool</li> <li>(iii) Preise für Ausgleichsenergie in der Vorperiode</li> <li>(iv) Preise im Day-Ahead Markt der EXAA (Absolut-Wert)</li> </ul>
<p>Primärregelreserve (PRR) (Leistungspreise, Überschussangebot)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(i) Flusspegelstände / Durchflussmengen</li> <li>(ii) Geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von präqualifizierten Erzeugungsanlagen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(i) Preise für Phelix Baseload Week Futures</li> <li>(ii) Preise für Phelix Peakload Week Futures</li> <li>(iii) Preise für Market Maker Tertiärregelung in der Vorwoche</li> </ul>
<p>Sekundärregelreserve (SRR) (Leistungspreise, Energiepreise, Überschussangebot)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(i) Flusspegelstände / Durchflussmengen</li> <li>(ii) Speicherpegelstände</li> <li>(iii) Geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von präqualifizierten Erzeugungsanlagen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(i) Preise für Phelix Baseload Week Futures</li> <li>(ii) Preise für Phelix Peakload Week Futures</li> <li>(iii) Preise für Primärregelung in der Vorwoche</li> <li>(iv) Preise für Market Maker Tertiärregelung in der Vorwoche</li> <li>(v) Preise im Day-Ahead Markt Österreich/Deutschland (EPEX Spot, EXAA), Frankreich, der Schweiz, Tschechien und dem Nord Pool</li> </ul>
<p>Tertiärregelreserve (TRR) (Leistungspreise, Energiepreise, Überschussangebot)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(i) Flusspegelstände / Durchflussmengen</li> <li>(ii) Speicherpegelstände</li> <li>(iii) Geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von präqualifizierten Erzeugungsanlagen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(i) Preise für Phelix Baseload Week Futures</li> <li>(ii) Preise für Phelix Peakload Week Futures</li> <li>(iii) Preise für Primärregelung in der Vorwoche</li> <li>(iv) Preise Day-Ahead Markt Österreich/Deutschland (EPEX Spot, EXAA), Frankreich, der Schweiz, Tschechien und dem Nord Pool</li> <li>(v) Preise im Intraday Markt in der Vorperiode</li> </ul>



		ode
--	--	-----

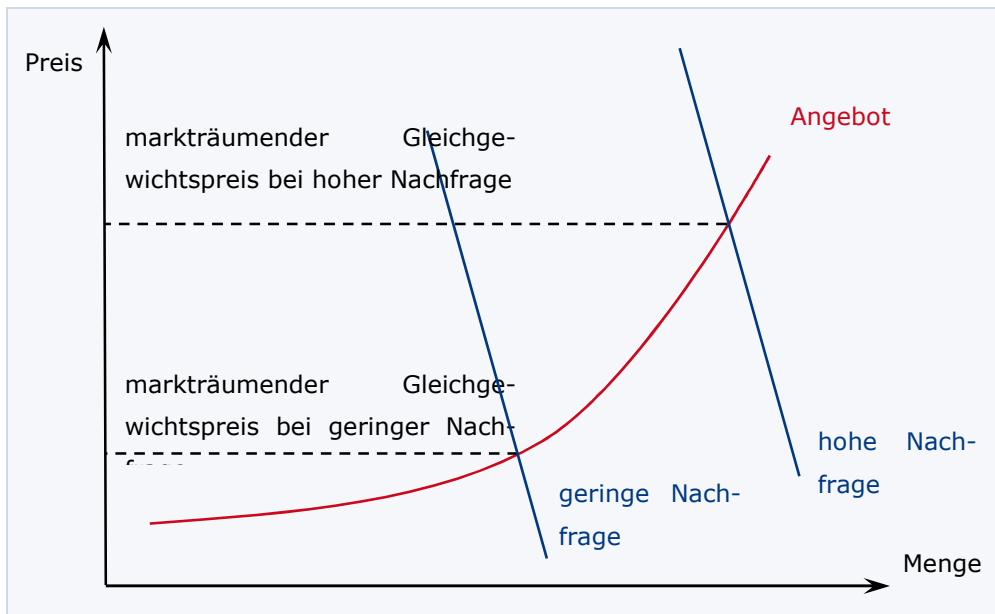
Quelle: eigene Darstellung E-Control

### Day-Ahead Markt

Wie bereits dargestellt, ist es sowohl an der EPEX Spot (EPEX) als auch an der EXAA möglich, Day-Ahead für die physikalische Lieferzone Deutschland und Österreich zu handeln. Insofern würden sowohl die EPEX, als auch die EXAA-Preise oder deren mengengewichteter Durchschnitt, für eine Analyse in Frage kommen. Da an der EXAA derzeit jedoch kein Intraday-Handel stattfindet, fließen, zur Wahrung einer größtmöglichen Konsistenz, nachfolgend nur die EPEX-Stundenpreise in die Modellschätzung ein. Weiters bringt dies den Vorteil, dass damit der Markt mit dem höheren Handelsvolumen betrachtet werden kann. Eine Pearson-Korrelationsanalyse der Preiszeitreihen beider Handelsplätze führte zu einem Wert von 0.8966 und bestätigt, dass durch die zusätzliche Analyse der EXAA-Preise keine weiteren Erkenntnisse zu erwarten sind. Auch andere Vermarktungsoptionen, wie der OTC-Handel, werden aus diesem Grund nicht analysiert.

Beim Day-Ahead Markt richtet sich die Auswahl der Fundamentaldaten nach der Merit Order. Diese bestimmt in den täglichen Einheitspreisauktionen den markträumenden Gleichgewichtspreis für die einzelnen Stundenprodukte (siehe Abbildung 14). Auf der Nachfrageseite ist zu erwarten, dass die Last einen positiven Einfluss auf den Preis besitzt, da bei gleichbleibendem Angebot eine höhere Nachfrage den Schnittpunkt der beiden Kurven nach rechts verschiebt. Allerdings muss auch beachtet werden, dass dieser Effekt möglicherweise nicht linear ist, da in Spitzenlastzeiten die Merit Order steiler ist und ein geringerer Verbrauchsanstieg zu höheren Preisänderungen führen kann als in Niedriglastzeiten.

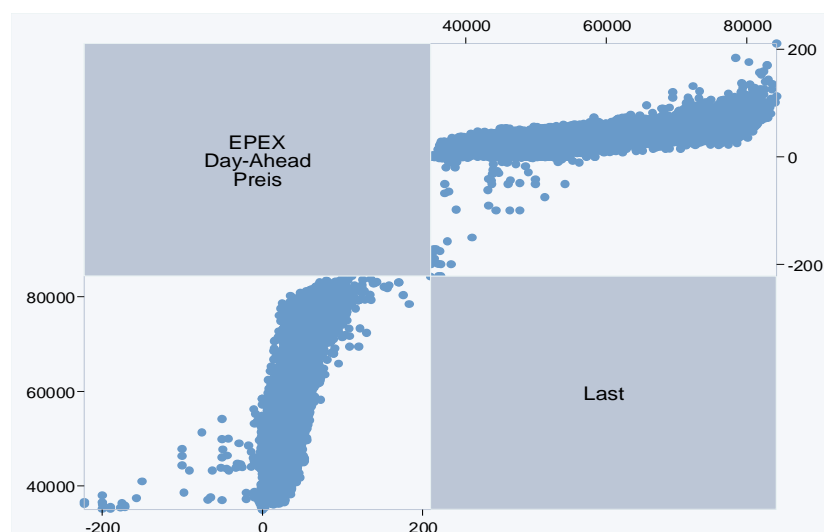
Abbildung 14: Preisbildung im Rahmen einer Einheitspreisauktion



Quelle: eigene Darstellung

Streudiagramme veranschaulichen, dass dies in dem vorliegenden Datensatz vor allem beim Lastgang zu beobachten ist (Abbildung 15).

Abbildung 15: Streudiagramm EPEX Day-Ahead Preis und Lastgang



Quelle: Basierend auf Frontier Economics

Auf der Angebotsseite werden Windkraft (Wind) und Photovoltaik (PV) mit Grenzkosten von Null eingespeist, wodurch es zu einer Verschiebung der Merit Order nach rechts kommt und sich eine preisdämpfende Wirkung ergibt. Auch hier hängt der jeweilige Einfluss davon ab, wie steil die Merit Order zum jeweiligen Zeitpunkt ist. In einer Spitzenlaststunde mit hohem Verbrauch sollte auch der Einfluss der Photovoltaik- und Windkrafteinspeisung auf den Preis größer sein. Der Effekt von Photovoltaikeinspeisung ist zudem sehr saisonal, da nur 6 bis 7 Prozent der Einspeisung auf den Zeitraum Dezember bis Februar entfällt. Der Photovoltaikeffekt auf den Preis ist somit auf ausgewählte Stunden mit Sonnenverfügbarkeit beschränkt, also den Mittagsstunden. Bei einer direkten Verwendung der Photovoltaikeinspeisung als erklärende Variable würde deren Einfluss unterschätzt, da die Perioden in denen der Einfluss gering ist den Effekt verringern. Eine Alternative ist daher die Betrachtung der Residuallast, d.h. jener Last, welche sich nach dem Abzug der Windkraft- und Photovoltaikeinspeisung von der Gesamtlast ergibt. Tabelle 10 zeigt eine Auswertung der gängigsten deskriptiven Statistiken der Stichprobe für den Day-Ahead Markt für ausgewählte Stunden (11-16 Uhr).

Tabelle 10: Deskriptive Statistiken der möglichen Treiber für die Analyse des Day-Ahead Marktes für Stunden 11-16 Uhr

Deskriptive Statistiken					
Variable	Beobachtungen	Mittelwert	Std. Abw.	Minimum	Maximum
EPEX Spot Preis (h)	4.386	43	16	-100	134
Last	4.386	67.547	8.784	42.232	84.286
Windkrafteinspeisung	4.386	5.749	4.991	135	26.084
Photovoltaikeinspeisung	4.386	9.259	5.751	144	23.952
Residuallast (Last abzgl. Windkraft- und Photovoltaikeinspeisung)	4.386	52.538	11.887	18.049	78.859
Durchfluss Rhein	4.386	161	243	44	2.848
Durchfluss Donau	4.386	391	196	147	1.955
Geplante Nichtverfügbarkeit	4.386	13.942	6.297	1.423	26.831
Ungeplante Nichtverfügbarkeit	4.386	2.277	1.105	212	7.593

Datenquellen: Energate, ENTSO-E bzw. ÜNBs, [www.eeg-kwk.net](http://www.eeg-kwk.net), BfG, EEX Transparency Platform



Auch Primärenergiepreise, insbesondere für Gas, Kohle sowie Preise für Emissionszertifikate (CO<sub>2</sub>) könnten theoretisch einen Einfluss auf die Preisbildung haben, da sie die Kosten der fossilen Grenzkraftwerke in der Merit Order beeinflussen. Allerdings zeigt sich bei der Auswertung der Korrelationsmatrix, dass der lineare Zusammenhang auf Stundenbasis sehr gering ist. Der Pearson-Koeffizient ist mit 0,036 für NCG Erdgas bis 0,17 für CIF ARA Steinkohlepreise deutlich unter dem Niveau bei dem im Allgemeinen ein linearer Zusammenhang postuliert werden kann. Eine Aggregation der Zeitreihen auf Tagesbasis oder gar Wochenbasis erhöht diese Korrelation deutlich. Da es jedoch Ziel der Untersuchung ist die stündliche Preisbildung zu erklären, wird von einer weiteren Betrachtung der Primärenergiepreise abgesehen.

Bei der Berücksichtigung von Alternativmärkten im Day-Ahead Bereich müssen auch ökonometrische Überlegungen angestellt werden. Im Allgemeinen ist anzunehmen, dass für die Preisbildung an der EPEX auch angrenzende geographische Märkte, wie z.B. Italien, die Schweiz oder Frankreich, relevant sind, solange der Marktzugang technisch möglich und nach den jeweiligen Marktregeln zulässig ist. Allerdings ist hier im Gegensatz zu Alternativmärkten, wie dem Intraday Markt, die Wirkrichtung nicht durch den zeitlichen Handelsablauf festgelegt, d.h. der Day-Ahead Markt beeinflusst den Intraday Markt und nicht umgekehrt. Im Fall der Preise von Day-Ahead Nachbarmärkten ist keinesfalls klar, welcher Preis bestimmend ist, z.B. ob die Nordpool Preise den EPEX Preis beeinflussen oder umgekehrt und die Wirkrichtung somit unklar. Dies führt zur Nichteinhaltung der aus ökonometrischer Sicht zentralen Annahme der Exogenität aller erklärenden Variablen und kann die Treiberanalyse verfälschen. Zudem ergibt sich durch die hohe Korrelation der Preise in den europäischen Day-Ahead Märkten ein Multikollinearitätsproblem, so dass die Gleichung nicht mehr identifiziert werden kann oder zumindest die Auswertung verfälscht wird. Letztlich besteht auch noch die Gefahr einer Scheinregression, d.h. es wird ein Zusammenhang erkannt, welcher nicht existiert, wenn diese Preise auf gleiche dahinterliegende Treiber reagieren (z.B. Ölpreise). Aus diesen Gründen wird für den Day-Ahead Markt von einer Analyse der alternativen Nachbarmärkte abgesehen.

### **Intraday Markt**

Die Überlegungen für den Intraday Markt folgen ähnlichen Gesichtspunkten wie jene für den Day-Ahead Markt. Allerdings stellt sich die erste Schwierigkeit bereits bei der Auswahl der zu erklärenden Variablen, da es an der EPEX getrennte Orderbücher für den Handel mit Stunden- und Viertelstundenprodukten gibt. Aufgrund der unterschiedlichen Handelsschlusszeiten für die Lieferung in Deutschland und Österreich ist es zudem relevant, welche Lieferzone bei einer Order angegeben wird. Da der Intradayhandel für die Lieferzone Österreich noch relativ neu und weniger liquide ist, scheint es sinnvoll, die Analyse auf deutsche Intraday Preise zu



konzentrieren<sup>17</sup>. Da zudem die möglichen Preis- und Mengentreiber nur vereinzelt in einer viertelstündlichen Zeitauflösung zur Verfügung stehen, erscheint es zielführender, sich auf die Stundenprodukte zu fokussieren. Auf Grund der hohen Anzahl an Datenpunkten ist die Betrachtung stündlicher Werte für die Robustheit der Schätzung unproblematisch. Nachfolgend beziehen sich die EPEX Intraday Preise bzw. Mengen immer auf das Stunden Produkt für die Lieferzone Deutschland. Diese stellt auf Grund ihrer hohen Liquidität und der regen Teilnahme österreichischer Stromhändler die wichtigste Referenz für den österreichischen Intraday Handel dar.

Bei der Auswahl der möglichen Treiber ist es wichtig zu bedenken, dass der Intraday Markt dem Day-Ahead Markt insofern zeitlich nachgelagert ist, als dass nach Gate Closure des Day-Ahead Marktes, insbesondere nach Fahrplananmeldung um 14:30 d-1, Ereignisse eintreten können, die ein weiteres Handeln aus Sicht des Marktteilnehmers erfordern. Dies betrifft sowohl unterwartete Kraftwerksausfälle als auch neue Prognosen für die Wind- und PV-Einspeisung oder neue Ergebnisse bei der viertelstündlichen Lastvorschau. Es wird daher postuliert, dass im Fall des Intraday Marktes nicht die absoluten Prognose-niveaus bzw. Erwartungen der Händler entscheidend sind, sondern die jeweiligen Abweichungen zu den Prognosen bzw. Erwartungen, welche bei der Angebotslegung im Day-Ahead Markt eingeflossen sind. Demnach wurden die jeweiligen Prognosefehler, welche die Differenz zwischen den Prognose- und Istwerten darstellen, als mögliche Treiber identifiziert. Beim Prognosefehler für Wind und PV bedeutet ein positiver Fehler, dass die Marktteilnehmer „short“ sind, was zu zusätzlicher Nachfrage im Intraday Markt führen sollte.

Im Gegensatz zur Analyse des Day-Ahead Marktes, bei der die alternative Vermarktung in den Nachbarmärkten nicht in die ökonometrische Analyse eingeflossen ist, wird im Falle des Intraday Marktes der Day-Ahead Markt sehr wohl als Alternativmarkt in die Analyse aufgenommen. Grund hierfür ist die strikte zeitliche Abfolge dieser beiden Märkte und die dadurch zu erwartende eindeutige Kausalität. In

Tabelle 11 zeigt sich, dass, wie zu erwarten, die Korrelation zwischen Intraday und Day-Ahead Preis mit 0,88 sehr hoch ist. Andere Treiber zeigen in der linearen Analyse eine eher schwache Korrelation, wenn auch die Vorzeichen die erwartete Richtung aufweisen. Die höchste Korrelation kann mit dem Residuallastfehler abgebildet werden, welcher in negativem Zusammenhang mit dem Intraday Preis steht.

---

<sup>17</sup> Bis Oktober 2012 stellte die deutsche Lieferzone der EPEX Spot für österreichische Marktteilnehmer die einzige Möglichkeit dar, Intraday über die Börse zu handeln. Auf Grund dieses Umstandes und der vergleichsweise hohen Liquidität gegenüber anderen Intraday Märkten war und ist die deutsche Lieferzone ein wichtiger Preisindikator für den österreichischen Intraday Markt.



Tabelle 11: Korrelationsmatrix möglicher Treiber des EPEX Spot Intraday Preises

	EPEX Intraday Preis	EPEX Day-Ahead Preis	Windkraft Prognosefehler	Photovoltaik Prognosefehler	Last Prognosefehler	Residuallastfehler	ungeplante Nichtverfügbarkeiten
EPEX Intraday Preis	1						
EPEX Day-Ahead Preis	0,8804	1					
Wind Prognosefehler	0,3284	0,2069	1				
Photovoltaik Prognosefehler	0,1769	0,0354	0,0269	1			
Last Prognosefehler	-0,3538	-0,3709	0,0198	-0,0500	1		
Residuallastfehler	-0,4817	-0,4116	-0,3641	-0,3341	0,8809	1	
Ungeplante Nichtverfügbarkeiten	0,1672	0,1538	0,0846	-0,0318	-0,0400	-0,0577	1

Datenquelle: EPEX Spot, ÜNBs, Energate, www.eeg-kwk.net, EEX Transparency Plattform

### Regelreservemärkte

Bei der Untersuchung des Regelenergiemarkts stellen sich aus ökonomischer Sicht einige Herausforderungen. Mit Ausnahme der Primärregelreserve (PRR) kommen immer mehrere Produkte zur Ausschreibung, wobei sowohl ein Leistungs- als auch ein Arbeitspreis angeboten wird. Die Anzahl der potentiell zu erklärenden Variablen und die Anzahl der zu schätzenden Regressionsgleichungen ist daher erheblich. Rechnerisch stellt dies kein Problem dar, jedoch ist die Übersichtlichkeit der Ergebnisse nur bedingt gegeben, weswegen entweder die Aggregation von Produkten oder eine Konzentration auf einzelne Produkte adäquat erscheint. Bei der Aggregation von Produkten besteht im konkreten Anwendungsfall das Problem, dass Produkte wie Peak und Off-Peak, positive oder negative Sekundärregelung und Tertiärregelung zusammengefasst werden müssten, da je nach Zeitscheibe und Lieferrichtung die zur Verfügung stehenden Kraftwerke und die dar-



aus resultierenden Merit Order Funktionen sehr unterschiedlich sein können. Eine sinnvolle Interpretation der Ergebnisse erscheint in diesem Fall kaum möglich, weshalb diese Option nicht gewählt wurde. Es war jedoch im Fall der Sekundärregelung aufgrund einer hohen Korrelation zwischen den Preisen der 1-Wochen und 4-Wochen Auktion möglich, eine Aggregation durchzuführen. Dadurch verbleiben im Bereich der Sekundärregelreserve sechs anstatt 12 zu analysierende Produkte. Im Bereich der Tertiärregelreserve können die 24 unterschiedlichen Produkte nicht sinnvoll aggregiert werden, weshalb alternativ der Fokus auf zwei repräsentative Produkte gelegt wurde.

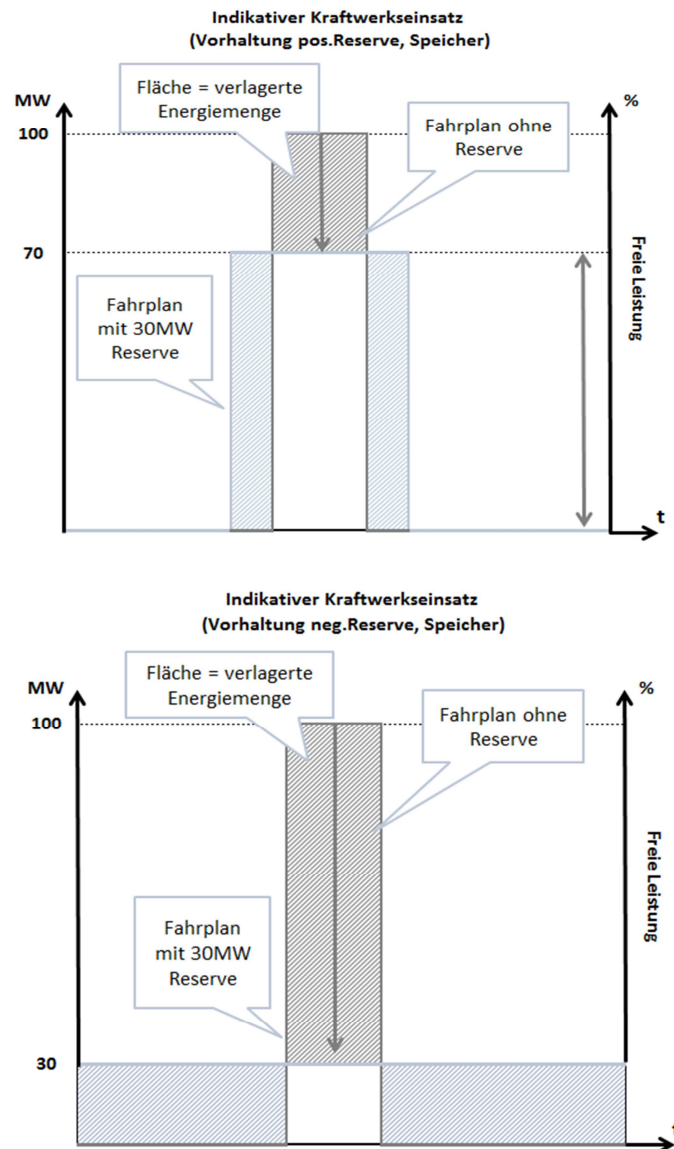
Die Überlegungen für mögliche erklärende Variablen im Regelreservemarkt richten sich nach theoretischen Ansätzen zur Kostenermittlung. Bei der Analyse des Leistungspreises kann der Opportunitätskostenansatz herangezogen werden, da er das Kurzfrist-Kalkül der Anbieter adäquat abbildet. So fließen die Kosten der Alternativvermarktung, wie die zeitliche Verlagerung der Stromerzeugung in Perioden mit suboptimalen Großhandelspreisen, der Verzicht auf Stromerzeugung, die Erzeugung in Perioden mit Kostenunterdeckung und der suboptimale Stromeinkauf, in den Ansatz mit ein. Bei Wasserkraftwerken setzen sich diese Opportunitätskosten einerseits aus den Verschiebekosten zusammen, da die Vermarktung auf Alternativmärkten, wie z.B. dem Day-Ahead Markt, nicht mehr zum optimalen Zeitpunkt möglich ist, andererseits aus den Kosten für das nicht eingesetzte Wasser, wenn Erzeugung aufgegeben wird. Zusätzlich können technische Kosten anfallen, wie Wirkungsgradverluste bei Teillastbetrieb oder Kosten durch die Mindestlastbedingungen. Abbildung 16 zeigt diese Überlegungen anhand des Einsatzes eines Speicherkraftwerks für positive und negative Leistungsvorhaltung. Bei der Vorhaltung von positiver Leistung von 30 MW bei einer maximalen Kraftwerksleistung von 100 MW würde eine Verschiebung der Energiemenge im zeitlichen Verlauf stattfinden, da 30 MW für die Erbringung der Regelenergie zur Verfügung bleiben müssen. Bei negativer Vorhaltung muss das Kraftwerk hingegen mindestens mit 30 MW betrieben werden. Bei in Summe gleichbleibender Energiemenge erfolgt der Einsatz der Anlage im zeitlichen Verlauf nicht wirtschaftlich optimal<sup>18</sup>.

---

<sup>18</sup> Davon ausgehend, dass der Fahrplan ohne Reserve im Hinblick auf die sonstigen Vermarktungsmöglichkeiten den optimalen Kraftwerkseinsatz im Zeitablauf darstellt.



Abbildung 16: Indikativer Kraftwerkseinsatz eines Speichers zur Vorhaltung negativer und positiver Reserve

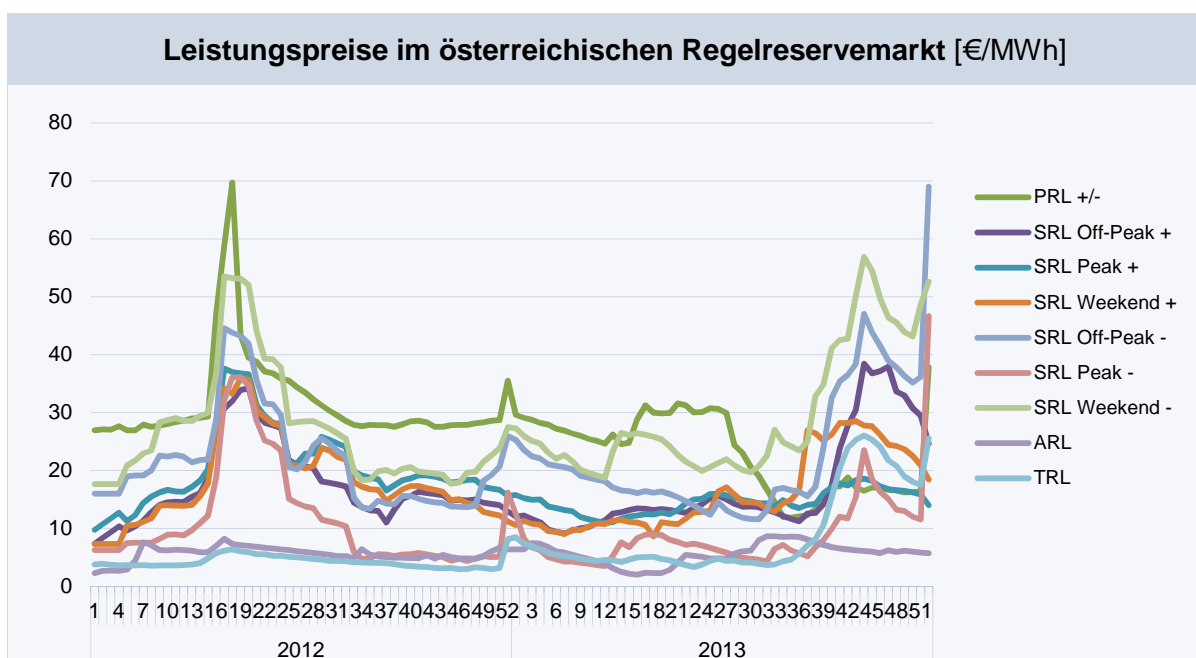


Quelle: Frontier Economics

Aus diesen Überlegungen ergibt sich für das Regressionsmodell zur Schätzung der Leistungspreise eine Reihe von Hypothesen. So ist zu erwarten, dass die Preise für negative Leistungsvorhaltung tendenziell höher sind als für positive, da bei negativer Vorhaltung Must-run Kosten anfallen. Die Wirkung von Preisen auf Alternativmärkten unterscheidet sich ebenfalls nach Lieferrichtung. So ist die Vorhaltung von negativer Leistung bei geringen Day-Ahead Preisen teurer, da die Must-run Kosten in diesem Fall hoch sind. Bei der Vorhaltung von positiver Leistung ist der Effekt umgekehrt, da die Opportunitätskosten bei hohen Day-Ahead Preisen durch entgangene Erlöse steigen. Beim Überschussangebot, den Durchflussmengen und

generell der Kraftwerksverfügbarkeit ist hingegen ein negativer Einfluss auf den Leistungspreis zu vermuten. Die Modellierung der Energiepreise folgt hingegen eher für den Day-Ahead und Intraday Markt. Es gilt jedoch bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten, dass Kraftwerksbetreiber mit dem Energiepreis die Abrufwahrscheinlichkeit ihrer Anlagen steuern können. Dieser Effekt ist in einem ökonometrischen Zeitreihenmodell nur bedingt abbildbar.

Abbildung 17: Entwicklung der Leistungspreise in EUR/MWh



Quellen: APG, eigene Berechnungen

Ein mögliches Problem bei der Modellierung der Leistungspreise sind die mehrfach auftretenden Preisspitzen. Abbildung 17 zeigt die Preisentwicklung über unterschiedliche Produkte, umgerechnet auf Euro je Megawattstunde. Vor allem zur Jahresmitte 2012 zeigt sich ein Anstieg im Bereich der Sekundärregelung, während allgemein Preisspitzen zum jeweiligen Jahresende zu beobachten sind. Aus modellierungstechnischer Sicht stellt sich die grundlegende Frage, ob diese Preisspitzen als endogener Teil des Modells mit Hilfe von Fundamentaldaten erklärt werden sollen, ob diese modelliert werden bzw. ob diese als Ausreißer klassifiziert und entfernt werden sollen. In ökonometrischen Analysen ist es aufgrund der verzerrenden Wirkung von Ausreißern meist angebracht, diese mit Hilfe methodisch klar definierter Vorgehensweise, z.B. unter Anwendung der Cook's distance, zu entfernen. Da ein Ziel der Analyse jedoch auch die Erklärung der Preisentwicklungen inklusive etwaiger Preissteigerungen ist, werden im ökonometrischen Teil nur jene Preisausreißer entfernt, welche das Ergebnis sehr erheblich beeinflussen würden. Dies entspricht einer restriktiven Anwendung der Cook's distance. Um die dadurch herausgelösten Preisspitzen in der Analyse nicht zu vernachlässigen, kön-



nen diese Extrempreissituationen einer separaten Einzelpunktanalyse unterzogen werden.

### **Beobachtungszeitraum**

Neben der Datensammlung selbst ist auch die Wahl des Beobachtungszeitraums von entscheidender Bedeutung. Obwohl ein längerer Beobachtungszeitraum in der Regel die Robustheit und Qualität der Ergebnisse positiv beeinflusst, ist bei der Auswahl des Datenhorizonts zu beachten, dass Strukturbrüche in ökonomischen Modellen durch sogenannte „Dummies“, nur bedingt abgebildet werden können. Außerdem verringert ein Modell, welches sich auf die fernere Vergangenheit stützt möglicherweise die Aussagekraft der Ergebnisse für die derzeitige Situation. Durch die Veränderungen im Kraftwerkspark in den letzten Jahren weicht die Preisbildung vermutlich nicht unerheblich von jener vor 2010 ab. Ebenso hat sich die Relevanz der Treiber PV- und Windkraft-Einspeisung in diesem Zeitraum deutlich erhöht.

Um Ergebnisse zu erhalten, welche besonders für die gegenwärtigen Marktgeschehnisse repräsentativ sind, wurde die Analyse auf die Jahre 2012 und 2013 beschränkt. Bei den Teilmärkten Day-Ahead und Intraday gibt es aufgrund der stündlichen Zeitauflösung kaum Probleme im Hinblick auf die Anzahl der für die Schätzung verfügbaren Beobachtungen. Diese stellt sich jedoch im Bereich der Regelenergiemärkte anders dar. Hier wäre aufgrund der wöchentlichen Auktionen ein längerer Zeithorizont durchaus sinnvoll, um die begrenzte Anzahl an Beobachtungen<sup>19</sup> entsprechend zu erhöhen. Jedoch werden erst seit dem Jahr 2012 Auktionen für alle Produkte in der jetzigen Form durchgeführt. Hier kann also nicht auf einen längeren Zeitraum und somit eine größere Stichprobe zurückgegriffen werden.

#### **2.2.3.3. Ergebnisse Day-Ahead Markt**

Für die Day-Ahead EPEX Preise wurden in der Studie zwei unterschiedliche Herangehensweisen gewählt. Typischerweise decken sich vor allem im Sommer die Spitzen des täglichen Lastverlaufs mit den Spitzen der täglichen Photovoltaikeinspeisung. Eine undifferenzierte Betrachtung über einen gesamten Tag würde dazu führen, dass die Koeffizienten nicht mehr klar interpretierbar sind, da sich die Effekte überlagern und so der Koeffizient für die Photovoltaikeinspeisung unterschätzt wird, weil ein Teil des tatsächlichen Effekts rechnerisch im Koeffizienten für den Lastverlauf liegt. Dieses Problem ist in Abbildung 18 graphisch dargestellt. Als möglicher Lösungsansatz wurde im Basismodell die Verwendung der Residuallast identifiziert. Nach der im Abschnitt 2.2.3.1 dargestellten Methodik kann so ein robustes Basismodell gefunden werden. Die Nicht-Linearitäten werden dabei mit Polynominaltermen für die Residuallast abgebildet. Diese ist auch der wichtigste

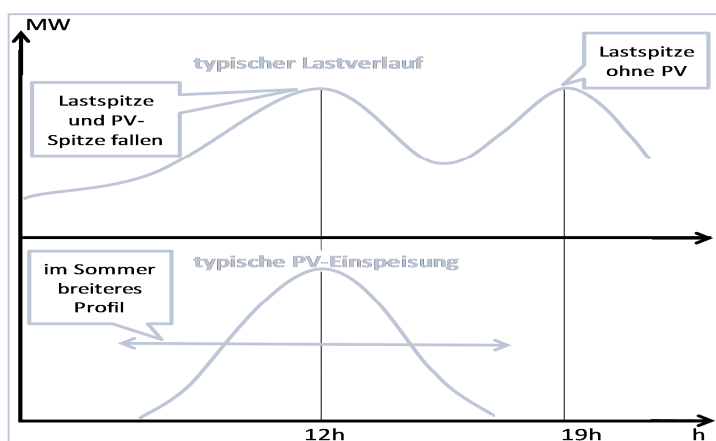
---

<sup>19</sup> 104 im Zeitraum 2012 und 2013

Treiber im Modell. So führt beispielsweise eine Erhöhung der Residuallast von 1 GW bei einem Residuallastniveau von 40 GW zu einer Steigerung des EPEX Spot Preises um 1,42 €/MWh. Bei einem maximalen Residuallastniveau von 80 GW würde dieselbe Mengenänderung sogar zu einer Preissteigerung von 5,02 €/MWh führen. Allerdings kann in diesem Basismodell nicht unterschieden werden, ob dieser Effekt aus 1 GW zusätzlicher Last oder 1 GW geringerer Windkraft- bzw. Photovoltaikeinspeisung herrührt, da die Residuallast beide Effekte gleichermaßen abbildet. Die Durchflussmenge des Rheins zeigt sich hingegen nur bedingt statistisch signifikant<sup>20</sup>, die Durchflussmenge der Donau und die ungeplanten Nichtverfügbarkeiten sind statistisch insignifikant unterschiedlich von null.

Ein wesentlicher Teil der Untersuchung beschäftigt sich mit der Analyse des Einflusses von wetterabhängigen regenerativen Energien. Deshalb wurde für das finale Modell eine Zerlegung der Zeitreihen durchgeführt, um in weiterer Folge den Einfluss von Last, Wind und Photovoltaik direkt ableiten zu können. Der Datensatz wurde demnach in separate Zeitreihen für Sommer und Winter aufgeteilt und ein besonderer Fokus auf die „Sun-Peak“ Stunden, also jene Stunden im Zeitraum von 11.00 bis 16.00 Uhr, gelegt. Da jedoch das ECM-Modell Variablen mit Zeitverzug (Lags) enthält, entstehen durch das Zerschneiden des Datensatzes Sprungstellen, welche durch Dummy Variablen<sup>21</sup> aufgefangen werden müssen. Diese Strategie wird in Abbildung 19 dargestellt. So erfasst etwa die Variable „Dummy Stunde“ den Sprung von Stunde 16 des Vortags auf Stunde 11 des Folgetages.

Abbildung 18: Schematische Darstellung der Spitzen von Photovoltaikeinspeisung und Last



Quelle: Frontier Economics

<sup>20</sup> P-Wert 0,068

<sup>21</sup> Dummy Variablen können nur den Wert 0 oder 1 annehmen.

Abbildung 19: Dummy Variable im neuen Datensatz



Quelle: Frontier Economics

Im finalen Modell kommt diese Zerschneidung des Datensatzes zur Anwendung. Auf Polynomalterme wird ebenfalls verzichtet, da Multikollinearitätsprobleme dadurch vermieden werden konnten, und auch eine einfachere Interpretation der Koeffizienten gegeben ist. Auf eine Transformierung durch Logarithmieren wurde ebenfalls verzichtet. Einerseits entfällt damit die Schwierigkeit hinsichtlich der Behandlung von Negativ-Preisen, andererseits zeigen Post-Estimation Tests, dass die Normalität der Residuen bei in einem Log-Modell nicht mehr gewährleistet ist. Insgesamt sind die Modelle für Stundenscheiben gegenüber dem Basismodell zu bevorzugen, da der Erklärungsgehalt (adj. R-squared, RMSE) höher ist und die Post-Estimation Tests bessere Ergebnisse liefern<sup>22</sup>. Tabelle 12 stellt die Ergebnisse für das finale Day-Ahead Modell für die Sommerzeiträume dar.

Tabelle 12: Ergebnisse des finalen Modells für den Day-Ahead Markt (Sommer)

Modellgüte	
Anzahl Beobachtungen	2.195
F( 11, 2183)	552
Prob > F	0,0000
R-squared	0,7357
Adj. R-squared	0,7344
RMSE	4,4730

<sup>22</sup> Zur besseren Lesbarkeit des Berichts werden die Ergebnisse der Post-Estimation Tests nicht explizit angeführt. Alle finalen Modelle wurden eingehend hinsichtlich der Normalverteilung der Residuen, Autokorrelation, Heteroskedastizität, Multikollinearität und Konvergenz (ECM) getestet und erfüllen die zugrundeliegenden Annahmen. Zusätzlich wurden alle Modelle auch unter Anwendung des robusten Newey-West Schätzers geschätzt.



Finales Modell Day-Ahead: Sommer						
d1_EPEX Spotpreis	Koeffizient	Std. Fehler	t-Wert	P>t	95% Konf.-	Intervall
l1_EPEX Spotpreis	-0,2034	0,0129	-15,7700	0,0000	-0,2287	-0,1781
l1_Last	0,0003	0,0000	12,9700	0,0000	0,0002	0,0003
d1_Last	0,0014	0,0000	52,0300	0,0000	0,0013	0,0014
l1_Wind	-0,0003	0,0000	-9,1800	0,0000	-0,0004	-0,0002
d1_Wind	-0,0013	0,0001	-21,1100	0,0000	-0,0014	-0,0011
l1_PV	-0,0003	0,0000	-8,9000	0,0000	-0,0003	-0,0002
d1_PV	-0,0012	0,0001	-19,5100	0,0000	-0,0013	-0,0011
l1_Dummy Stunde	4,5787	0,4731	9,6800	0,0000	3,6509	5,5066
d1_Dummy Stunde	3,2294	0,3057	10,5600	0,0000	2,6298	3,8290
l1_Dummy Jahr	0,9258	0,2029	4,5600	0,0000	0,5280	1,3236
d1_Dummy Jahr	14,6310	4,4896	3,2600	0,0010	5,8268	23,4353
Konstante	-5,6184	0,9617	-5,8400	0,0000	-7,5043	-3,7326

Anmerkung: d1... erste Differenz, l1... erster Lag

Quelle: Frontier Economics

Generell zeigen das adjustierte R-Quadrat und der F-Test, dass das gewählte Modell den vorliegenden Datensatz hinreichend beschreibt und über 70% der Preisvariationen erklären kann. Im Basismodell über die gesamte Zeitreihe lag dieser Wert hingegen noch bei guten 50%. Die Vorzeichen der erklärenden Variablen zeigen die erwartete Richtung auf. So ist der Einfluss von Last auf den Preis positiv und jener von Windkraft und Photovoltaik negativ. Im Vergleich ist der Einfluss von Photovoltaik im Winter signifikant stärker, da in diesem Zeitraum von einem niedrigen Niveau der Photovoltaikeinspeisung auszugehen ist. Bei Last und Windkrafteinspeisung ist der Unterschied der Koeffizienten hingegen statistisch nicht signifikant.



Somit lässt sich ableiten, dass im Beobachtungszeitraum 1 GW zusätzliche Windkraft einspeisung den EPEX Spot Day-Ahead Preis um 1,3 €/MWh (Winter: 1,2 €/MWh) verringert, während 1 GW zusätzliche Photovoltaikeinspeisung den EPEX Spot Day-Ahead Preis um 1,2 €/MWh (Winter: 1,4 €/MWh) gesenkt hat. Dies bestätigt die Erwartung, dass es für die Verschiebung der Merit Order prinzipiell keinen Unterschied macht, ob die zusätzliche Einspeisung aus Windkraft oder Photovoltaik stammt, da beide Technologien vernachlässigbare Grenzkosten besitzen und sich somit ganz links in der Merit Order befinden. Der unterschiedliche Effekt der Photovoltaikeinspeisung in Sommer und Winter dürfte daher rühren, dass durch die hohe Photovoltaikeinspeisung im Sommer ein abnehmender Grenzeffekt zu beobachten ist. Auch die geringere Last im Sommer dürfte dafür sorgen, dass der Photovoltaik-Effekt in diesem Zeitraum schwächer ausgeprägt ist. Ein möglicher Grund hierfür ist der flachere Verlauf der Merit Order bei niedrigem Lastniveau und der dadurch geringe marginale Grenzeffekt der Photovoltaikeinspeisung. Bei der Last führt wie erwartet eine Erhöhung um 1 GW zu einer Preissteigerung von rund 1,4 €/MWh (Winter: 1 €/MWh). Auch hier führt die flachere Merit Order im Sommer zu einem geringeren marginalen Effekt, wobei der Unterschied zwischen Sommer und Winter laut einem Z-Test statistisch nicht signifikant ist. Nichtverfügbarkeiten und Durchflussmengen zeigten jedoch keinen statistisch signifikanten Einfluss und scheinen daher nicht im finalen Modell auf.

Auffällig war im Rahmen der Analyse auch der Preis der Stunde 11. Dieser war trotz Bereinigung aller anderen im Modell inkludierten Effekte, wie Wind, Photovoltaik und Last, um 3,2 bis 4,4 €/MWh höher als in allen anderen Stunden der analysierten Zeitscheibe „Sun-Peak“. Es stellt sich daher die Frage, welcher zusätzliche Faktor für die Stunde 11 systematisch einen so großen Einfluss haben könnte. Eine mögliche Erklärung hierfür sind die Anfahrkosten für Spitzenlastkraftwerke, welche in dieser ersten Peak Stunde eingepreist werden.

Im Mengenmodell wurde eine analoge Vorgehensweise wie für die EPEX Spot Day-Ahead Preise gewählt. Dabei zeigt sich, dass die wichtigsten Treiber, Last, Windkraft und Photovoltaik mit plausiblen Vorzeichen und Größenordnungen in der Schätzung aufscheinen. So erhöht sich das Handelsvolumen bei 1 MW zusätzlicher Last um 0,1 MWh bzw. bei 1 MW zusätzlicher Photovoltaikeinspeisung um 0,6 MWh. Wenn man beachtet, dass es neben der EPEX Spot noch alternative Handelsplätze, wie Broker Plattformen und oder den bilateralen OTC Markt, gibt, so ist dieser Effekt beachtlich. Jedoch scheinen die Nichtverfügbarkeiten mit negativen Koeffizienten auf, was die Plausibilität des Modells in der Gesamtheit verringert. Es ist daher fraglich, ob im Fall des Mengenmodells eine Spezifikation der Regression gefunden werden konnte, welche das zugrundeliegende wahre Modell hinreichend abbilden kann.

#### **2.2.3.4. Ergebnisse Intraday Markt**

Für den Intraday Markt wurden in der gemeinsamen Studie mit Frontier Economics ebenfalls vier Basismodelle geschätzt. Für die stündlichen Preise in den Lieferzonen Österreich und Deutschland wurden ähnlich wie für den Day-Ahead Markt drei Varianten untersucht, eine Ganzjahresbetrachtung und die beiden Regressionen





für die Sommer- und Winterperioden. Als viertes Basismodell wurde der stündliche Durchschnitt der Kaufs- und Verkaufsmengen in den Lieferzonen Österreich und Deutschland analysiert<sup>23</sup>. Bei der Spezifikation des Ganzjahres-Modells mit dem Residuallastfehler anstatt der separaten Verwendung der Windkraft- und Photovoltaikprognosefehler sind die Vorzeichen der Koeffizienten plausibel und der Erklärungsgehalt mit einem adj R-squared von 0,579 gut. So führt der Anstieg des Day-Ahead Preises um 1 EUR/MWh zu einem Anstieg des Intraday Preises um 0,78 €/MWh. Auch der Residuallastfehler bzw. dessen Polynominalterme sind statistisch signifikant. Hier würde bei einem Residuallastfehler von 3 GW ein zusätzlicher Prognosefehler von 1 GW zu einer Preissteigerung von rund 11 €/MWh führen<sup>24</sup>.

Für das Modell der Winterperiode, welches die Zeiträume Oktober bis März abdeckt, sind die Ergebnisse in Tabelle 13 dargestellt. Das Modell hat einen sehr guten Erklärungsgehalt mit einem adj. R-squared von 0,639 und die Ergebnisse sind äußerst robust. Auch eine Änderung der Schätzgleichung hinsichtlich der Dummies oder auch die Verwendung des robusten Newey-West Schätzers führen inhaltlich zu äquivalenten Ergebnissen. Die Koeffizienten zeigen ebenfalls die zu erwartenden Vorzeichen. Ein Anstieg des Day-Ahead Preises um 1 €/MWh führt zu einer Erhöhung des Intraday Preises um 0,83 €/MWh. Erhöht sich der Windprognosefehler um 1 GW, so führt dies durch die erhöhte Nachfrage zu einem Preisanstieg von 2,5 €/MWh, während der Prognosefehler bei Photovoltaik einen Preisanstieg von 2,2 €/MWh bedingt. Der Unterschied zwischen 1 GW Windkraft- oder Photovoltaikprognosefehler ist wie zu erwarten statistisch nicht signifikant, da es aus Sicht des Händler keinen Unterschied macht, ob der Prognosefehler durch einen Windkraft- oder Photovoltaikprognosefehler bedingt ist. Bei den Nichtverfügbarkeiten führt der Anstieg von 1 GW bei ungeplanten Ausfällen zu einem Preisanstieg von 1,5 €/MWh.

Ein Unterschied zwischen den beiden saisonalen Modellen ist, dass der Windkraftprognosefehler im Winter einen stärkeren Einfluss aufweist als im Sommer<sup>25</sup> und dass im Sommer der Lastprognosefehler statistisch signifikant ist. Allerdings ist der Effekt mit 0,3 €/MWh Preisanstieg bei 1 GW zusätzlichem Prognosefehler rela-

---

<sup>23</sup> Für die Analyse wurden die von EPEX Spot gemeinsam für den österreichischen und deutschen Intraday Markt veröffentlichten Preise und Handelsmengen herangezogen.

<sup>24</sup> Durch die nichtlineare Spezifikation der Regressionsgleichung ist der marginale Einfluss niveauabhängig. Es können also nur Angaben bei jeweils einer spezifischen Größe des Residuallastfehlers, wie z.B. 3 GW, gemacht werden.

<sup>25</sup> Z-Test





tiv gering. Dies liegt aber möglicherweise auch an der Datenlage, da die Lastprognose in Deutschland lediglich von zwei ÜNBs veröffentlicht wird<sup>26</sup>.

Tabelle 13: Ergebnisse des finalen Modells für den Intraday Markt (Winter)

Modellgüte	
Anzahl Beobachtungen	2.189
F( 7, 17535)	259
Prob > F	0,000
R-squared	0,641
Adj R-squared	0,639
Root MSE	5,602

Finales Modell Intraday: Winter						
d1_EPEX Intraday Preis	Koeffizient	Std. Fehler	T	P>t	95% Konf-	Intervall
l1_EPEX Intraday Preis	-0,2289	0,0135	-16,92	0,000	-0,2554	-0,2024
l1_EPEX Spotpreis	0,2153	0,0160	13,48	0,000	0,1840	0,2466
d1_EPEX Spotpreis	0,8327	0,0185	44,94	0,000	0,7964	0,8690
l1_Wind Prognosefehler	0,0006	0,0001	5,64	0,000	0,0004	0,0008
d1_Wind Prognosefehler	0,0025	0,0002	15,02	0,000	0,0022	0,0028
l1_PV Prognosefehler	0,0009	0,0001	9,76	0,000	0,0007	0,0011
d1_PV Prognosefehler	0,0022	0,0002	12,56	0,000	0,0019	0,0026
l1_Nichtverfügbarkeiten (ungeplant)	0,0004	0,0001	3,69	0,000	0,0002	0,0007
d1_Nichtverfügbarkeiten (ungeplant)	0,0015	0,0003	4,83	0,000	0,0009	0,0021
l1_Dummy Stunde	1,3969	0,5316	2,63	0,009	0,3545	2,4393
d1_Dummy Stunde	1,3298	0,3542	3,75	0,000	0,6351	2,0244
l1_Dummy Block 1	-0,6113	0,3538	-1,73	0,084	-1,3050	0,0825
d1_Dummy Block1	-0,8116	8,0924	-0,10	0,920	-16,6814	15,0581

<sup>26</sup> In einer ökonometrischen Analyse ist dies vor allem dann ein Problem, wenn die Prognosefehler der zwei fehlenden ÜNBs systematisch von jener der Anderen abweichen würden.



I1_Dummy Block 2	-0,8216	0,3073	-2,67	0,008	-1,4242	-0,2191
d1_Dummy Block 2	4,2261	5,6702	0,75	0,456	-6,8934	15,3456
Konstante	0,0960	0,4811	0,20	0,842	-0,8474	1,0395

Anmerkung: d1... erste Differenz, I1... erster Lag

Quelle: Frontier Economics

Im Gegensatz dazu zeigt sich, dass das Mengenmodell im Intraday Markt im Falle einer Ganzjahresbetrachtung nur einen geringen Erklärungsgehalt liefert. Lediglich 8 % der Mengenschwankungen können mit dem Modell erklärt werden. Auch der mittlere Fehler (RMSE) ist mit 436 MW im Vergleich zur durchschnittlichen gehandelten Kaufs- und Verkaufsmenge von 1.500 MW sehr hoch. Zudem weisen die negativen Vorzeichen der Koeffizienten für den Windkraft- und Photovoltaikprognosefehler nicht die korrekte Richtung auf, da ein höherer Prognosefehler die Nachfrage und somit auch den Preis im Intraday Markt erhöhen sollte. Ein mögliches Problem bei der Schätzung der gehandelten Mengen ist die unzureichende Datenlage. Auch hier fließt die Problematik ein, dass nur zwei der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber ihre Lastprognose veröffentlichen. Andererseits geht der Windkraft- und Photovoltaikprognosefehler auf Basis der Day-Ahead Prognose in das Modell ein<sup>27</sup>. Da am Intraday-Markt in den Jahren 2012 und 2013 fließend gehandelt wurde, sind bei den tatsächlich im Order Book eingegebenen Mengen die jeweils zum Zeitpunkt der Gebotslegung vorhandenen Informationen relevant. Durch diese zeitliche Verschiebung bilden die verfügbaren Prognosefehler die für die Stromhändler relevanten Abweichungen nicht zur Gänze ab.

### 2.2.3.5. Ergebnisse Regelreservemärkte

Im Rahmen der Untersuchung der Regelenergieprodukte konnten mit Ausnahme der Primärregelung keine zufriedenstellenden Modelle gefunden werden. Wie im Abschnitt zur Methodik erläutert, wurden Ausreißer eliminiert, um den Erklärungsgehalt der Fundamentaltreiber nicht zu verzerren. Als Haupttreiber der Primärregelreservepreise konnten so einerseits das Überschussangebot in den PRR-Ausschreibungen und andererseits die Einführung der Kooperation mit der Schweiz im Juli 2013 identifiziert werden.

---

<sup>27</sup> Die Prognosen auf der EEX Transparency Platform werden um 18.00 Uhr d-1 veröffentlicht.



Tabelle 14: Finales Modell Primärregelung

Modellgüte	
Anzahl Beobachtungen	93
F( 7, 17535)	11
Prob > F	0,000
R-squared	0,539
Adj R-squared	0,489
Root MSE	1,056

Finales Modell Primärregelung						
d1_PRL Preis	Koeffizient	Std. Fehler	T	P>t	95% Konf-	Intervall
l1_PRL Preis	-0,3298	0,0491	-6,7200	0,0000	-0,4274	-0,2322
l1_Phelix Base	0,0728	0,0256	2,8400	0,0060	0,0219	0,1238
d1_Phelix Base	-0,0249	0,0284	-0,8800	0,3830	-0,0815	0,0316
l1_Überschussangebot	-0,0798	0,0155	-5,1400	0,0000	-0,1107	-0,0490
d1_Überschussangebot	-0,0364	0,0171	-2,1300	0,0360	-0,0705	-0,0024
l1_Speicherpegelstände	-5,34E-07	1,95E-07	-2,7400	0,0070	0,0000	0,0000
d1_Speicherpegelstände	0,00000344	0,00000145	2,3700	0,0200	0,0000	0,0000
l1_Dummy GCC	-3,3909	0,6592	-5,1400	0,0000	-4,7021	-2,0798
d1_Dummy GCC	-5,8201	1,0994	-5,2900	0,0000	-8,0067	-3,6335
Konstante	9,6823	1,8136	5,3400	0,0000	6,0752	13,2894

Anmerkung: d1... erste Differenz, l1... erster Lag

Quelle: Frontier Economics

So hat die PRR-Kooperation also der GCC<sup>28</sup> Dummy, zu einer signifikanten Preis-senkung um ca. 6 €/MWh geführt. Auch die Speicherpegelstände in Österreich und das Überschussangebot, d.h. angebotene Menge abzüglich ausgeschriebener Menge, sind auf dem 5% Niveau statistisch signifikant und weisen die zu erwartenden Vorzeichen auf. Der Grundlast Phelix Wochenfuture ist hingegen statistisch nicht

<sup>28</sup> Grid Control Cooperation



signifikant. Eine weitere Reduktion des Modells führt zu schlechteren Postestimation Tests und zu einem geringeren Erklärungsgehalt. Das adjustierte R-squared fällt hier auf unter 0,4. Die ökonometrischen Analysen der Angebotsmengen und Leistungspreise für die anderen Regelreserveprodukte ergeben jedoch keine robusten Modelle mit ausreichendem Erklärungsgehalt. Auch hier liegt das R-squared bei deutlich unter 40 % und plausiblen Vorzeichen der Fundamentaltreiber.

Die Ursachen hierfür können zum einen die geringe Stichprobengröße, mit insgesamt 104 Datenpunkte inkl. Ausreißer, sein und zum anderen die komplexen und dynamischen Kostenzusammenhänge und Preisbildungsmechanismen. Zudem können Parameter die vermutlich ebenfalls in das Modell miteinfließen sollten, wie beispielsweise Marktmacht oder Marktkonzentration, in dem durchgehend hoch konzentrierten Markt im zeitlichen Ablauf nicht abgebildet werden und müssen so aus der Analyse exkludiert werden. Dies ist umso bedauernder, als dass sich gerade im Bereich der PRR zeigt, dass die Ausweitung des Marktes und der dadurch entstandene Wettbewerbsdruck nachweisbare empirische Effekte besitzen.

#### **2.2.3.6. Zusammenfassung**

Wie die Untersuchung zeigt, lassen sich Wechselwirkungen zwischen Preisen, Handelsmengen und Fundamentaldaten vor allem im Day-Ahead Markt der EPEX Spot sehr gut identifizieren. Im betrachteten Zeitraum 2012 und 2013 zeigten die Einspeisung aus Windkraft und Photovoltaik sowie die Last eine signifikante Auswirkung auf den Stromgroßhandelspreis. Die gehandelten Mengen werden ebenfalls durch diese Faktoren beeinflusst, wobei jedoch anzumerken ist, dass die Plausibilität des Mengenmodells durch den intuitiv nicht zu erwartenden negativen Einfluss der Nichtverfügbarkeit von Erzeugungsanlagen in Frage gestellt werden kann. Im Bereich des Intraday Handels an der EPEX Spot zeigen vor allem der Day-Ahead Preis, der Windkraft- und Photovoltaikprognosefehler sowie ungeplante Nichtverfügbarkeiten eine signifikante Auswirkung auf den Preis. Der Lastprognosefehler stellte im betrachteten Zeitraum keinen signifikanten Preistreiber dar. Dies ist jedoch möglicherweise auf den Umstand zurückzuführen, dass nur zwei der vier deutschen ÜNBs Lastprognosen im betrachteten Zeitraum veröffentlicht haben und diese als Referenz für die Prognosegüte aller vier ÜNBs herangezogen wurden. Bei einer systematischen Abweichung des Lastprognosefehlers der zwei nicht veröffentlichenden ÜNBs wäre eine Fehlerinterpretation des Einflusses möglich. Das Mengenmodell des Intraday Marktes zeigte auch nur einen geringen Erklärungsgehalt. Lediglich 8 % der Mengenschwankungen konnten damit erklärt werden. Ein möglicher Grund hierfür ist wiederum die Datenlage. Einerseits kommt das Problem der fehlenden Lastprognosen von zwei ÜNBs auch im Mengenmodell zum Tragen, andererseits könnte auch die Tatsache, dass die Prognoseabweichung für Windkraft-, Photovoltaik und Last jeweils auf Basis der am Vortag veröffentlichten Prognosedaten und nicht dem aktuellen Wissensstand der Marktakteure zum Handelszeitpunkt ermittelt wurde, zu einer Verringerung der Erklärungsgehalts geführt haben. Die Untersuchung des Regelreservemarktes in den Jahren 2012 und



2013 lieferte mit Ausnahme der PRR keine sinnvollen Erklärungen der Preisentwicklung durch die untersuchten Fundamentaltreiber. Im Falle der PRR zeigte vor allem das Überschussangebot an Regelleistung sowie die begonnene Marktintegration mit der Schweiz eine preissenkende Wirkung. Letzteres ist ein eindeutiges Zeichen dafür, dass auch zukünftige Anstrengungen vorwiegend in Richtung einer raschen Integration der zumeist noch nationalen Regelreservemärkte gelegt werden sollten.

#### **2.2.4. 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 verhandeln ihre Bezugskonditionen individuell mit dem Lieferanten.

##### **2.2.4.1. Marktstruktur der Endkundenmärkte**

###### **Anbieterstruktur**

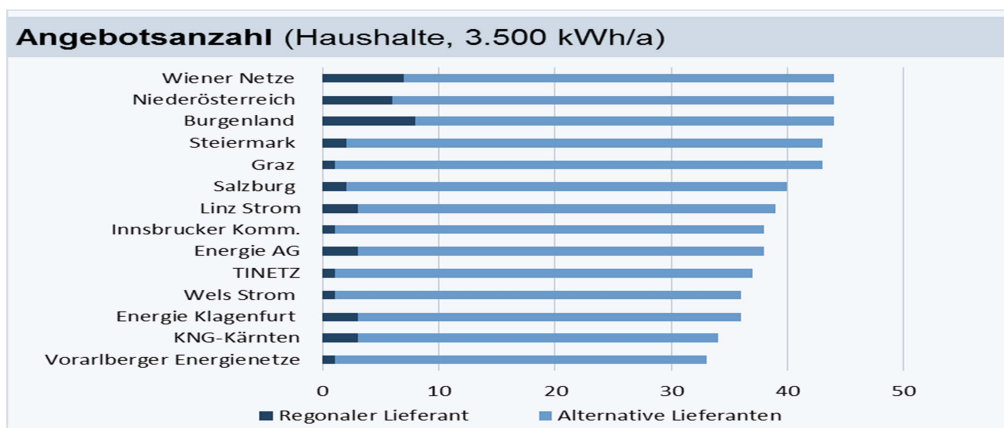
Die Anbieterstruktur am Massenkundenmarkt hat sich 2013 fast nicht geändert. Lediglich zwei neue Anbieter, PGNiG Sales & Trading (PST) und WEB Windenergie AG, sind Ende des Jahres in den Markt eingetreten. Die Stadtwerke Klagenfurt präsentierten Anfang Juni 2014 ihre neue Marke Pullstrom. Allen neuen Unternehmen wurde das von der E-Control 2013 erstellte Lieferantenhandbuch zur Verfügung gestellt.

Das Produktangebot hat sich im Vergleich zum Vorjahr um mehr als ein Drittel erhöht<sup>29</sup>. Haushalte in Wien, Niederösterreich und dem Burgenland haben eine Auswahl von bis zu 44 Produkten (Mitte 2013 waren es ca. 35), davon stammen sechs bis acht von regionalen Lieferanten. Die meisten alternativen Angebote, insgesamt 42 von 26 unterschiedlichen Lieferanten bekommen Haushaltskunden in der Steiermark, dagegen können Kunden in Vorarlberg nur zwischen 33 Produkten wählen (Abbildung 20).

---

<sup>29</sup> Vgl. E-Control Tarifikalkulator, [www.e-control.at](http://www.e-control.at), Stand 12.6.2014

Abbildung 20: Anzahl der Angebote nach Verteilnetzgebieten



Quelle: E-Control

### Nachfragestruktur

Insgesamt gab es in Österreich im Jahr 2013 5,965 Mio. Zählpunkte (+0,64% gegenüber 2012), die mit Strom beliefert wurden. Die Steigerung ist vor allem auf den Neubauten im Haushaltskundenbereich zurückzuführen. Auf Haushalte entfällt insgesamt ca. 72% der Zählpunkte, dagegen nur ca. 23% des Stromverbrauchs.

#### 2.2.4.2. Marktkonzentration am österreichischen Strommarkt<sup>30</sup>

In der Marktstatistik werden seit 2008 die Marktanteile der Stromanbieter für nicht lastganggemessene Endkunden erhoben.<sup>31</sup>

Diese Daten zeigen, dass die Marktanteile der drei größten Lieferanten sowie der HH-Index<sup>32</sup> in den unterschiedlichen Marktsegmenten zum Teil über den Schwellenwerten liegen, die für einen stark konzentrierten Markt sprechen<sup>33</sup>. Die Marktkonzentration im Jahr 2013 in den beiden Kundengruppen Haushalte und Gewerbe liegt mit 1.781 (Vorjahr 1.769) und 1.684 (Vorjahr 1.685) knapp unter dem Schwellenwert des HHI von 1.800.

<sup>30</sup> 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.

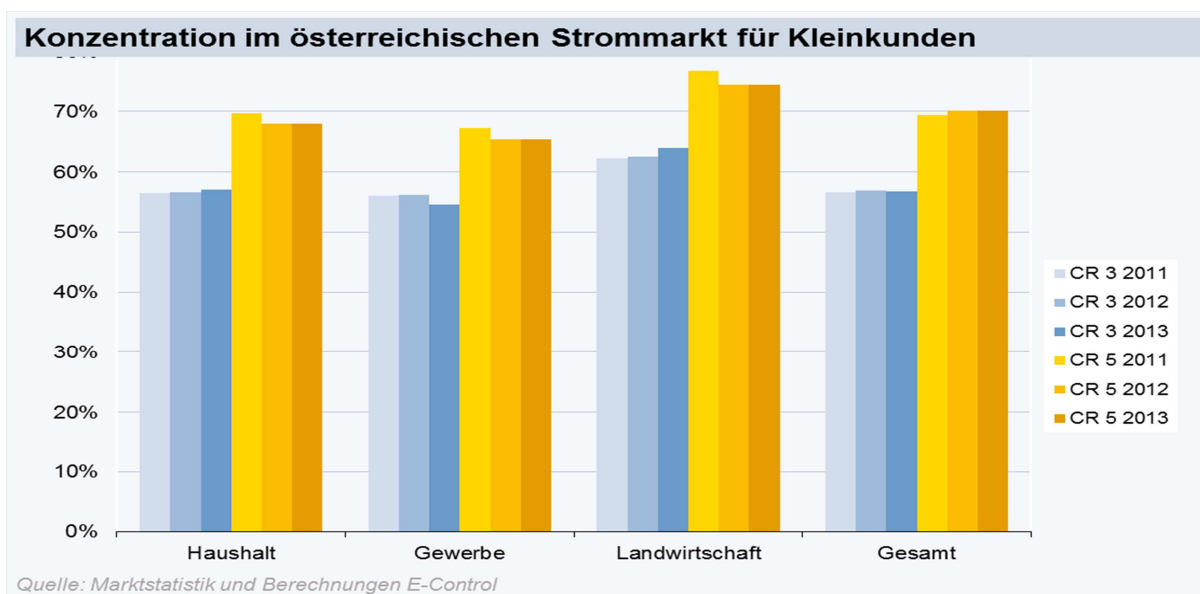
<sup>31</sup> Gesetzliche Basis dafür ist die Elektrizitäts-Statistikverordnung 2007, Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der statistische Erhebungen für den Bereich der Elektrizitätswirtschaft angeordnet werden; BGBl. II Nr. 284/2007.

<sup>32</sup> HH-Index (Herfindahl-Hirschmann-Index): Summe der quadrierten Marktanteile aller Unternehmen; Kennzahl zur Konzentrationsmessung und zur Einschätzung der Wettbewerbsintensität.

<sup>33</sup> 50% für CR 3 und 66,7% für CR5, HHI ab 1.800).

Der kumulierte Marktanteil der drei größten Lieferanten für Haushaltskunden und Gewerbe ist mit 57% bzw. 55% im Vergleich zum Vorjahreswert (56%) nahezu unverändert geblieben.

Abbildung 21: Konzentration im österreichischen Strommarkt für Kleinkunden



Der Marktanteil der fünf größten Lieferanten für Haushalte ist von 70% auf 68% geringfügig gesunken, im Gewerbekundenbereich hingegen stieg er von 65% auf 68%. Damit befriedigen die fünf größten Lieferanten nach wie vor mehr als 2/3 Drittel der Nachfrage.

Innerhalb des letzten Jahres ist es zu einer geringen Verschiebung der einzelnen Marktanteile gekommen. Die lokalen Lieferanten verfügen weiterhin über eine starke Marktmacht, alternative Lieferanten konnten jedoch aufgrund attraktiver österreichweiter Aktionen Kunden gewinnen.

### 2.2.4.3. Produktpolitik der Lieferanten

Für Haushaltskunden erfolgt die Produktdifferenzierung vor allem nach folgenden Merkmalen:

- Kommunikationsart (z.B. Onlineprodukt): um ein Onlineprodukt beziehen zu können, muss der Kunde über einen Internetzugang und eine E-Mail-Adresse verfügen. Sehr oft ist die Voraussetzung auch eine SEPA-Lastschrift als Zahlungsart. Die Anzahl der Online-Produkte steigt seit 2012 kontinuierlich an;



- Strommix (z.B. Ökostromprodukt): Produkte auf Basis von Wasserkraft, Windenergie oder Sonnenenergie oder eine noch weitere Differenzierung durch Merkmale wie z.B. ein Umweltzeichen;
- Preismodell: es wird unterschieden zwischen herkömmlichen Produkten ohne Preisgarantie, bei welchen sich der Preis jederzeit ändern kann, Produkten mit Preisgarantie zwischen 12 und 24 Monaten und Floatpreise mit oder ohne Preisgrenze (Cap), welche monatlich oder quartalweise angepasst werden.
- Rechnungslegung: die Lieferanten bieten in ihren angestammten Gebieten eine integrierte Rechnungslegung an d.h. der Kunde bekommt eine Rechnung für Energie und Netz. Werben sie außerhalb ihres Stammgebietes um Kunden, bieten sie meistens getrennte Rechnungslegung an. Dies gilt auch die für die Mehrheit der alternativen Anbieter.

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. Der Anteil dieser Produkte steigt fast monatlich. In Wien sind 20% der zur Auswahl stehenden Produkte mit Preisgarantie, 7% mit automatischer Preisanpassung (Floater) und der Rest herkömmliche Produkte ohne Preisgarantie. Fast 30% sind Onlineprodukte, 70% sind mit einer integrierten Rechnungslegung und 60% sind reine Ökostromprodukte.

Das Interesse der Konsumenten am Thema Energiekosten ist im Laufe 2013/14 deutlich gestiegen, was unter anderem an den stark gestiegenen Besucherzahlen des Tarifkalkulators erkennbar ist. Die hohen Energiekosten, welche im Massenkundenmarkt schon lange entkoppelt von sinkenden Großhandelspreisen auf einem hohen Niveau verweilen, werden medial immer öfter thematisiert. Diese Marktsituation sahen die neuen Anbieter als einen geeigneten Zeitpunkt, um in den Markt einzudringen und die schon ansässigen alternativen Anbieter als einen richtigen Zeitpunkt für den Start von Vermarktungsaktionen in Kooperation mit anderen Branchen oder Preissenkungsaktionen für Bestandskunden. Die alternativen Lieferanten änderten häufiger ihre Neukundenrabatte, um auf Angebote der Konkurrenz zu reagieren.

Die OekoStrom AG hat Anfang und Herbst 2013 ein Grünstrom-Produkt in einer Kooperation mit Hofer auf den Markt gebracht. AEE Naturstrom organisierte eine ähnliche Aktion mit Tchibo. Diese Angebote waren auf 5.000 Vertragsabschlüsse beschränkt, hatten längere Preisgarantien und waren durch zusätzliche Grünstrom- Aufzeichnungen und Empfehlung anderer Umweltorganisationen (z.B. Greenpeace, Global 2000) gekennzeichnet. Zuletzt sorgte die VKI-Aktion „Energiekosten-Stop“ für Bewegung am Markt und zog die höchsten Wechselzahlen seit Marktliberalisierung nach sich.

### **VKI-Aktion Energiekosten**

Der Verein für Konsumenteninformation (VKI) startete am 26. September 2013 Österreichs ersten Gemeinschaftseinkauf für Strom und Gas. Der VKI kooperierte mit der niederländischen Firma PrizeWize, die dieses Modell bereits in ihrem Hei-





matland, sowie Belgien, Portugal und Großbritannien etabliert hat. Bei drei Aktionen der niederländischen Verbraucherschutzorganisation im Jahr 2012 wechselten dort von 295.000 Interessenten rund 115.000 Endkunden den Energieanbieter, in Belgien 46.000 Kunden, in Portugal 47.600 und in England 37.000. PrizeWize bekommt pro abgeschlossenem Vertrag ein festgelegtes Entgelt vom Energielieferanten, der VKI bekommt Kostenersatz. VKI hat mit 14 potentiellen Energieanbietern im Vorfeld Gespräche geführt und organisierte am 17. Dezember ein Bestbieterverfahren<sup>34</sup>, aus dem Stromdiskont für Strom und goldgas für Gas als Bestbieter hervorgegangen sind.

Bis 16. Dezember hatten sich 260.584 Konsumenten, die an der Aktion teilnehmen wollten, über eine Internetseite unverbindlich angemeldet.

Ab Mitte Jänner 2014 erhielten alle registrierten Konsumenten eine auf ihrem Jahresverbrauch basierenden Berechnung ihrer individuellen Ersparnis und konnten bis Ende Februar entscheiden, ob sie auf den neuen Tarif umsteigen wollen. Für den Umstieg musste lediglich ein Online-Formular ausgefüllt werden, die restlichen Schritte erledigte der VKI. Am Ende der Aktion wurden 98.000 Strom- und Gasanbieterwechsel bei Haushalten abgeschlossen, davon entfallen 68.000 auf den Strombereich. Der Wechsel auf den Gemeinschaftstarif war bis 11. April 2014 möglich<sup>35</sup>.

#### **2.2.4.4. Wechselverhalten**

Die Wechselrate hat sich 2013 beinahe verdoppelt – von 1,1 Prozent aller Verträge im Jahr 2012 auf 1,9 Prozent 2013. Insgesamt suchten sich im vergangenen Jahr 114.269 Stromkunden einen neuen Stromlieferanten, darunter waren es 78.095 Haushalte. Dadurch wurde der letzten Rekordhoch aus 2010 überholt.

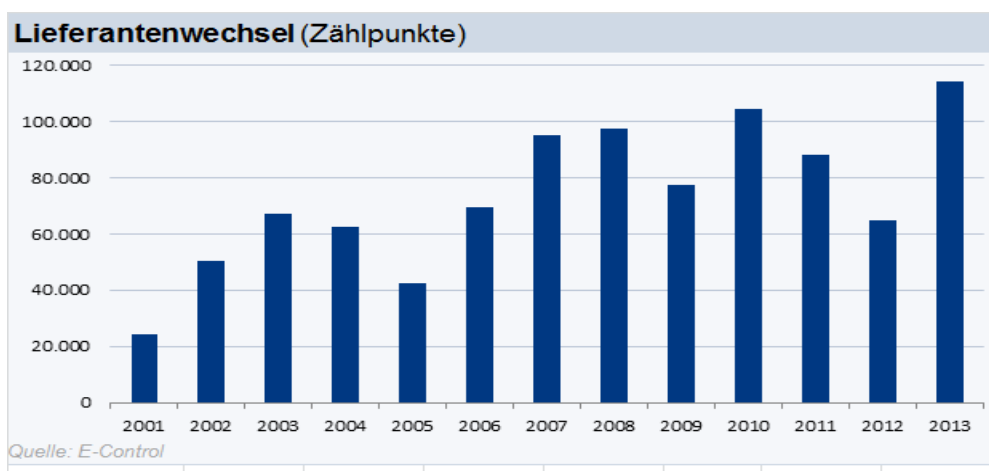
---

<sup>34</sup> APA Meldungen zur VKI Energiekosten-Stop Aktion, 13.9.2013

<sup>35</sup> VKI Presseinformation vom 6.5.2014



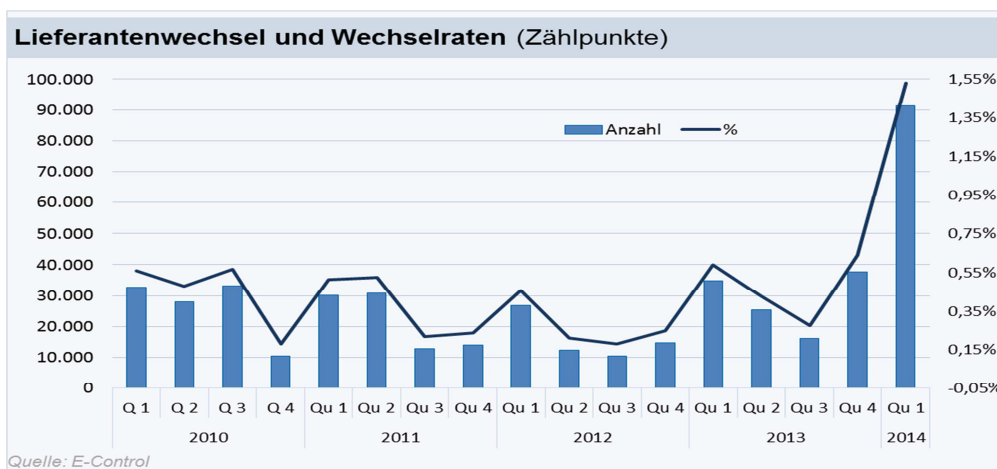
Abbildung 22: Versorgerwechsel und Wechselraten 2010 – Q1/2014



Quelle: E-Control

Im ersten Quartal 2014 erreichten die Wechselzahlen ein Quartalsrekordhoch. Von 91.200 Wechslern entfallen insgesamt 70.950 auf Haushalte, davon wurden 68.000 Verträge im Rahmen der VKI-Aktion abgeschlossen. Im Kleingewerbebereich wurde mit 19.000 Lieferantenwechseln auch einen Spitzenwert erreicht. Die meisten Wechsler (Haushalte) gab es in OÖ (2,7%), gefolgt von Wien 1,8% und der Steiermark 1,7%.

Abbildung 23: Versorgerwechsel und Wechselraten 2010 – Q1/2014



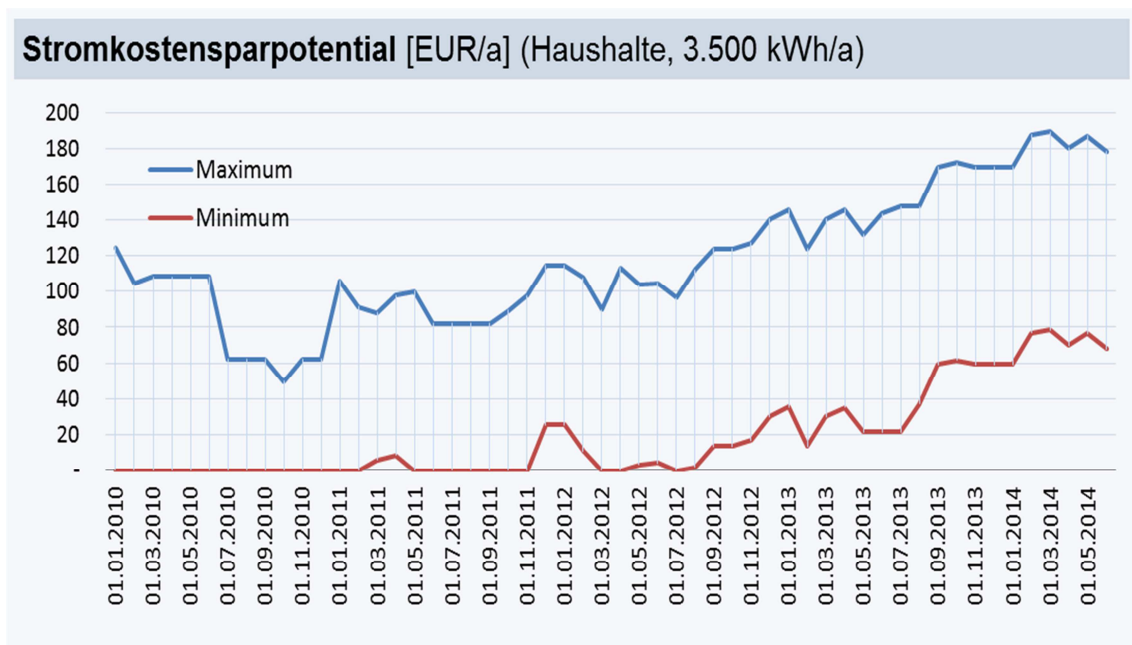
Quelle: E-Control



### Einsparpotential beim Wechsel

Das Einsparpotential beim Wechsel vom regionalen Lieferanten zu einem Alternativen hat sich seit 2011 verdoppelt. Am meisten können sich die Haushalte im Netzbereichen Oberösterreich und Linz mit bis zu 190 €/a ersparen, mit 70 €/a am wenigstens diejenige in Vorarlberg (Abbildung 24).

Abbildung 24: Entwicklung Stromkostensparpotential (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/a) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten



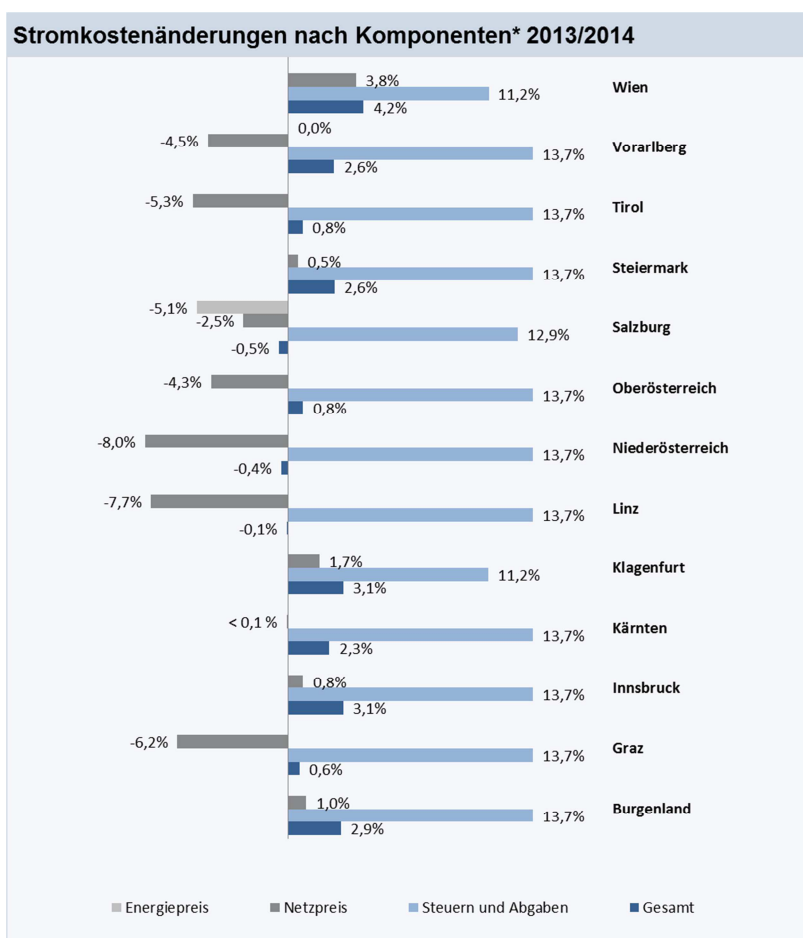
Quelle: Tarifikalkulator, E-Control

### 2.2.4.5. Entwicklung der Endkundenpreise

#### Massenkundenmarkt

Anfang September 2013 hat der Verbund, der größte alternative Lieferant, seine Energiepreise für Bestandskunden als auch Neukunden im Schnitt um 10 Prozent gesenkt. Anfang Oktober senkten auch die Unternehmen der EAA ihre Preise um ca. 3,4 bis 3,8 Prozent, Anfang 2014 senkte die Salzburg AG ihre Preise um ca. 5 Prozent. Einige kleinere regionale Lieferanten (z.B. Karlstrom, Stadtwerke Bruck an der Mur, Stadtwerke Mürzzuschlag usw.) zogen ebenfalls nach und senken ihre Preise in der ersten Hälfte 2014. Dadurch konnten die österreichischen Haushalte zwischen September 2013 und Mai 2014 insgesamt ca. 37,8 Mio. Euro einsparen.

Abbildung 25: Stromkostenänderung nach Komponenten 2013/14 für ein Musterhaushalt 3.500 kWh/a (für ein Musterhaushalt 3.500 kWh/a; Energiepreis des angestammten Lieferanten ohne Rabatte; Netzpreis inkl. Netznutzungs-, Netzverlust- und Messentgelt; Veränderung Steuern und Abgaben berücksichtigt Umsatzsteuer nicht)



Quelle: E-Control

Die Netznutzungsentgelte wurden Anfang 2014 geändert, wodurch sich je nach Netzbereich Senkungen oder Erhöhungen ergaben. Die höchste Erhöhung erfuhren Haushaltskunden in Wien mit +3,8%, die höchste Preissenkung Haushaltskunden in Niederösterreich.

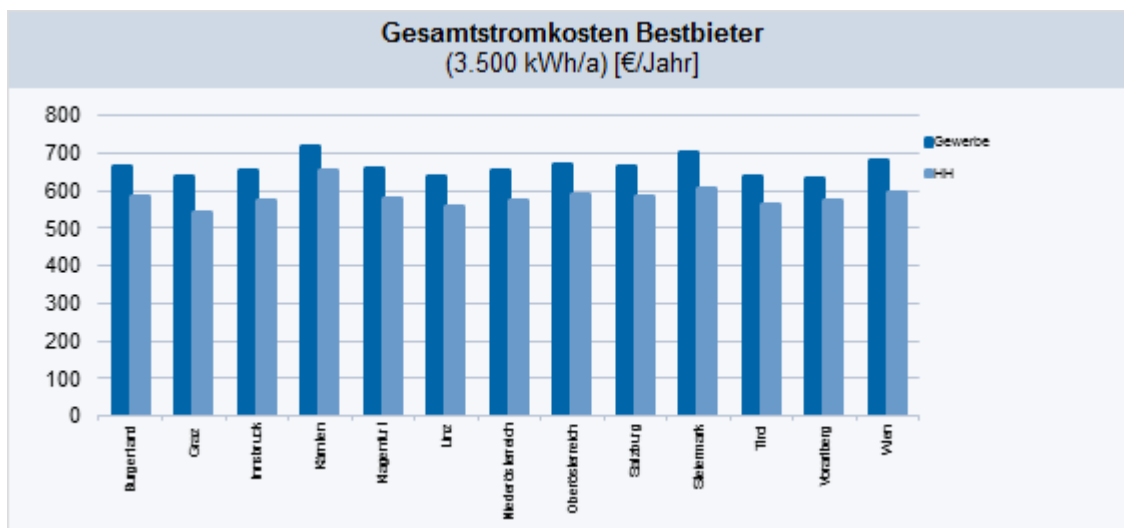
Die Ökostromkosten (Ökostromförderbeiträge) stiegen im Jahr 2014 stark an, z.B. zahlt ein Musterhaushalt mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh/a statt 54 € nun 68 € exkl. USt. (+26 Prozent). Ohne Berücksichtigung der eventuellen Kosteneinsparung beim Lieferantenwechsel, erfuhren Haushalte in Wien mit Anfang 2014 die stärkste Kostenerhöhung (insgesamt 26 €), eine geringe Entlastung von 4 € gab es für Kunden in Salzburg (Abbildung 25).



### Gewerbe

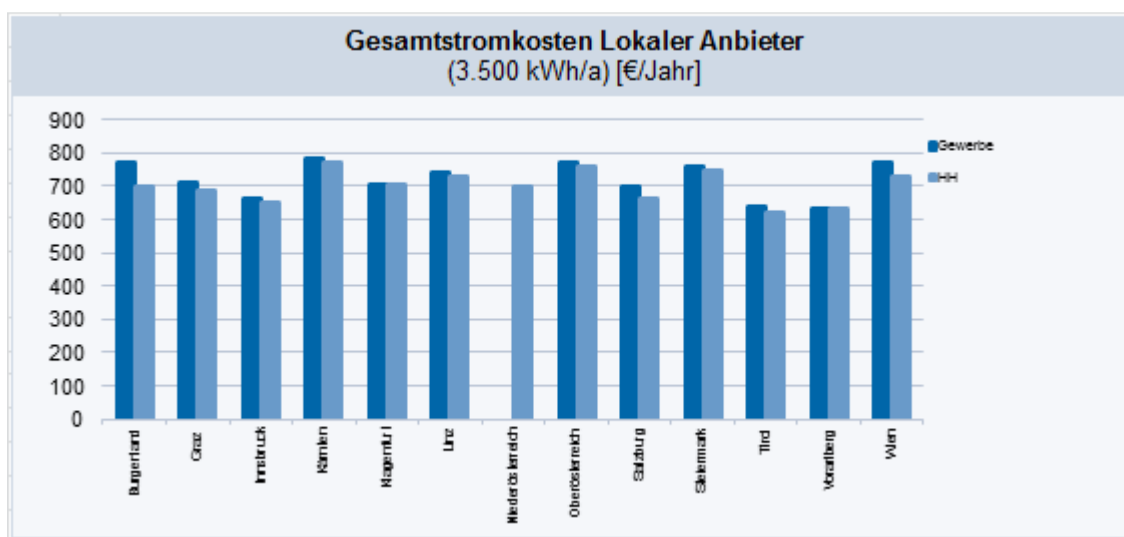
Mit Ende 2013 wurde das Preisvergleichsangebot der E-Control für Endkunden erweitert. Neben Haushaltskunden, KMUs und großen Industriekunden, welche Tarifkalkulator, KMU Energiepreis-Check oder die veröffentlichten Industriepreisvergleiche als Hilfe bei der Auswahl des Lieferanten für Strom und Gas heranziehen können, steht mit dem Gewerbe-Tarifkalkulator nun auch für kleinere Gewerbetreibenden mit standardisierten Lastprofilen eine Online-Applikation zur Verfügung. Die ersten Datenanalysen zeigen, dass die Bestbieterangebote für Strom inkl. Neukundenrabatte für Gewerbe zwischen 10% bis 15% höher liegen als die Angebote für Haushalte. Die Gewerbe-Produkte der lokalen Anbieter sind bis zu 5% höher, als deren Produkte für Haushalte. Im Gegensatz dazu sind die Angebote im Gasbereich für beide Kundengruppen fast gleich.

Abbildung 26: Gesamtstromkosten Bestbieter nach Netzbereichen (Musterhaushalt und Mustergewerbe G0, 3.500 kWh/a Energie, Netz inkl. Steuern und Abgaben)



Quelle: Tarifkalkulator, E-Control

Abbildung 27: Gesamtstromkosten angestammter Anbieter (Local Player) je Netzbereich (Musterhaushalt und Mustergewerbe G0, 3.500 kWh/a Energie, Netz inkl. Steuern und Abgaben)



Quelle: Tarifikalkulator, E-Control

Die Mehrheit der Anbieter hat für das gleiche Serviceangebot eine gleich hohe Grundpauschale für Haushalte wie für Gewerbe. Diese beträgt abhängig vom Jahresverbrauch zwischen 1% und 15% des gesamten Nettoenergiepreises. Der Preisunterschied ist vorallem auf den Arbeitspreis zurückzuführen, der bei einigen Lieferanten für Gewerbekunden wesentlich höher ausfällt. Gewerbekunden finden im Tarifikalkulator zwischen 10 und 15 Angebote für Strom bzw. 4 bis 12 Angebote für Gas. Dagegen können Haushaltskunden zwischen 25 und 37 Angeboten für Strom und 5 bis 19 Angeboten für Gas wählen. Gewerbekunden in Graz können aus der höchsten Anzahl an Angeboten wählen, während Betriebe in Tirol und Vorarlberg die kleinste Produktpalette vorfinden<sup>36</sup>.

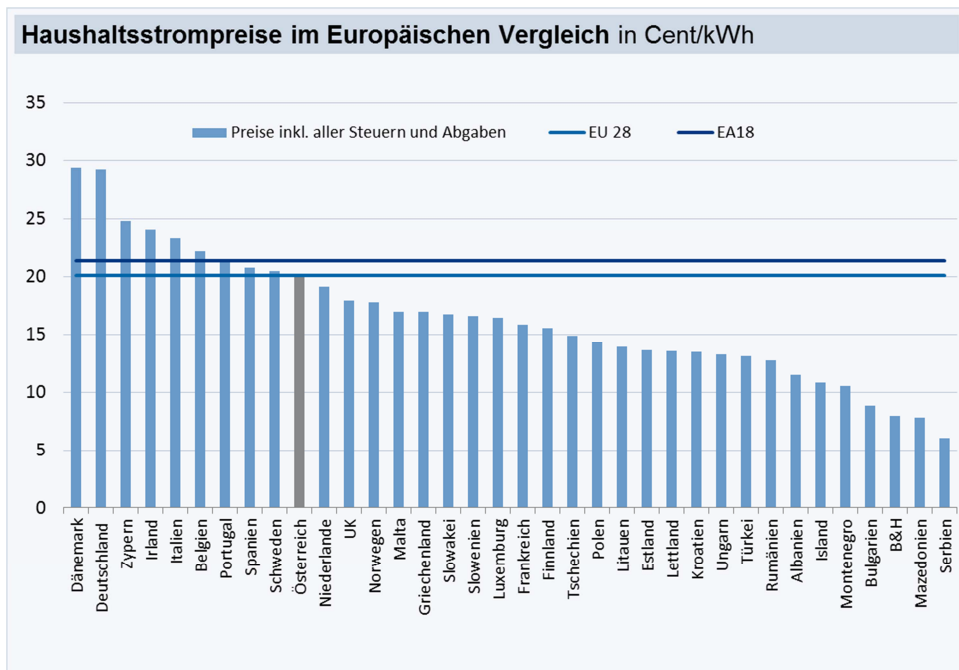
### Preise im europäischen Vergleich

Die Preise für Haushalte inkl. aller Steuern haben sich im europäischen Vergleich in unterschiedliche Richtungen entwickelt. Während sie in der zweiten Hälfte 2013 verglichen mit dem gleichen Vorjahreszeitraum in Ungarn ein minus von 14,8% und in Spanien von 8,8% verzeichnen ausmachten, stiegen sie in Frankreich um 9,6% und in Deutschland um 9,2% an. In Österreich gab es eine kaum spürbare Senkung von 20,24 Cent/kWh auf 20,18 Cent/kWh. Der Durchschnitt der EU28-

<sup>36</sup> E- Control Tarifikalkulator Stand Februar 2014

Länder ist um 2,5% von 19,66 Cent/kWh auf 21,34 Cent/kWh gestiegen (Abbildung 28).

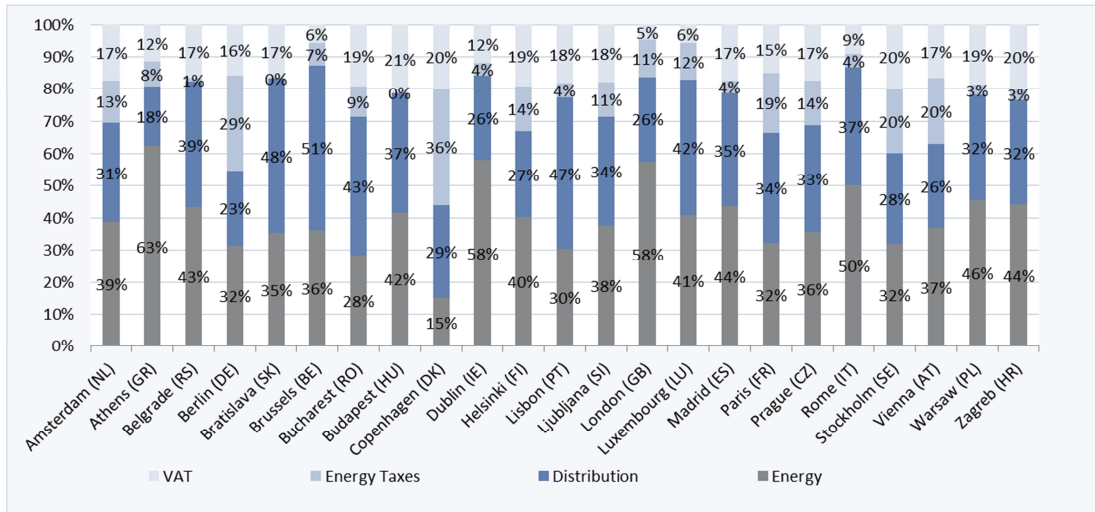
Abbildung 28: Haushaltsstrompreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich (2500-5000 kWh), inkl. Steuern und Abgaben, zweites Halbjahr 2013



Quelle: Eurostat

Der nicht regulierte Anteil (Energie) an den Gesamtkosten ist in Wien zwischen Ende 2012 und Mitte 2014 von 41% auf 37% gesunken. Die höchsten Werte sind in Athen (63%) sowie in London und Dublin (58%) zu finden, das Minimum mit 15% in Kopenhagen, wo Steuern und Abgaben einen Wert von 56% am Gesamtpreis ausmachen. In Wien liegt der Anteil des Energiepreises an den Gesamtkosten mit 37% weit über dem Durchschnitt von 28% (Abbildung 29).

Abbildung 29: Aufteilung der Stromkosten im internationalen Städtevergleich



Quelle: HEPI<sup>37</sup> Mai 2014, E-Control

### Sondervertragskundensegment

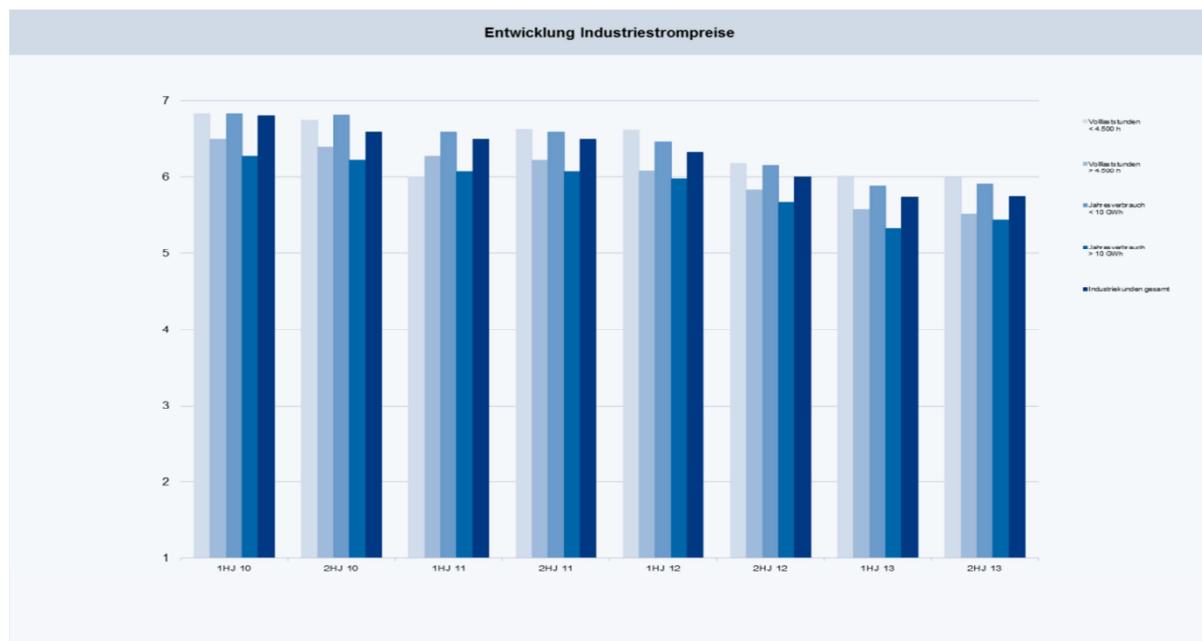
Die Ergebnisse der Industriepreiserhebung<sup>38</sup> zeigen im 2. Halbjahr 2013 einen leichten Anstieg der Preise verglichen mit dem ersten Halbjahr. Gegenüber dem Vorjahr kam es jedoch zu einer Senkung der Preise um 4 Prozentpunkte. Die durchschnittlichen Preise betragen in allen Kategorien unter 6 Cent/kWh. Die niedrigsten Preise wurden in der Gruppe mit einer Abnahme größer als 10 GWh und mehr als 4.500 Vollaststunden beobachtet (Abbildung 30).

<sup>37</sup> Der Europäische Haushalts-Energiepreisindex (HEPI) wird von der E-Control GmbH in Zusammenarbeit mit dem VaasaETT Global Energy Think-Tank erstellt. Für diesen gewichteten Haushaltspreisindex, dem die allgemeinen Preisentwicklungen von ganz Europa zugrunde liegen, werden die Strom- und Gaspreise des jeweils vorherrschenden Versorgers und seines stärksten Konkurrenten in den Hauptstädten der EU-15-Staaten herangezogen. Es werden jeweils die von den Konsumenten am meisten genutzten Tarife in die Analyse mit einbezogen.

<sup>38</sup> Seit dem 2. Halbjahr 2003 erhebt die E-Control zweimal jährlich (für Jänner und Juli) mittels Online-Formular die Energiepreise direkt bei den österreichischen Industriekunden. Die Ergebnisse werden anschließend auf der Homepage der E-Control ([www.e-control.at](http://www.e-control.at)) veröffentlicht.



Abbildung 30: Industriestrompreisentwicklung, 1. Halbjahr 2010 – 2. Halbjahr 2013

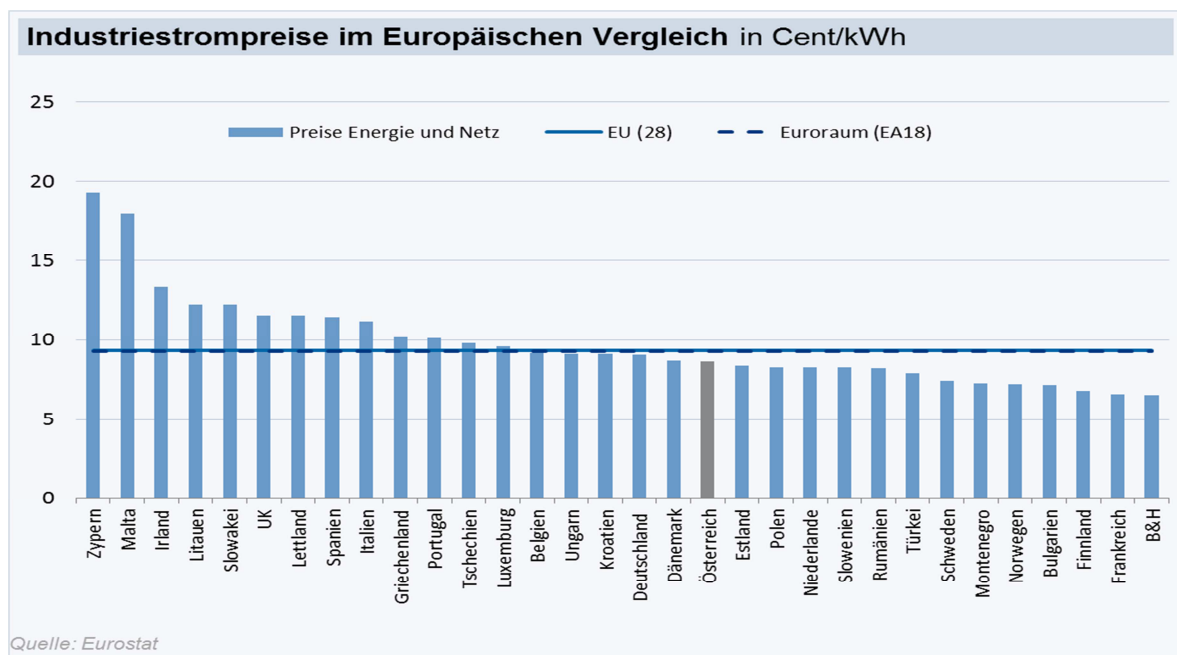


Quelle: E-Control

In den Sommermonaten 2013 führte die E-Control zum fünften Mal eine Befragung bei Unternehmen mit einem Jahresenergieverbrauch von mehr als 2 GWh durch. Die Entwicklung des Versorgerwettbewerbs wurde dabei als positiv, jedoch noch immer unterdurchschnittlich bewertet. Der Marktpreis im Strombereich wird bei der Befragung als gerechtfertigter angesehen als in den Vorjahren.

Die Industriestrompreise in Österreich lagen im Jahr 2013 (Energie und Netz exkl. Steuern und Abgaben) unter dem europäischen Durchschnitt (Abbildung 31). Billiger ist Strom z.B. in den Niederlanden, Schweden und Frankreich. Deutlich mehr kostet Strom hingegen in z.B. in UK, Spanien, Italien, Deutschland und Dänemark.

Abbildung 31: Industriestrompreise Haushaltsstrompreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich (500 MWh - 2000 MWh), exkl. Steuern und Abgaben, zweites Halbjahr 2013



Quelle: Eurostat

### 2.2.5. Untersuchungen und Maßnahmen zur Wettbewerbsförderung

Aufgrund der Entwicklungen der Endkundenpreise für elektrische Energie von 2008 – 2012 und der im gleichen Zeitraum beobachteten Veränderung der Großhandelspreise sah sich die E-Control veranlasst, gemäß § 21 Abs. 2 E-ControlG iVm §§ 34 E-ControlG und 10 ElWOG 2010 eine Marktuntersuchung einzuleiten. Daher wurde eine repräsentative Auswahl von Lieferanten Ende November 2013 ersucht, die für die Untersuchung notwendigen Daten über die Erlös- und Kostenstruktur nach Produkt- bzw. Kundengruppen im Stromvertrieb der E-Control zu übermitteln. Bereits Ende August 2011 ersuchte die E-Control erstmals um Beantwortung und Übermittlung eines ausgefüllten Erhebungsformulars im Rahmen einer Marktuntersuchung. Nach rechtlicher Klärung durch die Gerichtshöfe des öffentlichen Rechts wurde im Jahr 2013 mit der erneuten Datenerhebung begonnen, welche durch die Ansuchen um Fristerstreckung bis ins Jahr 2014 andauerte. Neben der Erlös- und Kostenstruktur soll die Untersuchung vor allem auch die bisherigen zugrundeliegenden Annahmen der E-Control Margenrechnung analysieren.



## **2.3. Versorgungssicherheit Strom<sup>39</sup>**

### **2.3.1. Entwicklung Angebot und Nachfrage**

Zum Monitoring der Versorgungssicherheit wurde von der E-Control das detaillierte empirische Nachfragemodell MEDA in der aktuellen Fassung verwendet. Dieses Modell bietet unter anderem die Möglichkeit, unter Festlegung der exogenen Parameter (Wirtschafts-, Preis-, Temperatur- und Einkommenswachstum), die Entwicklung der Stromnachfrage detailliert zu prognostizieren.

Auf Grundlage verschiedener Annahmen bezüglich der Eingangsparameter wird mit dem Nachfragemodell MEDA für 2020 ein energetischer Endverbrauch von 66.612 GWh erwartet, welcher einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 1,1% entspricht. Dies ist wiederum ein Rückgang gegenüber der Prognose aus dem Vorjahr, hier wurde noch ein durchschnittliches Wachstum von knapp 1,5% pro Jahr bis 2020 prognostiziert. Hauptverantwortlich zeigt sich das niedrige Nachfragewachstum in den letzten sechs Jahren (Ausnahme 2010), welches im Modell Eingang fand.

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 2025 erhoben. Die in Abbildung 3 aufgelisteten in Planung, Einreichung und teilweise in Bau befindlichen zusätzlichen Erzeugungskapazitäten beziehen sich auf den Erhebungsstand Ende Juni 2013. Um eine realistischere Einschätzung der gesicherten Leistung zu erhalten wurde 2012 erstmals ein Simulationsmodell angewandt. Eine detaillierte Darstellung findet sich im Annex des Vorjahresberichts ([www.e-control.at](http://www.e-control.at), Fachpublikationen Strom). Durch die genauere Abschätzung der verfügbaren Kraftwerksleistung soll vor allem der strukturellen Veränderung im Kraftwerkspark Rechnung getragen werden.

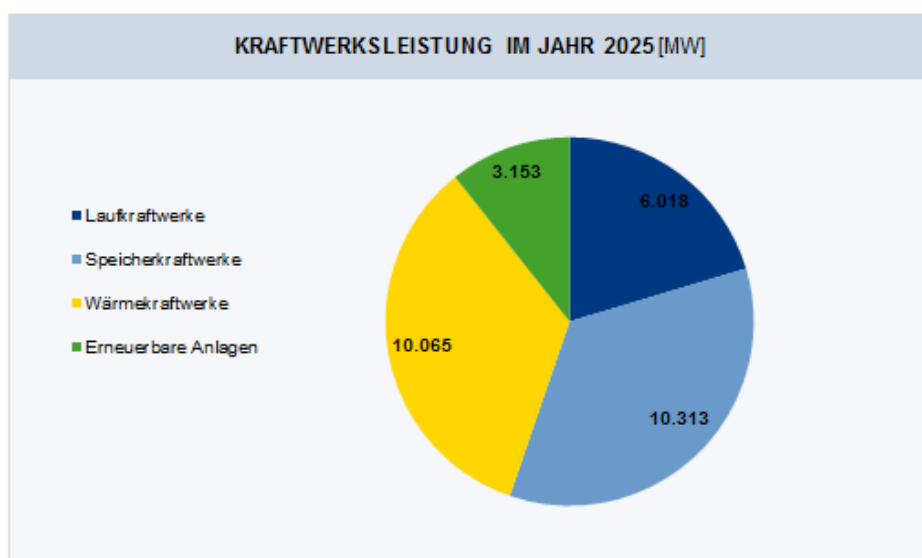
Das Hauptaugenmerk bei der Erhebung gemäß Energielenkungsgesetz liegt auf Wasser- und Wärmekraftwerken, da Projekte aus erneuerbaren Energiequellen (Windenergie, Biomasse, PV, etc..) einerseits einer großen Abhängigkeit von den ergriffenen Fördermechanismen unterliegen, andererseits, wie die Vergangenheit 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 mit 100% angenommen.

---

<sup>39</sup> Vorläufige Version, update folgt im September

Die bis zum Jahr 2025 neu hinzukommende Kraftwerksleistung beläuft sich gemäß dieser Erhebung (ohne Erneuerbare) auf 4.785 MW, wovon 2.981 MW auf Wasserkraftwerke und 1.804 MW auf thermische Kraftwerke entfallen. Kraftwerke bzw. Erzeugungsanlagen mit Leistungseinheiten von kleiner 25 MW fließen, sofern diese bekanntgegeben wurden, ebenfalls in die resultierenden Prognosen ein. Zusätzlich werden in Abbildung 32 auch gemeldete Stilllegungen berücksichtigt.

Abbildung 32: Prognostizierte Kraftwerksleistungen in Österreich für das Jahr 2025<sup>40</sup>



Quelle: E-Control

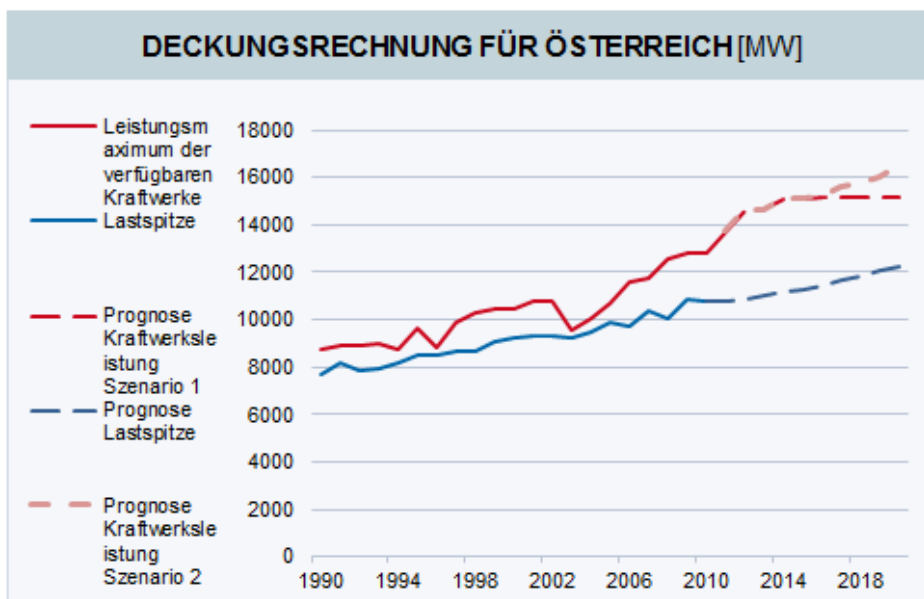
Basierend auf der mit Hilfe von MEDA prognostizierten Stromverbrauchsentwicklung lässt sich die jährliche Lastspitze, ebenfalls ökonomisch, schätzen. Die dabei erhaltene Lastspitzenentwicklung (durchschnittlicher jährlicher Zuwachs zwischen 2013 und 2020 von 114 MW) wird in der nachfolgenden Abbildung 33 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 „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

<sup>40</sup> inkl. statistischer Differenz durch Abschätzung für Kraftwerke mit einer Engpassleistung unter 1 MW, für die keine eindeutige Zuordnung nach Kraftwerkstyp getroffen werden kann

Versorgungsprobleme erwarten. Auch die ENTSO-E geht für Österreich bis 2025 von einer komfortablen Situation aus. Im konservativen Szenario wäre ein Kapazitätsüberschuss an einem durchschnittlichen Jänner im Jahr 2020 von über 10 GW bei einer benötigten Sicherheitsmarge von 1,8 GW vorhanden (nach Abzug aller relevanten Parameter erhält man die sogenannte adäquate Sicherheitsmarge).

Abbildung 33: Prognostizierte Leistungsmaxima und prognostizierte Lastspitze in Österreich bis 2020



Quelle: E-Control

### 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 ENTSO-E veröffentlichten Prognosen zur Versorgungssicherheit. Auf Basis des Masterplans veröffentlicht die APG den, gemäß § 37 EIWOG 2010, gesetzlich verpflichtenden 10-Jahres Netzentwicklungsplan, welcher von der E-Control zu genehmigen ist.



Die Erweiterungsprogramme folgen langfristigen technischen und wirtschaftlichen Aspekten. Prognostizierte Lastflüsse, Sicherheits- und Zuverlässigkeitsüberlegungen spielen ebenfalls eine wichtige Rolle bei der Weiterentwicklung der Netze. Die durchgeführten Erhebungen belegen bzw. bestätigen die bisherigen Ergebnisse, dass die nationalen Hoch- und Höchstspannungsnetze in den nächsten Jahren kontinuierlich instand gehalten und erweitert werden müssen. Es ist darauf Bedacht zu nehmen, dass eine rasche Abwicklung der erforderlichen Genehmigungsverfahren, vor allem für Netzausbauprojekte im Höchstspannungsübertragungsnetz, unbedingt notwendig ist, da nur dadurch die Umsetzung rechtzeitig sowie nach Plan und Bedarf erfolgen kann, um auch den prognostizierten Zubau an Erzeugungsleistung zeitgerecht anschließen und in Betrieb nehmen zu können.

#### **2.4. Cyber-Security-Initiative**

Um bestmöglich auf Cyberattacken auf die heimische Strominfrastruktur vorbereitet zu sein, startete die E-Control, als zuständige Energieregulierungsbehörde gemeinsam mit der Elektrizitätswirtschaft, vertreten durch deren Interessensvertretung Oesterreichs Energie sowie gemeinsam mit dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG), dem Bundeskanzleramt sowie den zuständigen sicherheitsrelevanten Bundeministerien und dem Kuratorium Sicheres Österreich (KSÖ) im Jänner 2013 ein speziell auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft ausgerichtete Cyber-Security-Projekt. Ziel der gemeinsamen, auf freiwilliger Kooperation beruhenden, Initiative war es in einem strukturierten, auf internationalen Standards basierenden Analyse- und Bewertungsprozess systemrelevante Risiken für die Versorgungssicherheit im Strombereich durch die Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) detailliert zu beleuchten.

#### **Projektergebnisse und Handlungsfelder**

Die nun vorliegende Risikoanalyse, welche auf der Auswertung von technisch-organisatorisch dargestellten IT-Kommunikationsbeziehungen auf mehreren Ebenen beruht, ist das Ergebnis aus 10 Expertenworkshops sowie rund 28 Expertengesprächen mit Vertretern aus Wirtschaft und Wissenschaft. Aus knapp 120 Einzelgefahren in 15 Gefahrenfeldern wurden 73 Einzelrisiken unterschiedlicher Priorität identifiziert, für die in weiterer Folge adäquate und größenspezifische Handlungsempfehlungen ausgearbeitet wurden. In einem ersten Schritt wurden gemeinsam, systemrelevante Risiken durch Cyber-Attacken auf die österreichische Stromversorgung analysiert, bewertet und in einer übersichtlichen Risikomatrix abgebildet. In einem zweiten Schritt wurden Handlungsempfehlungen formuliert, die nun in einem strukturierten Folgeprozess schrittweise umgesetzt werden.

Die während des Prozesses gewonnenen Erkenntnisse bilden dabei einen wichtigen Beitrag zur Sicherheit des österreichischen Stromnetzes.



### **Gemeinsame Kooperation und initiiertes Folgeprozess**

Das gemeinsame Projekt stellt ein gelebtes Beispiel für ein erfolgreiches Public-Private-Partnership dar mit dem die Kommunikation und Kooperation zwischen privaten und öffentlichen Akteuren verbessert werden kann.

Für die Umsetzung der erarbeiteten Handlungsmaßnahmen wurde ein interdisziplinärer Folgeprozess in Kombination mit einem kontinuierlichen Evaluierungs- und Verbesserungsprozess im Frühjahr 2014 gestartet. Des Weiteren wurde mit Juni 2014, aufbauend auf den Projektergebnissen, ein separater Analyse- und Bewertungsprozess von IKT-Sicherheitsrisiken mit der österreichischen Gaswirtschaft gestartet.

### **3. Der österreichische Gasmarkt**

#### **3.1. Netzregulierung**

##### **3.1.1. Tarifverfahren inkl. Effizienzanreize**

Die Regulierungssystematik im Bereich der Gasverteilernetze befindet sich seit 1.1.2013 in der zweiten Regulierungsperiode. 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.

##### **3.1.2. Festlegung der Netztarife**

Für die Novelle der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung (GSNE-VO 2013 Novelle 2014) waren, wie schon in den Jahren zuvor, die Investitionen in die Süd- bzw. Westschiene mit einem gesamten Investitionsvolumen von mehr als 400 Mio. EUR bis Ende 2013 wesentliche Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Entgelte. Die Süd- und Westschiene sind ein wesentlicher Einflussfaktor für die Kostenermittlung da die Investitionsabgeltung beinahe 40 % der Kosten der Ebene 1 bzw. rund 15 % 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

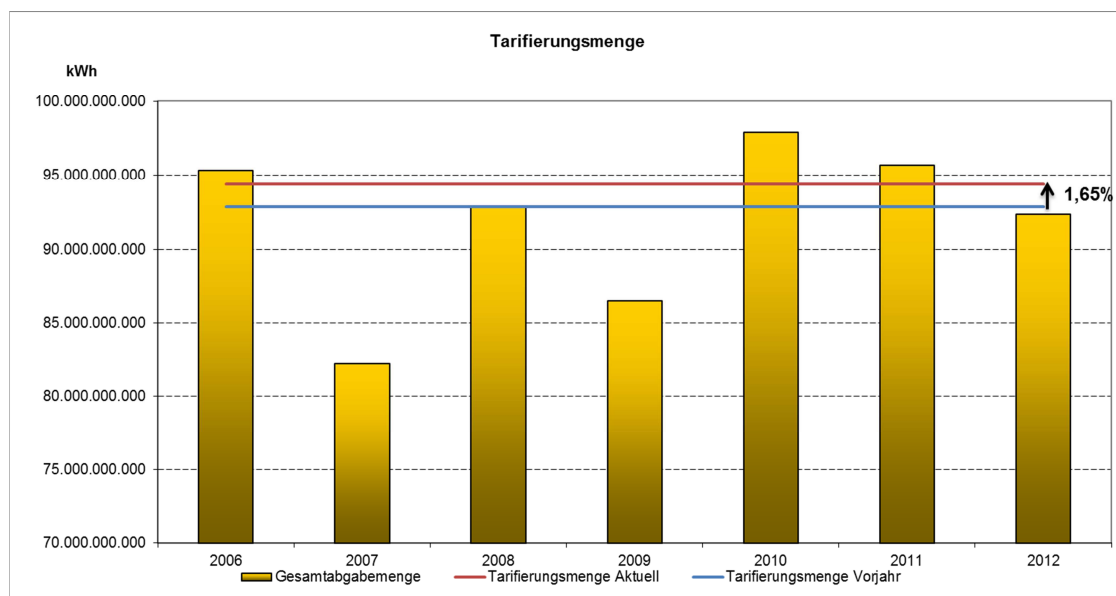




im Verteilnetz (vor allem Verdichtung und damit bessere Ausnutzung des bestehenden Leitungsnetzes) bringen soll. Diese beiden Faktoren stellen sicher, dass Verteilnetzbetreiber ihre bestehenden Gasnetze sicher und zuverlässig betreiben können und darüber hinaus auch Erweiterungen zur Gewinnung neuer Kunden ermöglicht werden. Neben den getätigten Investitionen in Leitungsprojekte schlägt aufgrund der gesunkenen Nachfrage nach Gas auch die erstmalige Anwendung des Regulierungskontos in den meisten Netzbereichen kostenerhöhend zu Buche.

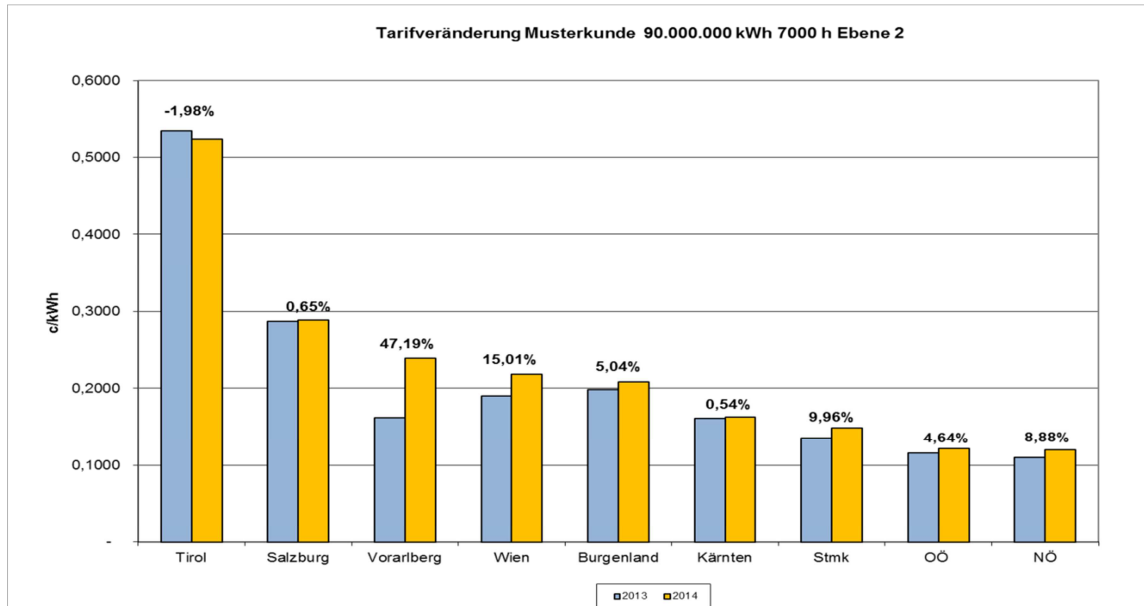
Die Tarifierungsmenge ist nicht zuletzt aufgrund des Wegfalls des Jahres 2009, im Vergleich zum letzten Jahr leicht gestiegen. Als Mengenbasis wird ein 3-Jahresmittel der letzten verfügbaren Jahre herangezogen, für die gegenständliche Novelle der Gas-Nutzungssystementgelte -Verordnung (GSNE-VO 2013 Novelle 2014) werden die Mengen des Jahres 2010 bis 2012 herangezogen.

Abbildung 34: Tarifierungsmenge



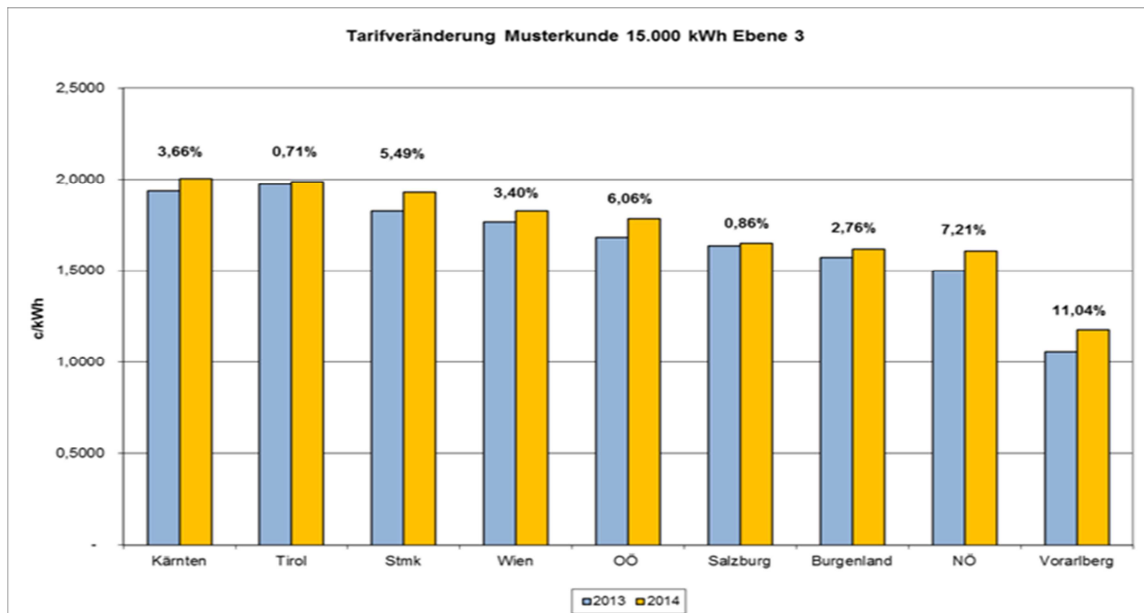
Quelle: E-Control

Abbildung 35: Tarifveränderung Musterkunde 90.000.000 kWh, 7.000 h, Netzebene 2



Quelle: E-Control

Abbildung 36: Tarifänderung Musterkunde 15.000 kWh, Ebene 3



Quelle: E-Control

Stärkere Tarif – Anpassungen (Abbildung 35 und Abbildung 36) sind in den Netzbereichen Steiermark und Niederösterreich erforderlich, die im wesentlichen durch



Investitionen in die Südschiene verursacht werden, denen aufgrund der Marktlage für Gaskraftwerke keine Erlöse durch steigende Absatzmenge gegenüberstehen. Die maßgebliche Erhöhung der Entgelte im Netzbereich Wien ist in erster Linie durch den massiven Anstieg der nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 79 Abs. 6 Z 4 GWG 2011 begründet. Die Entwicklung der Tarife im Netzbereich Oberösterreich ist vorwiegend durch die erstmalige Anwendung des Regulierungskontos gem. § 71 GWG 2011 geprägt. Die Erhöhung der Tarife im Netzbereich Vorarlberg ist auf den Umstand zurückzuführen, dass aufgrund der Marktmodellumstellung im Marktgebiet Vorarlberg mit 1. Oktober 2013 die Ausspeisekapazitäten aus dem deutschen Netz in das Marktgebiet Vorarlberg nunmehr zentral vom Verteilergewerbemanager gebucht werden und diese Kosten erstmalig für ein gesamtes Kalenderjahr in die Entgeltfestlegung eingeflossen sind. Insbesondere betrifft die Netzkostenerhöhung die Kunden der Zonen C und D, für die sich durch die Umstellung des Gasmarktmodells allerdings die Dienstleistungsqualität entscheidend verbessert hat. Dass dieser Umstand auf die Entgelte in Tirol, das von der Marktmodellumstellung genauso betroffen ist, weniger durchschlägt, ist in erster Linie durch die positive Mengenentwicklung in diesem Netzbereich begründet.

Erstmals ist in den Tarifen auch ein eigener Tarif für Netzbenutzer (Kraftwerksbetreiber und andere Großabnehmer), mit einer vertraglich vereinbarten Leistung von mehr als 400.000 kWh/h verankert, der es möglich macht Kraftwerke auf Basis der Tageshöchstleistung abzurechnen. Damit soll gewährleistet werden, dass die genannten Netzbenutzer ihre Anlagen flexibler einsetzen können. Dieser Tarif kann von den jeweiligen Netzbenutzern (hauptsächlich Gas – Kraftwerke) einmal innerhalb von zwölf Monaten beantragt werden und soll sicherstellen, dass Großabnehmer wieder einen höheren Beitrag zu den Netzkosten des Gassystems in Österreich leisten.

Im Fernleitungsnetz kommen die – durch den Vorstand der Energie Control Austria im Jahr 2012 genehmigten – Tarifmethoden zur Anwendung. Aufgrund dieser durch die genehmigte Methode und vom Vorstand der Energie Control Austria festgestellten Kosten bestimmte die Regulierungskommission im Jahr 2012 Entgelte (Entry-/Exit-Tarife für die Ein- und Ausspeisepunkte des Marktgebietes), die für die gesamte Regulierungsperiode im Fernleitungsnetz (2013 – 2016) Gültigkeit besitzen.

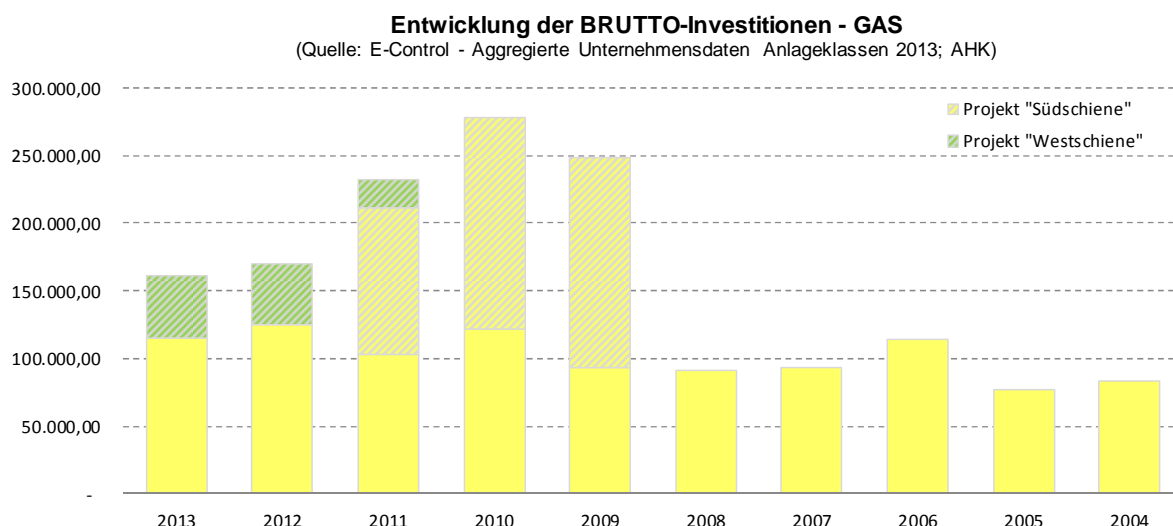
### **3.1.3. Investitionstätigkeit der Energieunternehmen**

#### **Investitionen Gasnetze**

Im Vordergrund bei den Investitionen der österreichischen Gasnetzbetreiber, stand und stehen die Versorgungssicherheit des Inlandsbedarfs sowie der Beitrag zur Marktintegration und Diversifizierung der Transportrouten. Nach dem Abschluss letztjähriger Großprojekte wie der West- bzw. Südschiene werden primär Projekte im Verteilnetz realisiert. Hierbei stehen neben Leitungen zur Speicheranbindung auch Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen ins Leitungsnetz im Vordergrund. Vereinzelt werden aber auch Projekte zur Leitungserweiterungen in Österreich realisiert, wobei hier auch der Druck über alternative Energieträger (Fern-

bzw. Nahwärme) sowie Energieeffizienzanforderungen immer stärker wird und damit entscheidenden Einfluss auf Projektumsetzungen nimmt. Aus der nachstehenden Grafik zeigt sich ein leicht differenziertes Bild im Vergleich zu den vorangegangenen Jahren. Wie schon zuvor beschrieben wurden im Fernleitungsbereich vor allem in den Jahren 2009 bis 2011 investiert. Zusätzlich werden aufgrund älter werdender Netzinfrastrukturen im Gasnetzbereich, Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen im Verteilernetz nötig. Daher sind die entsprechenden Investitionen seit 2008 kontinuierlich gestiegen und werden auch zukünftig auf vergleichbarem Niveau bestehen bleiben. Ähnlich wie im Stromnetzbereich hat auch im Gasnetzbereich der Regulator die passenden Rahmenbedingungen geschaffen um für effiziente Investitionen entsprechende Anreize zu bieten und eine adäquate Abgeltung über Netztarife zu gewährleisten.

Abbildung 37: Entwicklung der Brutto-Investitionen Gas



Quelle: E-Control, aggregierte Unternehmensdaten, Anlageklassen 2013; AHK

### 3.1.4. Technische Funktionsweise des Marktes

#### 3.1.4.1. Neues Marktmodell

##### Ein Jahr „Marktmodell neu“ inkl. Adaptionen

Das neue Gasmarktmodell wurde wie geplant am 1. Jänner 2013 eingeführt. Dank intensiver Vorbereitungen aller Marktteilnehmer, hat der Systemumstieg gut und beinahe reibungslos funktioniert, wobei kurzfristig aufgetretene Probleme zum Jahreswechsel ohne Beeinträchtigung des Marktes durch die Zusammenarbeit aller Beteiligten schnell gelöst werden konnten. Auch die Überführung von Verträgen und Kapazitäten von der alten Welt (Punkt-zu-Punkt) in das neue Marktmodell (Entry-Exit) wurde erfolgreich bewältigt.



Dennoch konnten bei einigen Unternehmen die für eine erfolgreiche Registrierung erforderlichen vertraglichen Grundlagen für den Bilanzausgleich über die Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt nicht rechtzeitig abgeschlossen werden. Um auch diesen Unternehmen den Start der operativen Tätigkeit mit 1. Jänner 2013 zu ermöglichen, wurde eine Übergangsbestimmung bis 28. Februar 2013 vorgesehen, die sogenannte „iBGV“-Lösung (für „interimistischer Bilanzgruppenverantwortlicher“). Diese umfasste jene Bilanzgruppenverantwortliche, die bereits vor Kundmachung der Bestimmung einen Antrag auf Zulassung als Bilanzgruppenverantwortlicher bei der Regulierungsbehörde gestellt haben, die jedoch bis zum 17. Dezember 2012 16.00 Uhr die für die Abwicklung der Bilanzierung über die Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt erforderlichen Anforderungen nicht erfüllten. Jene Bilanzgruppenverantwortlichen, erhielten eine eingeschränkte Zulassung gem. § 93 GWG 2011, die vorerst bis zum 28. Februar 2013 befristet wurde. Konnte bis zu diesem Zeitpunkt die Börsefähigkeit nicht nachgewiesen werden, erlosch die Genehmigung automatisch – dies traf letztendlich nur ein Unternehmen.

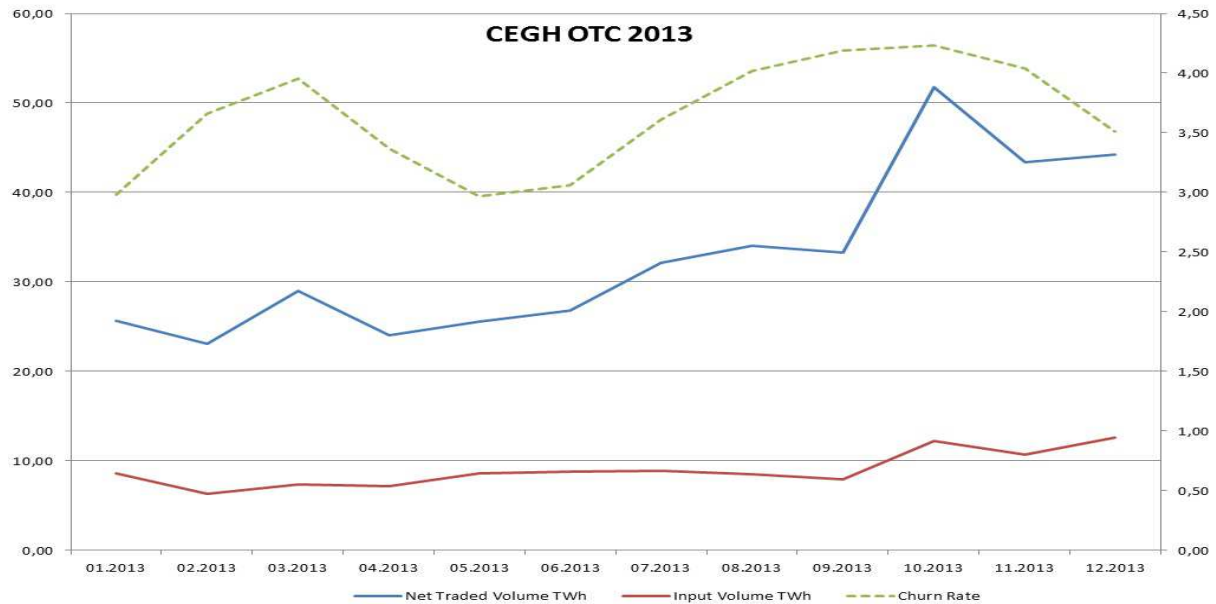
Seit der Systemumstellung wird der Markt und das Verhalten der Marktteilnehmer beobachtet, um etwaige unerwünschte Entwicklungen frühzeitig zu erkennen und entsprechend reagieren zu können.

Generell kann man sagen, dass sich der Markt aufgrund der Systemumstellung hinsichtlich des Netzzugangs- und Kapazitätsmanagements, aber auch hinsichtlich des Bilanzierungssystems positiv entwickelt hat. Seit 1. April 2013 werden alle Primärkapazitäten auf Fernleitungsebene über eine zentrale europäische Plattform "PRISMA" vermarktet, was sicherlich zu mehr Transparenz und Effizienz im Kapazitätsmanagement geführt hat. Den Fernleitungsnetzbetreibern wird es über eine gemeinsame Vermarktungsplattform auch wesentlich erleichtert gebündelte Kapazitätsprodukte an den Grenzkopplungspunkten anzubieten.

Grundsätzlich ist auch die Abwicklung der Ausgleichsenergiebewirtschaftung über die Börse am virtuellen Handelspunkt (VHP) positiv hervorzuheben. Es ist ausreichend Liquidität am Within-Day-Markt vorhanden. Aus den Erfahrungen der ersten zwölf Monate im neuen Marktmodell kann man ableiten, dass trotz einer teils relativ hohen Marktkonzentration in der Regel ausreichend Liquidität für Ausgleichsenergiebedürfnisse des Verteilergebiets vorhanden war (Details siehe „Ausgleichsenergie“). Aber nicht nur die Börse am VHP hat sich sehr gut entwickelt, auch die Handelsvolumina am OTC Markt des VHP haben sich nach einem kurzen Einbruch zum Marktmodellwechsel sehr gut erholt und im Oktober 2013 den höchsten jemals beobachteten Wert erzielt.

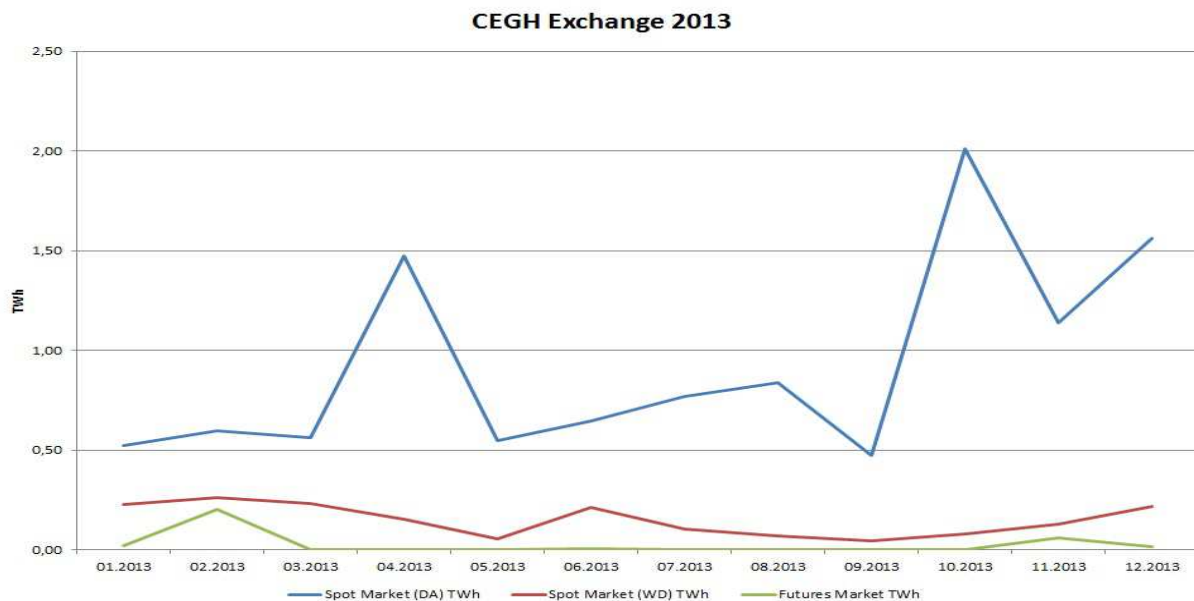


Abbildung 38: CEGH OTC Mengenentwicklung und Churn Rate 2013



Quelle: CEGH

Abbildung 39: CEGH Börse Mengenentwicklung 2013



Quelle: CEGH

Ein wesentlicher Kritikpunkt am neuen Marktmodell waren die Anreize von +20 bzw. -10 % auf den stündlichen, mengengewichteten Durchschnittspreis der Aus-



gleichsenergieabrufe des Verteilergiebtsmanagers für die Endverbraucher in der Stundenbilanzierung. Diese Anreize waren aus Sicht der Marktteilnehmer zu hoch gegriffen bzw. sollten generell abgeschafft werden. Außerdem wurde eine symmetrische Beanreizung gefordert. E-Control hat die Anreize allerdings bewusst asymmetrisch gewählt, um dem Aspekt der Versorgungssicherheit im Rahmen einer großen Systemumstellung Folge zu leisten. Auf Basis der Erfahrungen der ersten Monate mit dem neuen Marktmodell, wurde diese Beanreizung allerdings mit der 1. Novelle 2013 zur GMMO-VO 2012 per 1. April 2013 auf einen symmetrischen Auf- und Abschlag von +/- 3 Prozent reduziert. Möglich wurde diese drastische Reduktion durch den großen verfügbaren Netzpuffer und die zum damaligen Zeitpunkt bereits abschätzbare Entwicklung auf dem Umlagekonto des Bilanzgruppenkoordinators. Im Zuge dieser Novelle wurde auch per 1. Oktober 2013 die Grenze der tagesbilanzierenden Endverbraucher von der ursprünglichen SLP-Grenze auf die vertraglich vereinbarte Höchstleistung von 10.000 kWh/h gehoben, womit ein noch größerer Endverbraucherkreis von der Tagesbilanzierung profitiert.

Auch in der zweiten 2. Novelle 2013 zur GMMO-VO 2012 mit Inkrafttreten 1. Oktober 2013 wurden Optimierungen am System vorgenommen, vornehmlich in den Datenübermittlungspflichten. So wurde z.B. festgelegt, dass der Verteilergiebtsmanager die ursprünglich auf den BGV abgestellten SLP-Verbrauchsprognosen nun versorgerscharf zu ermitteln und zu übermitteln hat. Weiters wurde das Fortschreiben von Ausgleichsenergiepreisen in der Tagesbilanzierung für Endverbraucher bei Nichtabrufen von phys. Ausgleichsenergie durch den Verteilergiebtsmanager vermieden, indem man in diesen Fällen auf den Börsereferenzpreis zurück greift und diesen noch mit +/- 10 Prozent beanreizt.

Die 3. Novelle zur GMMO-VO 2012 mit Inkrafttreten 1. Jänner 2014 nimmt Bezug auf die schwierige Prognostizierbarkeit des Ergebnisses der monatlichen Ausgleichsenergieverrechnung bei den Bilanzgruppenkoordinatoren und den damit einhergehenden Entwicklungen auf den Umlagekonten der Marktgebiete. Es wurde geregelt, dass eine Festlegung der Umlage durch den jeweiligen Bilanzgruppenkoordinator für die nächsten drei, anstatt zuvor sechs, Monate zu erfolgen hat, was eine kurzfristigere Reaktion auf etwaige Mengen- und Preiseffekte in der Ausgleichsenergieverrechnung ermöglicht.

Auch abseits der GMMO-VO 2012 wurden Optimierungen am Marktmodell erarbeitet. So wurde z.B. gemeinsam mit dem Betreiber des VHP an der Reduktion der Abwicklungs- und Registrierungskosten mitgewirkt und auch die Höhe des Strukturierungsbeitrages wurde in Abstimmung mit der ECA durch den Marktgebtsmanager gestaffelt und gesenkt.

### **Neues Marktmodell in Tirol und Vorarlberg**

Gemäß den rechtlichen Rahmenbedingungen in Österreich sind „Netze oder Teile von Netzen in einem Marktgebiet, welches ausschließlich aus einem angrenzenden Mitgliedstaat versorgt wird und für das es im betreffenden Marktgebiet keinen ei-





genständigen Ausgleichsenergiemarkt gibt, mit dem angrenzenden Netzbetreiber dieses Mitgliedstaates so operativ abzustimmen, dass eine Teil- oder Vollversorgung aus dem angrenzenden Marktgebiet des Mitgliedstaates möglich wird“. Darüber hinaus können „Netze oder Teile von Netzen, soweit dies der Erfüllung des europäischen Binnenmarkts dienlich ist, mit angrenzenden Netzbetreibern anderer Mitgliedstaaten ein Marktgebiet bilden“.

Unter diesen Gesichtspunkten wurde das Gas-Marktmodell „Cross-border Operating Strongly Integrated Market Area“ (COSIMA) zur engeren Verknüpfung der österreichischen Marktgebiete Tirol und Vorarlberg an das Marktgebiet Net Connect Germany (NCG) entwickelt und in der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 der E-Control Austria (GMMO-VO) verankert. Mit Wirksamkeit ab 1.10.2013 gilt das Gas-Marktmodell COSIMA für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg.

Charakteristisch für COSIMA ist die – aus der Sicht der Lieferanten und Versorger – barrierefreie Anbindung der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg an das Marktgebiet NCG. Dies wird durch eine Befreiung von Kapazitätsbuchungen durch Lieferanten und Versorger erreicht: Die Buchung der erforderlichen Kapazitäten zur Versorgung von Endkunden in Tirol und Vorarlberg erfolgt gesamthaft durch den österreichischen Verteilergebietsmanager (VGM), ohne eine Zuordnung der gebuchten Kapazitäten zu einzelnen Bilanzkreisen in Deutschland bzw. Bilanzgruppen in Österreich vorzunehmen. Die Exit-Kapazität für Erdgas, das in Vorarlberg zur Belieferung von Liechtenstein und Graubünden durchgeleitet wird, ist weiterhin vom Lieferanten bzw. Versorger beim Netzbetreiber terranets zu buchen.

Darüber hinaus wurde an COSIMA die Anforderung gestellt, möglichst ohne Veränderungen in den bestehenden Regelwerken der einander benachbarten Marktgebiete auszukommen. Mit der Rolle des VGM für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg als „beauftragter Netzbetreiber / Übersetzer“ zwischen den Regelwerken aller beteiligten Marktgebiete konnte diese Anforderung weitgehend erfüllt werden.

Aus der Sicht der Marktteilnehmer setzt COSIMA lediglich voraus, korrespondierende Bilanzkreise und Bilanzgruppen in den jeweiligen Marktgebieten einzurichten. Dies kann entweder durch Angabe bereits bestehender oder durch Gründung neuer Bilanzkreise/Bilanzgruppen erfolgen. Schließlich muss einer Bilanzgruppe in Tirol oder Vorarlberg gemäß österreichischem Marktmodell genau ein korrespondierender Bilanzkreis im Marktgebiet NCG zur Übergabe von Gasmengen zugeordnet sein.

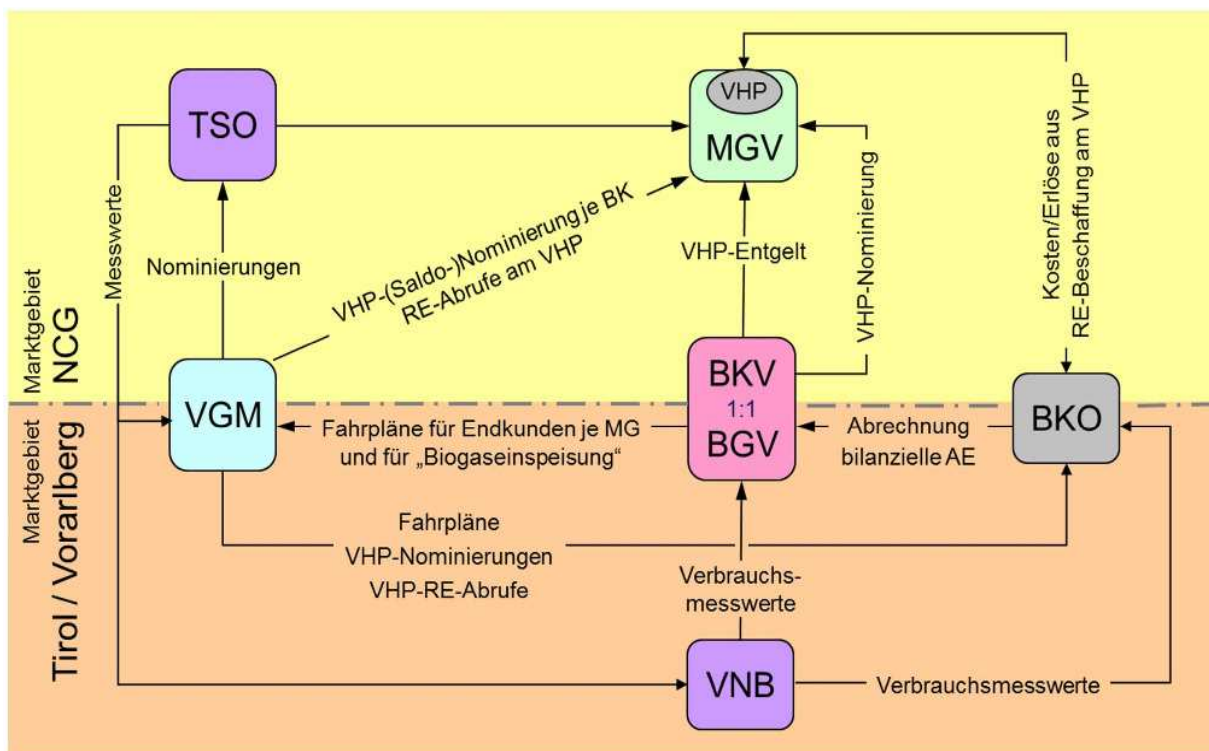
Die Übergabe der für Tirol oder Vorarlberg bestimmten Erdgasmengen erfolgt per Nominierung am Virtuellen Handlungspunkt im Marktgebiet NCG (VHP NCG). Der VGM übernimmt die Erdgasmengen am VHP NCG und organisiert den Transport in die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg. Eine am VHP NCG übergebene Gasmenge gilt dabei nach dem Prinzip „allokiert 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.

Abbildung 40: Kommunikationswege im Modell COSIMA am Beispiel reiner Endkundenversorgung in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg



Quelle: E-Control

### 3.1.4.2. Ausgleichsenergie

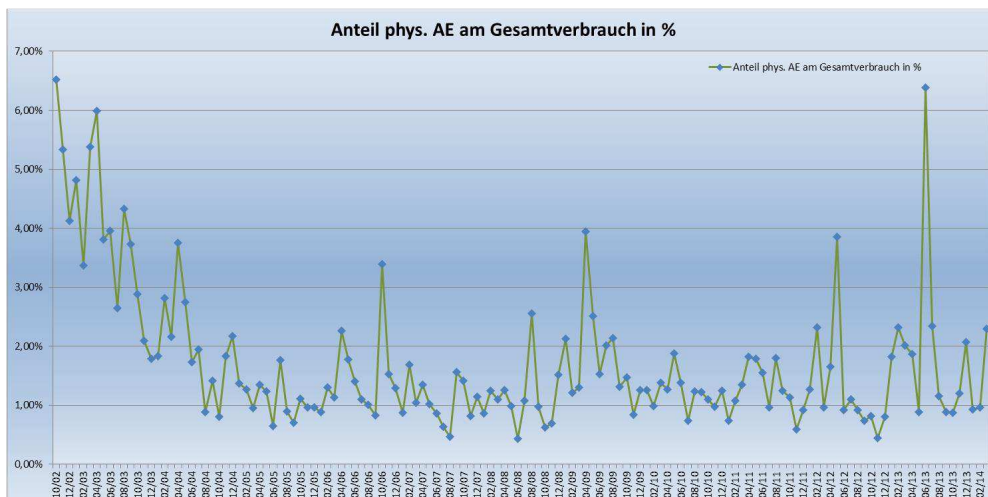
In der nachfolgenden Abbildung wird der Anteil physischer Ausgleichsenergie am Gesamtverbrauch aller Endkunden (Tages- und Stundenbilanzierer) ermittelt. Unter physischer Ausgleichsenergie sind alle Mengen zu verstehen, die der Verteiler-



gebietsmanager (VGM) von der MOL (Merit-Order-List) und Börse abrufen (ohne Linepack).

Die Darstellung zeigt, dass der Bedarf an physischer Ausgleichsenergie tendenziell gestiegen ist. Dies ist grundsätzlich einhergehend mit dem theoretischen Ansatz der Tagesbilanzierung, hat diese Größenordnung allerdings hauptsächlich aufgrund der teils massiven Überlieferungen erreicht. Die Spitze im Juni mit 6,38 % Anteil ist von der Höhe her nur mehr mit dem Liberalisierungsstart im Oktober 2002 vergleichbar. Grund dafür ist einerseits der geringe Verbrauch im Juni (auch in den Monaten Juli und August zu beobachten), die MOL-Abrufe aufgrund von Notfallmaßnahme Laa und der damit verbundene, für die BGVs vorhersehbare, hohe Ausgleichsenergiepreis, was wiederum zu strategischem Anmeldeverhalten geführt haben dürfte.

Abbildung 41: Anteil der phys. Ausgleichsenergie am Gesamtverbrauch in Prozent



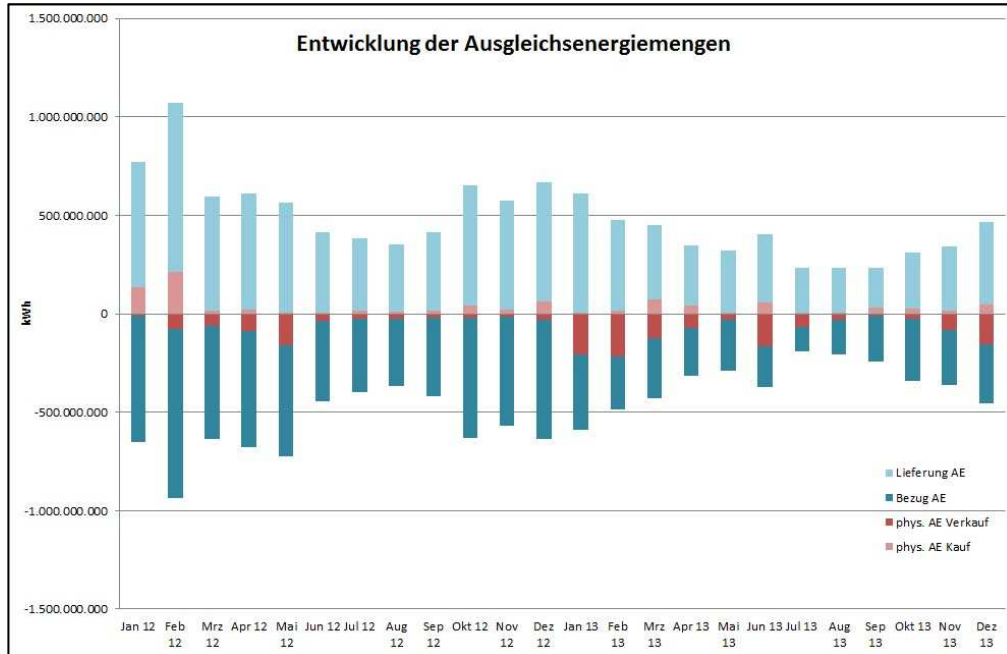
Quelle: AGCS

Die Spitze in den Ausgleichsenergiemengen im Juni 2013 ist auch in der folgenden Abbildung feststellbar. Ansonsten zeigt die Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen in den vergangenen beiden Jahren eine relativ signifikante Jahreskurve.

Die verhältnismäßig hohen Ausgleichsenergie-Verkäufe im Dezember 2013 lassen sich mit dem bis dahin unnatürlich warmen Winter erklären. Viele Unternehmen waren hier vermutlich überdeckt und mussten Gas am Spotmarkt verkaufen.



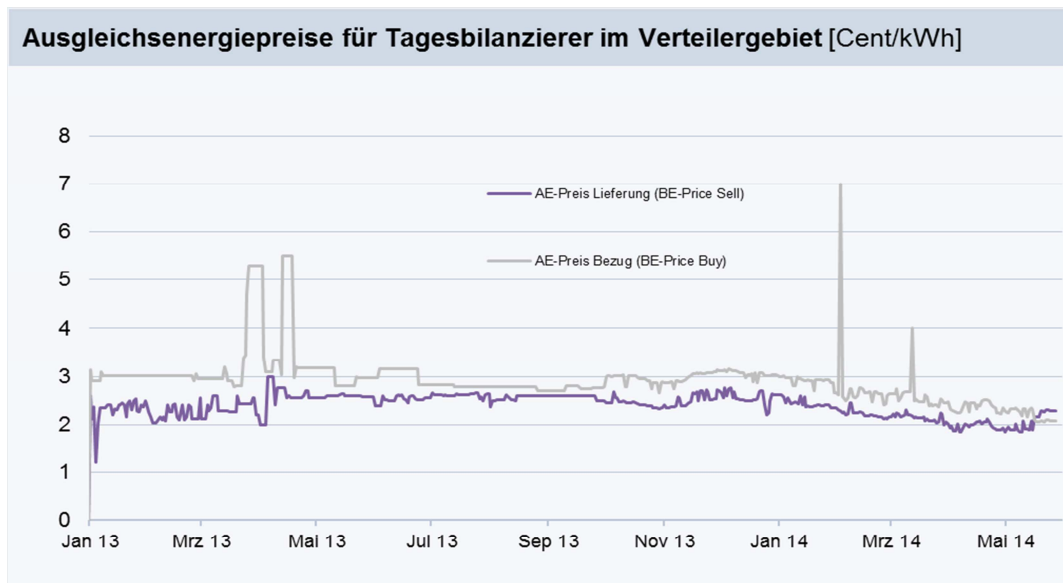
Abbildung 42: Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen



Quelle: E-Control

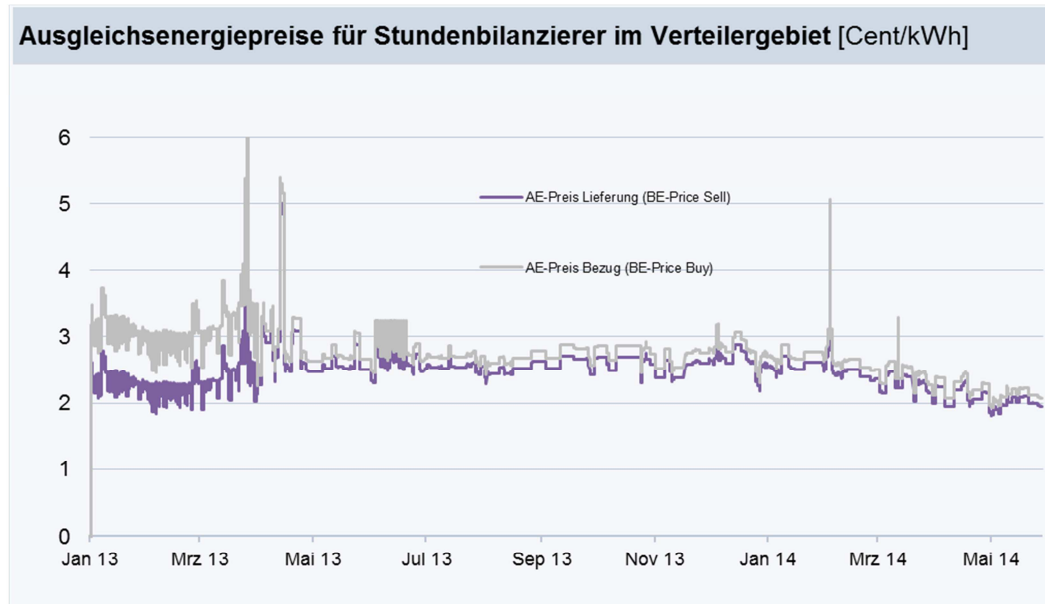
Laut CEGH REMIT Plattform ereignete sich vom 02. Bis 03. Februar 2014 ein Market Halt aufgrund von technischen Problemen. Dies führte dazu, dass Ausgleichsenergie über die MOL abgerufen wurde bei bezugsseitigen Preisen von bis zu 70 EUR/MWh.

Abbildung 43: Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer



Quelle: AGCS

Abbildung 44: Ausgleichsenergiepreise für Stundenbilanzierer



Quelle: AGCS

### 3.1.4.3. Speichermarkt

#### Rechtlicher Rahmen für den Speichermarkt

Der Zugang zum Speicher ist in den §§ 97 ff GWG 2011 geregelt. Dabei ist der Zugang auf verhandelter Basis festgelegt worden (§ 98 (1)). Allerdings hat die E-Control alle 3 Jahre oder auf Anfrage eines Speicherunternehmens bzw. eines Speicherzugangsberechtigten einen Bericht über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt zu erstellen und zu veröffentlichen (§98 (2)).

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

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

Dagegen sind die Bestimmungen aus Artikel 17 und Artikel 22 der EU VO 715/2009 hinsichtlich Speichieranlagen betreffende Grundsätze der Kapazitätszuweisungsmechanismen und Verfahren für das Engpassmanagement sowie der Handel mit Kapazitätsrechten in den §§ 103 und 104 GWG 2011 detailliert dargestellt. Das Kapazitätsvergabeverfahren muss nach der jeweiligen Kapazitätssitua-



tion ausgewählt werden: eine Auktion hat dann zu erfolgen, wenn die Nachfrage höher als das Angebot ist.

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

Seit dem 3. März 2011 gelten die Transparenzvorschriften des Artikels 19 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 für die Betreiber von Speicheranlagen sowie die Bestimmungen des Artikel 15 betreffend der Dienstleistungen für den Zugang Dritter zu Speicheranlagen.

### **Änderungen im Netzzugang für Speicher**

Die Grundlagen für den Netzzugang für Speicher (Berechtigung und Tarifierung) sind in den §§ 27 und 73 GWG 2011 gelegt. In § 16 Gasmarktmodell-Verordnung 2012 ist der Netzzugang für Speicherunternehmen detailliert geregelt und damit auch eine Änderung zum bis Ende 2012 geltenden Systems: nunmehr bucht das Speicherunternehmen beim Netzbetreiber einmal jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr die für die Ein- und Ausspeicherung maximal vorzuhaltende Kapazität.

Die Tarife für die Netznutzung sind in § 4 Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 für die Speicher, die an das Fernleitungsnetz angebunden sind (7fields und der slowakische Speicher LAB) und in § 12 für die Speicher, die an das Verteilnetz angebunden sind, festgelegt worden. Diese werden nur die Einspeicherung gezahlt.

### **Speicherkapazitäten in Österreich**

Die Speicherkapazitäten<sup>41</sup> in Österreich blieben in 2013 mit 83.300 GWh Arbeitsgasvolumen im Vergleich zu 2012 gleich. Zum 1.4.2014 hat Eon Gas Storage die Speicherkapazitäten um 50% erhöht, das gesamte Arbeitsgasvolumen in österreichischen Speichern beträgt daher 91.127 GWh, das sind mehr als der Jahresverbrauch in 2013.

Der Speicher Haidach ist derzeit nicht direkt an das Marktgebiet angeschlossen, entsprechende Projekte, die diesen Anschluss ermöglichen, sind in der Langfristigen Planung aber bereits enthalten. Der Speicher wird über das deutsche Erdgasnetz befüllt und die Nutzung der Speichermengen für den österreichischen Markt ist über den Import aus Deutschland möglich.

Die Speichermengen der direkt an das Marktgebiet angeschlossenen Speicher betragen 70% des gesamten Jahresverbrauchs.

---

<sup>41</sup> Aufgrund der geologischen Voraussetzungen gibt es in Österreich ausschließlich Porenspeicher.

Tabelle 15: Speicherkapazitäten in Österreich, Stand Juni 2014

Speicherunternehmen/ Speicher	Einspeicher- rate in MWh/h	Anteil an gesamter Einspei- cherrate	Entnahme- rate in MWh/h	Anteil an gesamter Entnah- merate	Arbeitsgas- volumen in MWh	Anteil an gesamtem Arbeitsgas- volumen
OMV-Schönkirchen	7.306		10.790		20.007.000	
OMV-Tallesbrunn	1.405		1.798		4.496.000	
OMV-Thann	1.293		1.461		2.810.000	
<b>OMV Speicher gesamt</b>	<b>10.004</b>	<b>28%</b>	<b>14.049</b>	<b>32%</b>	<b>27.313.000</b>	<b>30%</b>
RAG-Puchkirchen	5.800		5.800		12.100.000	
RAG-Haidach 5	225		225		1.100.000	
RAG-Aigelsbrunn	562		562		180.000	
RAG-Nussdorf/Zagling	681		681		1.300.000	
<b>RAG Speicher gesamt</b>	<b>7.265</b>	<b>21%</b>	<b>7.265</b>	<b>17%</b>	<b>14.699.000</b>	<b>16%</b>
Eon Gas storage- 7fields	6.742	19%	10.112	23%	19.415.000	21%
<b>An MG angeschlossene Speicher</b>	<b>24.011</b>		<b>31.426</b>		<b>61.427.000</b>	
Astora-Haidach	3.733	11%	4.133	9%	9.900.000	11%
Gazprom-Haidach	7.467	21%	8.267	19%	19.800.000	22%
<b>Summe</b>	<b>35.211</b>	<b>100%</b>	<b>43.826</b>	<b>100%</b>	<b>91.127.000</b>	<b>100%</b>

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

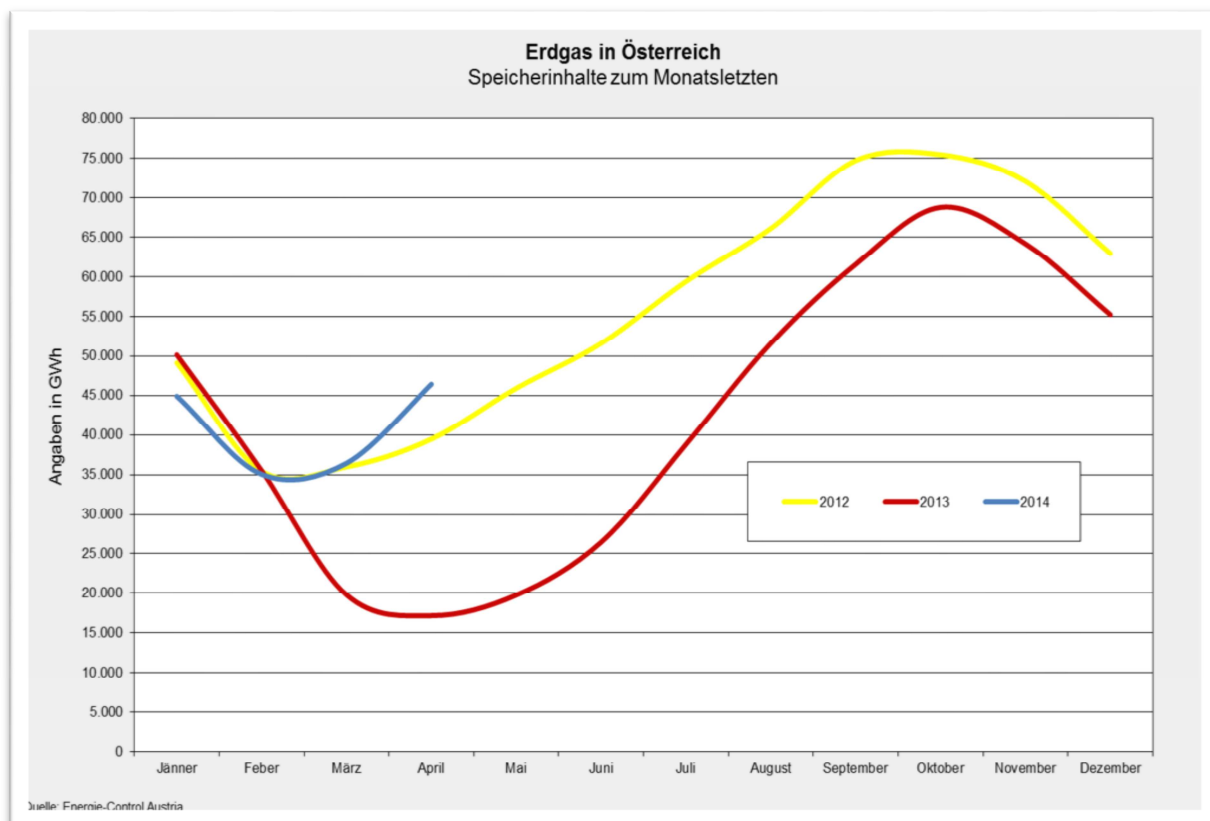
Zudem ist auch der slowakische Speicherkomplex LAB an den VTP über die Leitung MAB angebunden, Speicherunternehmen sind Nafta und Pozagas. Diese Speicher haben eine Kapazität von insgesamt ca. 3 Mrd. m<sup>3</sup> (ca. 33.000 GWh) Arbeitsgasvolumen und eine Entnahmeleistung von knapp 40 Mio. m<sup>3</sup>/Tag. Sie werden zum großen Teil von slowakischen Gasunternehmen genutzt, daher ist nicht bekannt, wieviel Speicherkapazität dem österreichischen Markt zur Verfügung stehen.

### Nutzung der Speicherkapazitäten in 2013

Die österreichischen Gasspeicher waren zu Beginn des Gasjahres 2012/2013 höher befüllt als im Vorjahr und zwar zu 91%. Aufgrund des kalten Winters im Februar und März und der anhaltend kalten Temperaturen im April 2013 hat sich die Ausspeicherperiode jedoch deutlich verlängert, erst Ende April wurde mit der Auffüllung der Speicher wieder begonnen (Abbildung 45). Der Speicherfüllstand war zu Beginn des Speicherjahres 2013/2014 deutlich geringer als im Jahr zuvor.

Die Einspeichermengen des Vorjahres wurden nicht erreicht, aber aufgrund des warmen Winters 2013/2014 ist bereits im März 2014 der Speicherfüllstand von 2012 erreicht worden.

Abbildung 45: Speicherfüllstände in 2012 bis Juni 2014 in Österreich

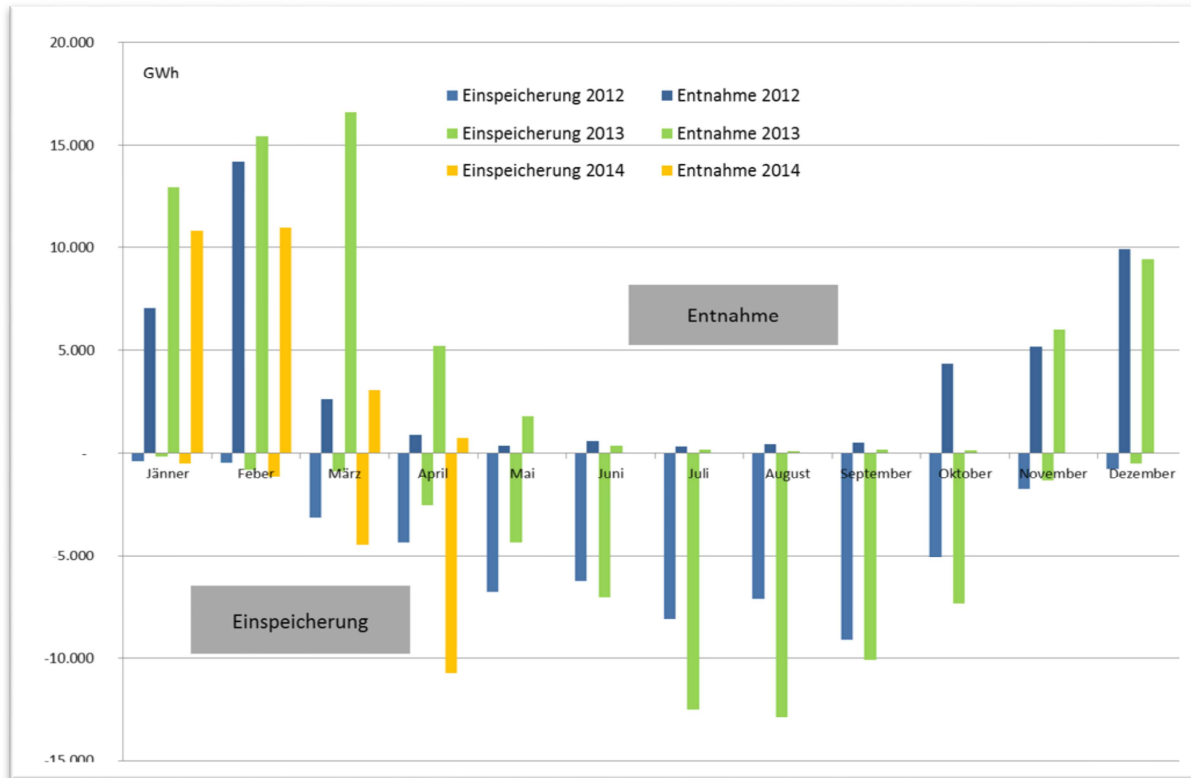


Quelle: E-Control

Auffallend ist die starke Nutzung der Speicher im Monat März: mit 16.605 GWh lag der Entnahmewert um 60% über dem inländischen Gasverbrauch in diesem Monat (Abbildung 46). Im Juli, August und September war die Einspeicherung deutlich höher als in den Vorjahresmonaten. In 2014 ist dagegen bereits im April eine starke Einspeicherung zu beobachten, die sicher auch auf die niedrigen Spotpreise zurückzuführen sind.



Abbildung 46: Ein- und Ausspeicherung bei den österreichischen Speichern in 2012 bis Juni 2014



Quelle: E-Control

### Speicherprodukte

Die Speicherunternehmen bieten Standardprodukte an, die sich von den Kennzahlen unterscheiden (Tabelle 16). Daneben bieten die Speicherunternehmen ungebündelte Leistungen wie zusätzliche Ein- oder Ausspeicherleistung an sowie Monatsprodukte und individuelle Produkte.





Tabelle 16: Bündelprodukte der österreichischen Speicherunternehmen

		Arbeitsgasvolumen	Entnahmelistung	Einspeichleistung	Anmerkung
		MWh	MWh/h	MWh/h	
<b>OMV Gas Storage</b>	Classic Bundled Unit	20.160	8,96	6,72	Fixe oder flexible Entnahme- und Einspeicherperiode, Mindestvertragsdauer 1 Monat
<b>RAG Energy Storage</b>	Langfristige Speicherdienstleistung	16.800	10,00	10,00	Mindestvertragsdauer 3 Jahre
<b>Eon Gas Storage</b>	7Fields Typ D	15.000	10,00	4,55	Mindestvertragsdauer 1 Jahr
	7Fields Typ E	20.000	10,00	5,56	Mindestvertragsdauer 1 Jahr
<b>Astora</b>	Astora Pack*	11.000	5,00	5,00	Mindestvertragsdauer 1 Jahr
<b>Gazprom Export</b>	Gazprompack**	56.000	24,08	24,08	Mindestvertragsdauer 1 Jahr
* AGV 22.000 KWh/, Einspeicher- und Entnahmekapazität 10 kWh/h, aber Mindestbuchung von 500 Bündeln					
** AGV 1.000m3/h, Einspeicher- und Entnahmekapazität 0,43 m3/h, aber Mindestbuchung von 5000 Bündeln					

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



Die Preise für die Speicherprodukte sind auf den Homepages der Speicherunternehmen veröffentlicht oder werden in den Vergabeverfahren bestimmt (bei Vergabe über Store-X).

### **Vergabe von Speicherkapazitäten und Buchungssituation**

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.

So hat OMV Gas Storage im November 2013 und im Januar 2014 im Rahmen des Chiffreverfahrens, bei dem der Bieter ein Festpreis nennt, insgesamt 3,7 Mrd. kWh Arbeitsgasvolumen am österreichischen virtuellen Handlungspunkt CEGH-VTP vergeben, das sind knapp 14% des Arbeitsgasvolumens der OMV Speicher.

Auch Eon Gas Storage hat die Speicherkapazitäten der 2. Ausbauphase über Store-X vermarktet. Die Kapazitäten wurden mit einer Laufzeit von zwei bis fünf Jahren angeboten.

Kunden der Speicherunternehmen sind in- und ausländische Gasunternehmen. Verfügbare Speicherkapazitäten werden auf den Homepages der Unternehmen veröffentlicht. Eon Gas Storage, OMV Gas Storage und Astora weisen für das Speicherjahr 2014/2015 keine verfügbaren Speicherkapazitäten mehr aus, RAG Energy Storage und Gazprom Export dagegen haben noch ca. 7% ihrer Speicherkapazitäten frei.

Auch Speicherkunden vermarkten ihre Speicherkapazitäten über Store-X, z.B. Axpo<sup>42</sup> und Shell.

### **Erhöhung der Transparenz: Veröffentlichung der Daten zur Speichernutzung**

Daten zur Speichernutzung (Stand Arbeitsgasvolumen, Ein- und Ausspeicherung) werden auf täglicher Basis mit einem Tag Verzögerung auf der Homepage der Speicherunternehmen veröffentlicht. Daneben werden diese Daten auch seit 1.1.2013 auf der Datenplattform des Marktgebietsmanagers<sup>43</sup> für die Speicher veröffentlicht, die direkt an das Marktgebiet angeschlossen sind, das sind die Speicher der OMV Gas Storage, RAG Energy Storage und Eon Gas Storage.

Auf europäischer Ebene werden diese Daten von GSE veröffentlicht<sup>44</sup>, auch für Österreich. Dabei werden die Daten von OMV Gas Storage, RAG Energy Storage und Astora publiziert, die Kapazitäten der Eon Gas Storage werden hier, da der Spei-

---

<sup>42</sup> Vgl. Energateg vom 17.3.2014: Axpo und Eon Gas Storage schließen Vermarktungen ab, <http://www.energate-messenger.de/news/141566/Axpo-und-Eon-Gas-Storage-schlie%DFen-Vermarktungen-ab>

<sup>43</sup> [https://mgm.gasconnect.at/gca\\_mgm/mgm/visualisation.do?type=storage&reset=true&reset=true](https://mgm.gasconnect.at/gca_mgm/mgm/visualisation.do?type=storage&reset=true&reset=true)

<sup>44</sup> [https://transparency.gie.eu.com/daily\\_info.php](https://transparency.gie.eu.com/daily_info.php)

cher 7fields auch an das deutsche Netz angeschlossen ist, unter den Daten für Deutschland veröffentlicht. Die aggregierten Daten entsprechen also nicht den aggregierten Daten des Marktgebietsmanagers.

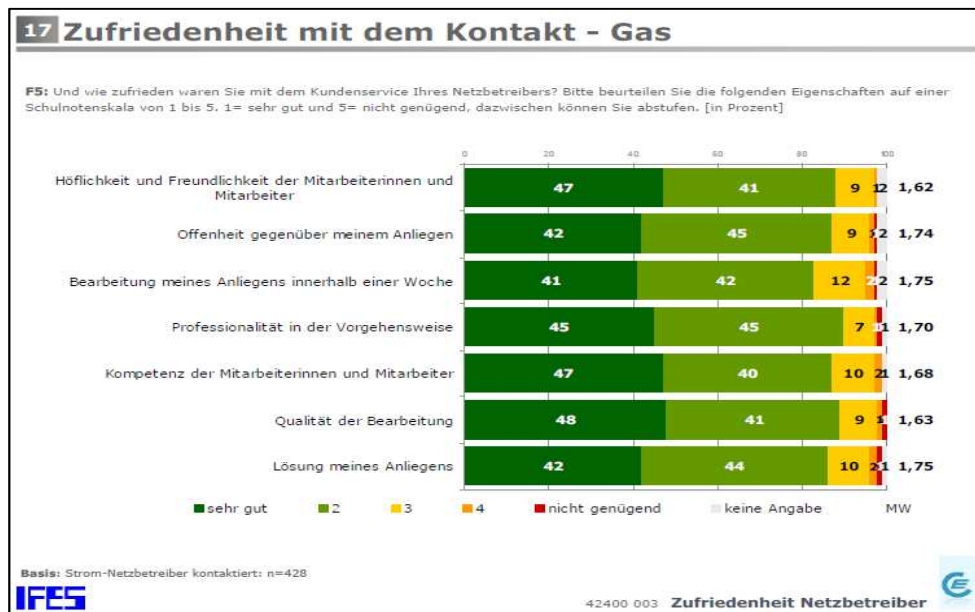
### 3.1.4.4. Qualitätsstandards und Sicherheit

Für das Jahr 2013 wurden die Netzdienstleistungsqualität betreffend zwei unterschiedliche Erhebungen der Netzbetreiber durchgeführt. Zum einen wurde die kommerzielle Qualität der Netzbetreiber basierend auf der Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung, und zum anderen wurde die Zufriedenheit der Kunden mit ihren Netzbetreibern erhoben.

#### Kundenzufriedenheit mit Netzbetreibern

Zum Thema Kundenzufriedenheit mit Netzbetreibern wurden im Jahr 2013 zwei Studien durchgeführt. Eine Studie wurde durch E-Control beauftragt, die zweite durch die Netzbetreiber selbst. Beide Studien lieferten sehr ähnliche und durchwegs positive Ergebnisse. Eine hohe Kundenzufriedenheit wurde durch beide Studien bestätigt.

Abbildung 47: Zufriedenheit mit österreichischen Gasnetzbetreibern



Quelle: E-Control

Bei der im Auftrag von E-Control durchgeführten Studie wurden Netzkunden hinsichtlich

- Höflichkeit und Freundlichkeit der Mitarbeiter ihres Netzunternehmens,
- Offenheit gegenüber dem vorgebrachten Anliegen,
- Bearbeitung des Anliegens innerhalb von einer Woche,
- Professionalität in der Vorgehensweise,
- Kompetenz der Mitarbeiter,
- Qualität der Bearbeitung, sowie
- Lösung ihres Anliegens

interviewt.

Die Fragen wurden hierbei durch E-Control selbst definiert und über das Marktforschungsinstitut „IFES“ abgefragt. Da jedoch keine konkreten Kundendaten vorhanden waren, war eine hohe Anzahl an Anrufen notwendig, um eine aussagekräftige Studie erstellen zu können. Gleichzeitig konnte jedoch auch nur eine geringe Anzahl an Netzen betrachtet werden.

Abbildung 48: Zufriedenheit mit österreichischen Gasnetzbetreibern (Quelle: Pressemitteilung ÖVGW)



Quelle: Pressemitteilung ÖVGW



Die zweite Studie wurde im Auftrag der jeweiligen Netzbetreiber durchgeführt. Netzkunden wurden hinsichtlich Zuverlässigkeit, Sicherheit und Qualität ihres Netzanbieters über das Marktforschungsinstitut „marketmind“ befragt. Bei dieser Studie nahmen 15 Netzbetreiber teil, wodurch auf eine entsprechend große Anzahl an Kundendaten zurückgegriffen werden konnte. Nachteile aus Sicht der E-Control waren jedoch, dass einerseits keine Einflussnahme auf die Fragestellung möglich war und zum anderem kaum Einzelergebnisse je Netzbetreiber an die Regulierungsbehörde übermittelt wurden.

Um nun die Vorteile aus beiden Studien zu kombinieren, ist für das Jahr 2014 eine Kooperation bei der Erhebung der Kundenzufriedenheit zwischen Netzbetreibern und E-Control geplant. Hierbei sollen die Fragen gemeinsam erarbeitet und unter Nutzung der Kontaktdaten der Netzbetreiber erhoben werden.

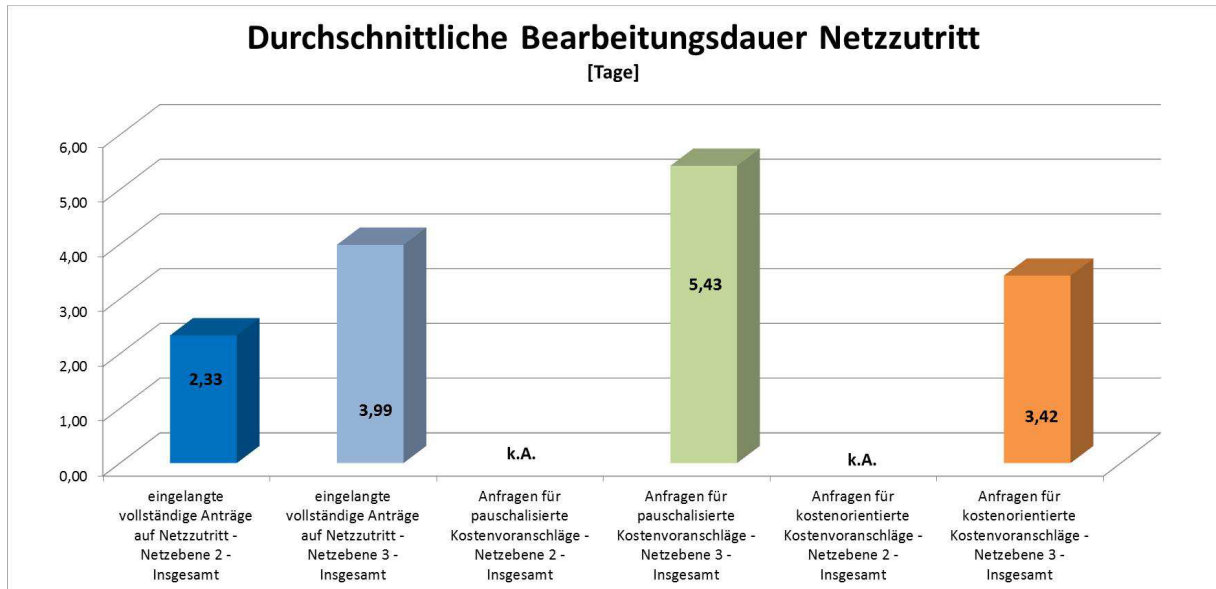
### **Kommerzielle Qualität der Netzbetreiber**

Die kommerzielle Qualität der Netzbetreiber wurde basierend auf der Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung erhoben. Hierbei wurden alle Netzbetreiber mittels eines standardisierten Fragebogens zu Anzahl und durchschnittlicher Bearbeitungsdauer von

- Netzzutritten,
- Netzzugängen,
- gelegten Netzrechnungen,
- Abschaltungen und Wiederherstellungen des Netzzugangs,
- Störfällen und Versorgungsunterbrechungen,
- Zählerstandsermittlungen,
- Termineinhaltung,
- Kundeninformation und Beschwerdemanagement, sowie
- Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzbetriebs

befragt.

Abbildung 49: Durchschnittliche Bearbeitungsdauer bei Netzzutritt



Quelle: E-Control

Abbildung 49 zeigt, dass die durchschnittliche Bearbeitungsdauer für eingelangte Anträge für Netzzutritt auf Netzebene drei bei rund 3,99 Tagen lag, wohingegen die Bearbeitung von Anfragen für pauschalisierte bzw. kostenorientierte Kostenvorschläge durchschnittlich 5,43 bzw. 3,42 Tage in Anspruch nahm.

Die Termineinhaltung bei erfolgten Terminvereinbarungen für Reparaturen, Wartungen und Ablesungen war im Jahr 2013 sehr hoch und betrug im Durchschnitt aller rückgemeldeten Antworten rund 99,75%.

Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass die Netzbetreiber die in der Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung definierten Qualitätsstandards in einem hohen Ausmaß erfüllen. Verbesserungspotential bzw. Nachholbedarf findet sich bei einzelnen Netzbetreibern noch im Aufbau einer geeigneten IT-Infrastruktur, um die definierten Qualitätsstandards datenseitig in ihrem Unternehmen auszuwerten, belegen und berichten zu können.

Im direkten Vergleich zueinander zeigen die Antworten zum Teil deutliche Spitzen und Schwankungen bei einzelnen Netzbetreibern zu manchen Fragen. Derartige Spitzen werden aktuell in Form persönlicher Interviews mit den Netzbetreibern durch die E-Control hinterfragt, um ein valides Bild der kommerziellen Dienstleistungsqualität zeichnen zu können.



## Sicherheit

Netzbetreiber haben in Österreich die Regeln der Technik zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetriebes einzuhalten. Die Einhaltung dieser Regeln der Technik ist mittels Zertifizierung durch eine akkreditierte Prüf-, Überwachungs- oder Zertifizierungsstelle nachzuweisen. Wie die Erhebung der E-Control zur GQND-VO gezeigt hat, sind rund 90% der Netzbetreiber entweder via TÜV AUSTRIA oder ÖVGW zertifiziert.

### 3.1.5. Gastransport

#### 3.1.5.1. Schwerpunktthema 2: Kapazitätsvergabe im Gastransportmarkt

Seit April 2013 findet die Allokation von Kapazitätsrechten im Gasmarkt auf der europäischen Plattform PRISMA (<https://www.prisma-capacity.eu>) statt, auf der auch die österreichischen TSOs ihre grenzüberschreitenden Kapazitäten vermarkten. PRISMA soll im Endstadium dem Netzkodex von ENTSOG (NC CAM) entsprechen, und zur Vermarktung der primären Kapazitätsrechte im ENTSOG Verbund dienen. Im Jahr 2014 startete PRISMA zudem eine Plattform für die Vergabe von sekundären Transportrechten. Die verschiedenen Kapazitätsprodukte werden auf PRISMA über Auktionen versteigert. Der nachfolgende Abschnitt soll daher eine detaillierte Analyse dieses neuen Marktes liefern, vor allem im Hinblick auf dessen Funktionsweise, Effizienz und Liquidität. Dabei steht das zentrale Zusammenspiel zwischen den Abläufen im Gashandel und den Kapazitätsvergaben, vor allem im kurzfristigen Handel im Mittelpunkt.

Die Vergabe der Transportkapazitäten geschieht auf PRISMA für alle Interconnection Points (IP) zur selben Zeit und soll zu einer flexiblen Angebotsgestaltung am Gasmarkt führen. Gestartet wurde PRISMA 2013 mit 19 TSOs, die gleichzeitig als Shareholder fungierten. Diese Anzahl erweiterte sich am 1. Jänner 2014 um drei weitere TSOs, sodass sich PRISMA gegenwärtig als zentrale Plattform für die Kapazitätsvergabe in Europa etabliert hat. Bevor Gasnetznutzer („Shipper“) an Versteigerungen teilnehmen können, müssen sie sich bei PRISMA registrieren und von den Gasnetzbetreibern, von denen sie Kapazitäten ersteigern möchten, freigeschalten werden. Wer bereits auf der Vorgänger-Plattform TRAC-X registriert war, wird automatisch in das neue System PRISMA übernommen. Jedoch ist es erforderlich, zusätzliche Unternehmensinformationen der Plattform und den Netzbetreibern (Bonitätsprüfung etc.) bereitzustellen. Erst wenn der Netznutzer vom Netzbetreiber freigeschalten wurde, kann er an der Versteigerung teilnehmen.



Der wirtschaftliche Wert der Transportrechte steht dabei in engem Zusammenhang mit den Preisen an den einzelnen Gashubs und den Transportkosten durch die jeweiligen Entry/Exit Tarife. Es ist zu erwarten, dass Arbitrage für Shipper dann Sinn macht, wenn die Preisdifferenzen an den Hubs größer sind als die zu bezahlenden spezifischen Entry/Exit Tarife. In diesen Fällen ist davon auszugehen, dass dann die Nachfrage nach Grenzkapazitäten höher ist, bzw. Shipper bereit sind einen höheren Preis dafür zu bezahlen (d.h., es kommt zu Preisauflagen auf PRISMA). Ein Ziel der vorliegenden empirischen Analyse ist es daher auch, diesen zu erwartenden Zusammenhang zu verifizieren.

In den nachfolgenden Abschnitten werden zunächst die Produkte und der Auktionsmechanismus qualitativ beschrieben. Darüber hinaus wird dabei auch auf ungenutzte Kapazitäten und den PRISMA Sekundärmarkt eingegangen. Im empirischen Teil werden zunächst die Preise an den wichtigsten europäischen Gashubs betrachtet, wobei im Speziellen auf die Preiskorrelation und die Preisdifferenzen eingegangen wird. Danach folgt eine detaillierte Analyse der für Österreich besonders relevanten Grenzübergangsknoten Überackern, Oberkappel und Arnoldstein. Diese stellen die Hauptanbindungen Österreichs an die benachbarten Märkte Deutschland und Italien dar. Dabei fließen für diese Übergabepunkte jeweils die Auktionsergebnisse, Entry/Exit Tarife, Preisdifferenzen und Auslastung in die Datenauswertung mit ein.

### **Produkte an der Plattform PRISMA**

Auf PRISMA werden unterschiedlichste Kapazitätsprodukte angeboten, wobei sich die Produkte anhand verschiedener Merkmale unterscheiden können. Neben dem Kauf von einzelnen oder gebündelten Kapazitäten, können die Produkte auch durch ihre Unterbrechbarkeit, Einschränkungen der freien Zuordenbarkeit oder anhand ihrer Laufzeit differenziert werden.





Das erste Merkmal, auf dies hier genauer eingegangen wird, ist die Unterscheidung zwischen gebündelte oder ungebündelte Produkten. Während bei gebündelten Produkten Ein- und Ausspeisekapazitäten für beide Seiten eines Kopplungspunktes gleichzeitig angeboten werden (zB Exit Österreich – Entry Deutschland), werden bei ungebündelten Produkten Ein- oder Ausspeisekapazität separat angeboten (zB nur Exit Österreich). Um gebündelte Kapazitäten anbieten zu können, kooperieren die benachbarten Fernnetzleistungsbetreiber miteinander. Ein Ziel ist es, den Handel mit gebündelten Produkten zu forcieren, da dieser den grenzüberschreitenden Gastransport in Europa erleichtert. Dazu werden alle freien Kapazitäten der Netzbetreiber gesammelt, um diese anschließend als gebündelte Produkte zur Versteigerung anbieten zu können. Allerdings haben manche Gasnetznutzer in der Vergangenheit ungebündelte Kapazitäten durch Langzeitverträge erworben (z.B. Exit Österreich), in der Annahme, dass passende Kapazitäten (z.B. Entry Deutschland) jederzeit auf dem Markt zu erwerben sind. Durch die Bündelung von Entry/Exit-Kapazitäten von PRISMA, wird jedoch das Angebot an ungebündelten Kapazitäten reduziert, sodass es Shippern mit Langzeitverträgen passieren kann, dass auf dem Markt keine für sie passenden ungebündelten Kapazitäten angeboten werden. Dies trifft jedoch nur auf die IPs zu, bei denen sich die Entry/Exit-Kapazitäten unterscheiden.<sup>45</sup>

Neben gebündelten und ungebündelten Produkten gibt es auch eine Unterscheidung zwischen verbindlichen und unterbrechbaren Kapazitäten. Beim Kauf einer verbindlichen Kapazität steht dem Käufer die im Vertrag vereinbarte Kapazität garantiert zu, währenddessen beim Kauf von unterbrechbaren Kapazitäten, die vereinbarte Kapazität bei Engpässen oder technischen Problemen verringert bzw. unterbrochen werden kann. Diese Unsicherheit schlägt sich in manchen Ländern aufgrund des Risikoabschlags in einem niedrigeren Preis nieder. In Österreich ist der Preis zur Zeit der Buchung für verbindliche und unterbrechbare Kapazitäten allerdings derselbe, erst beim Eintreten einer Unterbrechung wird der Preis aliquot, bzw. mit einem Refundierungsfaktor multipliziert, verringert. PRISMA erarbeitet gerade ein Konzept, das es ermöglichen soll unterbrechbare Kapazitäten in verbindliche umzuwandeln oder verbindliche Kapazitäten zurückzugegeben.

---

<sup>45</sup> Als Beispiel kann Oberkappel genannt werden, wo die Kapazität Exit Österreich um einiges höher ist als die Kapazität Entry Deutschland.



Neben reinen verbindlichen oder unterbrechbaren Kapazitäten werden auch Mischformen bei bestimmten IPs angeboten, was auf das alte Punkt-zu-Punkt System zurückzuführen ist. Als reine Form von verbindlichen Kapazitäten können frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) gesehen werden. Sie gelten auch als die eigentliche Basis des Entry-Exit Systems. Ersteigert man frei zuordenbare Kapazitäten, so ist man a priori keinem konkreten Transportpfad verpflichtet und kann den Ausspeisepunkt frei wählen. Dies stellt einen Mehrwert der Netznutzer dar, da diese Produktart ein hohes Maß an Flexibilität aufweist. Eine Mischform dazu wären dynamisch zuordenbare Kapazitäten (DZK). DZK Produkte können nur in Verbindung mit bestimmten, zuvor vertraglich vereinbarten Ein- und Ausspeisepunkten als feste Kapazitäten genutzt werden, mit anderen Punkten bzw. mit dem virtuellen Handlungspunkt sind sie nur auf unterbrechbarer Basis nutzbar Kapazität möglich.

Die einzelnen Standardkapazitätsprodukte werden für verschiedene Laufzeiten versteigert (siehe Übersicht auf Tabelle 17). Kapazität sind zu ersteigern für:

- ein Jahr (Beginn mit dem Gasjahr am 1.Oktober)
- ein Quartal (Beginn 1.Oktober, 1. Jänner, 1.April, 1.Juli)
- ein Monat (Beginn 1.Tag des Monats)
- einen Tag (täglich)

Der Fokus liegt hierbei auf der Versteigerung von Jahreskapazitäten. Lediglich 10% der Kapazitäten müssen für die Versteigerung von kürzer laufenden Produkten (Quartals-, Monats- oder Tagesskapazitäten) reserviert werden. Da die Kapazitätsauslastung jedoch von Langfristverträgen dominiert wird, halten sich die über PRISMA angebotenen Kapazitäten im Vergleich zu den gesamten technischen Kapazitäten an vielen IPs sehr in Grenzen.

Tabelle 17: Übersicht der PRISMA-Auktionsverfahren

<b>Übersicht der PRISMA-Auktionsverfahren</b>				
<b>Laufzeiten Kapazitätsprodukte</b>	<b>Auktionsverfahren</b>	<b>Auktionszeitpunkt</b>	<b>Regelmäßigkeit der Auktion</b>	<b>Bekanntgabe der freien Kapazitäten</b>
Jahr	mehrstufige aufsteigende Preisauktion	1. Montag im März	Jährlich	4 Wochen vor Auktion
Quartal	mehrstufige aufsteigende Preisauktion	1.Montag im Juni	Jährlich	2 Woche vor Auktion
Monat	mehrstufige aufsteigende Preisauktion	3.Montag im Monat	Monatlich	1 Woche vor Auktion



Tag	rollierende einstufige Preisauktion	Täglich	täglich	Bei Auktions-eröffnung
Untertägig	rollierende einstufige Preisauktion	Täglich	Mehrmals täglich	

Quelle: PRISMA, eigene Darstellung

### 3.1.5.1.1. Vergabemechanismen von Kapazitäten

Auf PRISMA kommen zwei Auktionsmechanismen zur Anwendung. Einerseits die mehrstufig aufsteigende Preisauktion, die für Jahres-, Quartals-, und Monatsversteigerungen angewendet wird. Andererseits gibt es die rollierende einstufige Preisauktion für Tageskapazitäten, mit der schnellere Ergebnisse erzielt werden können.

#### Mehrstufige aufsteigende Preisauktion

Die mehrstufige aufsteigende Preisauktion wird in mehreren Runden durchgeführt. Zu einem vorgegebenen Preis müssen die Bieter Kapazitätsangaben machen, die nach jeder Runde für alle Bieter veröffentlicht werden. Die Versteigerung dauert solange, bis die Nachfrage nach Kapazitäten den angebotenen freien Kapazitäten entspricht. In der ersten Runde wird mit dem Reservepreis begonnen, bei der alle interessierten Bieter mitsteigern müssen. Wobei ein Einstieg in einer späteren Runde nicht möglich ist. Falls bereits in der ersten Runde die Nachfrage gleich oder kleiner dem Angebot ist, wird die Auktion beendet und der erste Ausrufpreis gilt als Markträumungspreis. Ist dies nicht der Fall und die Nachfrage ist größer als das Angebot, wird der Preis angehoben und eine neue Auktionsrunde eröffnet. In jeder weiteren Runde wird der Preisanstieg in großen Schritten von der Plattform festgelegt, wobei der Anstieg zwischen Produkten und Ländern variieren kann (z.B. für Jahresauktionen: 10 Cent/kWh/h; Quartalsauktionen: 2,5 Cent/kWh/h; Monatsauktionen: 1 Cent/kWh/h). Den Bietern ist nur erlaubt, ihre Kapazitätswünsche von einer Runde zur nächsten zu verringern und nicht zu erhöhen. Sollte es ein konkurrierendes Produkt geben, so wird der Bieter darauf aufmerksam gemacht und hat Einsicht auf mögliche Gebote für das konkurrierende Produkt, die von einem PRISMA-user desselben Unternehmens abgegeben wurden.

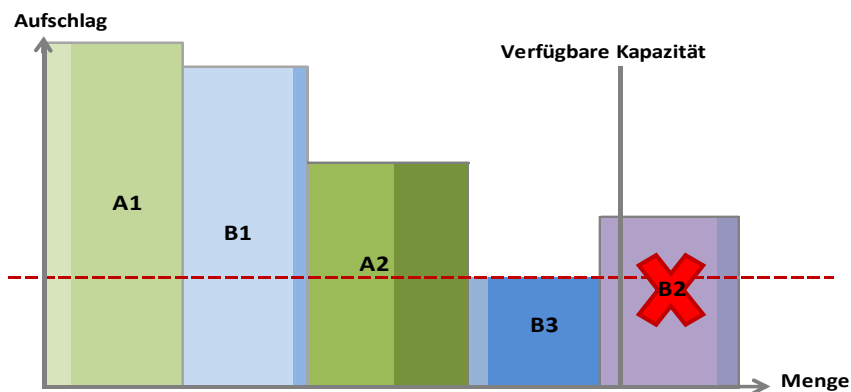
Solange eine Gebotsrunde geöffnet ist, können die Bieter ihre Gebote ändern oder löschen. Eine Gebotsrunde dauert hierbei in der Regel eine Stunde – Ausnahme ist lediglich die erste Runde, welche 3 Stunden dauert. Sollte es in einer höheren Runde vorkommen, dass aufgrund eines zu großen Preisanstieges die nachgefragten Kapazitäten geringer sind als die angebotenen, wird die letzte Versteigerungsrunden mit kleineren Preisanstiegen (1/5 des vorherigen großen) und mit neuen Geboten wiederholt. In der ersten Runde der kleinen Preisschritte dürfen die Bieter höchstens die gleichen Kapazitäten setzen als in der Runde vor der es zur Unterbietung kam (letzte „reguläre“ Runde). Kommt es dann trotzdem zu einer Unterbietung, so ist der letzte Preis, bei dem es zur Unterbietung kam, der Markträumungspreis und die Auktion wird beendet.

### Rollierende einstufige Preisauktion

Bei der rollierenden einstufigen Preisauktion findet nur eine Gebotsrunde statt, bei der pro Gasnetznutzer bis zu zehn unabhängige Gebote abgegeben werden können. Diese Gebote zeichnen somit die Nachfragekurve des Netznutzers nach. Der Nutzer gibt an, wie viel Minimum- und Maximumkapazität er zu den von ihm gebotenen Preisen, welche alle über dem Reservepreis liegen müssen, nachfragen würde. Wobei jedes Gebot eine Minimumkapazität enthalten muss, die positiv von der gebotenen Gesamtkapazität abhängt. Nach Schließung der Gebotsrunde sortiert PRISMA alle Gebote absteigend nach deren Preis (beginnend mit dem höchsten), wobei der Preis des Gebotes, welches als letztes Kapazitäten zugeteilt bekommt, den Markträumungspreis bestimmt. Dieser Preis gilt für alle erfolgreichen Bieter. Gebote für zu niedrige Preise werden nicht berücksichtigt.

Bei der rollierenden einstufigen Preisauktion gilt die fill-or-kill Regel. Diese Regel wird für das letzte Gebot schlagend. Ist dessen vorgegebene Minimumkapazität größer als die Restkapazität, so fällt es aus der Zuteilung heraus („kill“). Ist die Minimumkapazität des Gebots hingegen kleiner als die vorhandene Restkapazität, bekommt der Bieter des Gebots diese Restkapazität zugeteilt, auch wenn die Gesamtkapazität des Gebots die vorhandene Kapazität übersteigt („fill“). Fällt das Angebot heraus, dann bekommt das in der Reihenfolge nachfolgende Gebot die Kapazität zugesprochen, wenn dessen Minimumkapazität kleiner ist als jene des „gekillten“ Gebots und der Restkapazität. Nun gilt dessen Preis für alle anderen Gebote. Auf Abbildung 50 ist dieser Fall dargestellt. Das zweite Gebot von Anbieter B (B2) fällt aus der Zuteilung heraus, da dessen Minimumkapazität (graublau Feld) größer ist als die vorhandene Restkapazität. Da jedoch die Minimumkapazität des dritten Angebots (B3) kleiner ist als die Restkapazität werden ihm die Restkapazitäten zugeteilt, obwohl dessen angegebener Preis niedriger ist als jener von B2. Da die letzte ersteigerte Kapazität dem Gebot B3 zugeteilt wird, gilt dessen angegebener Preis als Markträumungspreis für alle anderen Gebote (A1, A2, B3).

Abbildung 50: Kill or Fill Regel bei der rollierenden einstufigen Preisauktion



Quelle: PRISMA, eigene Darstellung



Sollte es vorkommen, dass die beiden letzten Gebote gleich hoch sind, dann tritt die pro-rata Regelung in Kraft. Diese besagt, dass den beiden letzten Bietern die Restkapazität zu gleichen Teilen zugewiesen wird, wenn beide Minimumkapazitäten in der Restkapazität enthalten sind.

### **First Come First Serve**

Für Netznutzer gibt es nach wie vor die Möglichkeit Kapazitäten bestimmter IPs<sup>46</sup> über das First Come First Serve (FCFS)-Prinzip zu erwerben. Bei dieser Möglichkeit dient PRISMA als Intermediär, der dem Netzbetreiber alle Informationen über den Netznutzer bereitstellt. Beim FCFS-Prinzip stellt der regulierte Tarif den Verkaufspreis der Kapazitäten dar. Der Netznutzer muss über PRISMA beim Betreiber anfragen, ob es zu dem angegebenen Tarif eine bestimmte Höhe an freien Kapazitäten gibt. Ist dies der Fall, muss der Netzbetreiber diese dem Nutzer verkaufen. Denn bei FCFS bekommt jener Netznutzer den Zuschlag, der sich zuerst über PRISMA bei einem Betreiber meldet. Sollten keine freien Kapazitäten zur Verfügung stehen, so könnte der Netzbetreiber dem Netznutzer ähnliche Produkte anbieten.

#### **3.1.5.1.2. Ungenutzte Kapazitäten**

Für den Umgang mit gebuchten aber ungenutzten Kapazitäten hat die EU die Congestion Management Procedures (EU CMP) ins Leben gerufen, welche im Punkt 2.2 des Annex I der Verordnung (EG) 715/2009 geregelt sind. Diese wurden mit 1. Oktober 2013 implementiert und sollen vertragliche Engpässe reduzieren. Wobei laut Art.2 Abs.1 VO 715/2009 ein vertraglich bedingter Engpass einer Situation entspricht, in *„der das Ausmaß der Nachfrage nach verbindlichen Kapazitäten die technische Kapazität übersteigt“*. Hingegen ist ein physischer Engpass *„eine Situation, in der das Ausmaß der Nachfrage nach tatsächlichen Lieferungen die technischen Kapazität zu einem bestimmten Zeitpunkt übersteigt“* (Art.2 Abs.1 VO 715/2009).

Die Regelungen der EU CMP treten grundsätzlich dann in Kraft, wenn die ganze verfügbare technische Kapazität eines IPs bereits vergeben wurde. Dadurch sollen Kapazitätshortungen verhindert und eine effiziente Nutzung der Kapazitäten gefördert werden. Nach welchem Prinzip diese Kapazitäten zu vergeben sind, hat die jeweilige Regulierungsbehörde in Absprache mit den TSOs zu entscheiden. Als mögliche Maßnahmen gegen vertragliche Engpässe wurden im Annex der Verordnung Oversubscription und Buy-back (OS&BB), firm Day-Ahead use-it-or-lose-it (FDA UIOLI), Surrender oder langfristiges UIOLI angeführt.

---

<sup>46</sup> Dazu zählen in erster Linie deutsche IPs



Die E-Control hat sich mit den österreichischen TSOs Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsfes.m.b.H (BOG), Gas Connect Austria (GCA) und Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG) für die Einführung des FDA UIOLI Mechanismus für verbindliche Day-Ahead Kapazitäten entschieden<sup>47</sup>. Somit kommt in Österreich vorerst kein anreizbasiertes Überbuchungs- und Rückkaufsystem (OS&BB) zur Anwendung. Eine Evaluierung des OS&BB wird bis 1. Oktober 2014 von den TSOs durchgeführt.

UIOLI für verbindliche Day-Ahead Kapazitäten ist jedenfalls bei jenen IPs heranzuziehen, bei denen ein dauerhafter Engpass auftritt.<sup>48</sup> An diesen IPs fallen auch nur jene Kapazitäten unter UIOLI, die zwar vom Netznutzer gebucht und initial nominiert wurden, aber für den nächsten Tag nicht nominiert wurden. Somit kann durch diese absehbare Nicht-Nutzung, die Kapazität anderen Netznutzern kurzfristig angeboten werden. Ob der ursprüngliche Netznutzer seine angemeldete Kapazität noch anpassen (re-nominieren) kann, hängt davon ab, wie viel Prozent der gebuchten Kapazitäten bei der ersten Nominierung angemeldet wurden. Um kleine Netznutzer vor dieser Regelung zu schützen, kommt sie nur zur Anwendung, wenn ein Netznutzer über mehr als 10% der nutzbaren technischen Kapazität eines IPs verfügt.

ACER hat für Q4/2013 den ersten Contractual Congestion Report veröffentlicht. In diesem Report werden vertragliche Engpässe bei europäischen IPs ermittelt und analysiert welche Maßnahmen am jeweiligen IP dagegen getroffen wurden. Im Rahmen von Auktionen treten Engpässe dann ein, wenn ein Aufschlag bei einer Auktion erzielt wurde, oder wenn in der Auktion überhaupt keine Kapazität angeboten werden konnte, da sämtliche Kapazität bereits ausgebucht war. Für Q4/2013 konnte ein vertraglicher Engpass von mindestens einem Monat anhand von PRISMA-Auktionen, ENTSOG-Daten und einer TSO-Befragung für 118 Flussrichtungen von Knotenpunkten ermittelt werden.<sup>49</sup>

### 3.1.5.1.3. Sekundärmarkt

Seit 1. Jänner 2014 stellt PRISMA einen Sekundärmarkt zur Verfügung, über den gebuchte Kapazitäten weiterverkauft werden können, falls sie nicht gebraucht werden. So sollen schrittweise alle bestehenden Sekundärmarktplattformen durch PRISMA ersetzt werden. Ist ein Netznutzer bereits auf PRISMA registriert, kann er neben dem Primärmarkt auch ohne extra Registrierung den Sekundärmarkt nutzen. Der Netznutzer kann entweder Kapazitäten anbieten oder er kann Angaben machen, dass Kapazitäten gesucht werden. Verkäufe können an jedem Tag

---

<sup>47</sup> Entscheidung des E-Control Vorstandes zum Überbuchungs- und Rückkaufmechanismus, 17. September 2013

<http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/Ueberbuchungs-und-Rueckkaufsystem.pdf>

<sup>48</sup> näheres siehe VO (EG) 715/2009 Annex I Punkt 2.2.3 (1)

<sup>49</sup> ACER (2014): „ACER annual report on contractual congestion at interconnection points.“ Period covered: Q4/2013, first edition



24 Stunden lang durchgeführt werden, wobei der Verkäufer je nach Handelsmodus Nutzungszeitraum, Menge und Preisaufschlag festlegt. Es gibt auch die Möglichkeit nur Teile der angebotenen Kapazität (Menge oder Zeit) zu kaufen, wenn der Verkäufer dies anbietet.

Der Handel der Kapazitäten am Sekundärmarkt kann über PRISMA Over the Counter (OTC), First Come First Serve (FCFS), oder Call for Orders (CFO) durchgeführt werden (vgl. Übersicht Tabelle 18).

Beim OTC Handel bietet ein Netznutzer einem oder mehreren Handelspartnern eine bestimmte Kapazität an. Nimmt einer dieser an, so kommt es schon außerhalb von PRISMA durch Verhandlungen zu einer bilateralen Einigung über Preis und Konditionen. Der Vertragsabschluss selbst wird jedoch über PRISMA durchgeführt, indem der Käufer eine Anfrage stellt und der Verkäufer diese annimmt.

Bei FCFS werden die Konditionen auch schon im Vorhinein von einer Seite festgelegt. Die Zuweisung des Handelspartners erfolgt jedoch über PRISMA. Werden die Konditionen akzeptiert, so wird der Vertrag automatisch abgeschlossen, ohne dass der Anbieter den Abschluss bestätigen muss. Im Gegensatz zu OTC ist der Partner bei FCFS anonym bis der Deal über PRISMA abgewickelt wurde.

Der CFO Ablauf ist dadurch gekennzeichnet, dass zuerst ein Anbot auf PRISMA gestellt wird, wobei der Preis im Gegenteil zu FCFS kein fixer ist, sondern durch die maximale Obergrenze (bei Kapazitätskäufer) bzw. Untergrenze (bei Kapazitätsverkäufer) des Angebotsstellers beschrieben wird. Der Angebotssteller kann danach anonyme Anfragen bzw. Angebote sammeln und sich am Ende für eines entscheiden. Durch die Anonymität des Handelspartners bis zum Vertragsabschluss kann es auch zu keinen Verhandlungen kommen.

Tabelle 18: Handelsmodi des PRISMA Sekundärmarkts

Charakteristika der PRISMA-Sekundärmarkthandelstypen				
Typ	Handelspartner	Preis	Kapazität	Zuteilung Handelspartner
OTC	Bekannt	Verhandlung	Fix	Bestätigung
FCFS	Anonym	Fix	Fix	Automatisch
CFO	Anonym	Ober-/Untergrenze	Angabe von max. Menge	Aussuchen

Quelle: PRISMA, eigene Darstellung

Sollte es zu einem Verkaufsabschluss kommen, so muss der Netzbetreiber den neuen Netzbenutzer via PRISMA akzeptieren. Geschieht dies, so hat der neue Netzbenutzer den Versteigerungspreis direkt an den Gasnetzbetreiber zu entrichten und sollte es einen Preisauflschlag geben, diesen an den anderen Netzbenutzer, von dem er die Kapazitäten erstanden hat. Hat der ursprüngliche Käufer ungebündelte Entry und Exit Kapazitäten desselben IPs ersteigert, so kann er diese am Sekundärmarkt als Bündel verkaufen.





Im Jänner 2014 – dem ersten Monat nach dem go-live des PRISMA Sekundärmarktes - gab es insgesamt fünf erfolgreiche Transaktionen. Bei drei wurden Kapazitäten von 1,15 GWh/h für ein Monat und bei zwei 0,84 GWh/h für zwei Monate erfolgreich vergeben.<sup>50</sup>

Nach dieser Übersicht über PRISMA-Auktionen wird im nächsten Abschnitt die Preissituation und Preiskorrelationen an den europäischen Gashubs betrachtet. Bei einer Analyse der Gastransportmärkte spielen Preise insofern eine wichtige Rolle, als dass vor allem die Preisspreads in einem direkten Zusammenhang mit den Auktionsergebnissen für Transportkapazitäten stehen sollten. Daher werden in diesem Teil die Gaspreise der einzelnen Hubs analysiert und miteinander verglichen. Gibt es preisliche Unterschiede zwischen den einzelnen Märkten so kann von Shippern Arbitrage betrieben werden, indem Gas in einem Markt günstiger gekauft wird, in einen anderen Markt transportiert und dann dort zu höheren Preisen verkauft wird. Betrachtet werden dabei im Vergleich zum österreichischen CEGH, die liquideren Hubs in Europa, nämlich GPL und NCG (beide in Deutschland), TTF (Niederlande), PSV (Italien), NBP (Großbritannien) und PEG Nord bzw. Süd (beide in Frankreich).

### **Korrelationsanalyse der Hubpreise**

Ein Blick auf die Korrelationskoeffizienten der einzelnen Gaspreise auf Tabelle 19 zeigt, dass die Preiskorrelation zwischen den einzelnen Hubs in Europa im Zeitraum 2010-2013 sehr hoch war. Lediglich die Korrelation des italienischen Hubs PSV mit allen übrigen Hubs ist sehr gering bzw. nicht festzustellen, was auf die niedrige Liquidität des Hubs zurückzuführen werden kann.<sup>51</sup> Aber auch das Auftreten von Engpässen in Arnoldstein, führte in der Vergangenheit zu höheren Preisen in Italien und daher zu einer niedrigeren Korrelation mit anderen europäischen Hubs. Dies lässt sich zu einem gewissen Grade auch in Abbildung 51 erkennen, auf der die deutliche Abweichung der PSV-Preise grafisch dargestellt ist. Jedoch weisen die PSV Preise im beobachteten Zeitraum einen Trend zur Konvergenz auf. Preisveränderungen zwischen den Hubs NCG, PEG Nord und TTF werden hingegen schon von Anbeginn des Analysezeitraumes annähernd 1:1 übertragen, was am Korrelationskoeffizienten von nahezu 1 abzulesen ist. Allerdings lässt sich von der Korrelationsanalyse nicht die Richtung der Kausalität ableiten, das heißt, welcher Hub preisgestaltend wirkt und welcher die Preise lediglich importiert, kann aus dieser Analyse nicht ermittelt werden.

---

<sup>50</sup> PRISMA Presseaussendung: "Successful first month of operations of PRISMA's new secondary market functionality" vom 18. Februar 2014

<sup>51</sup> Petrovic, B. (2013): „European gas hubs: how strong is price correlation?“. Institute for Energy Studies, University of Oxford, NG 79



Tabelle 19: OTC-Gaspreiskorrelation europäischer Gashubs

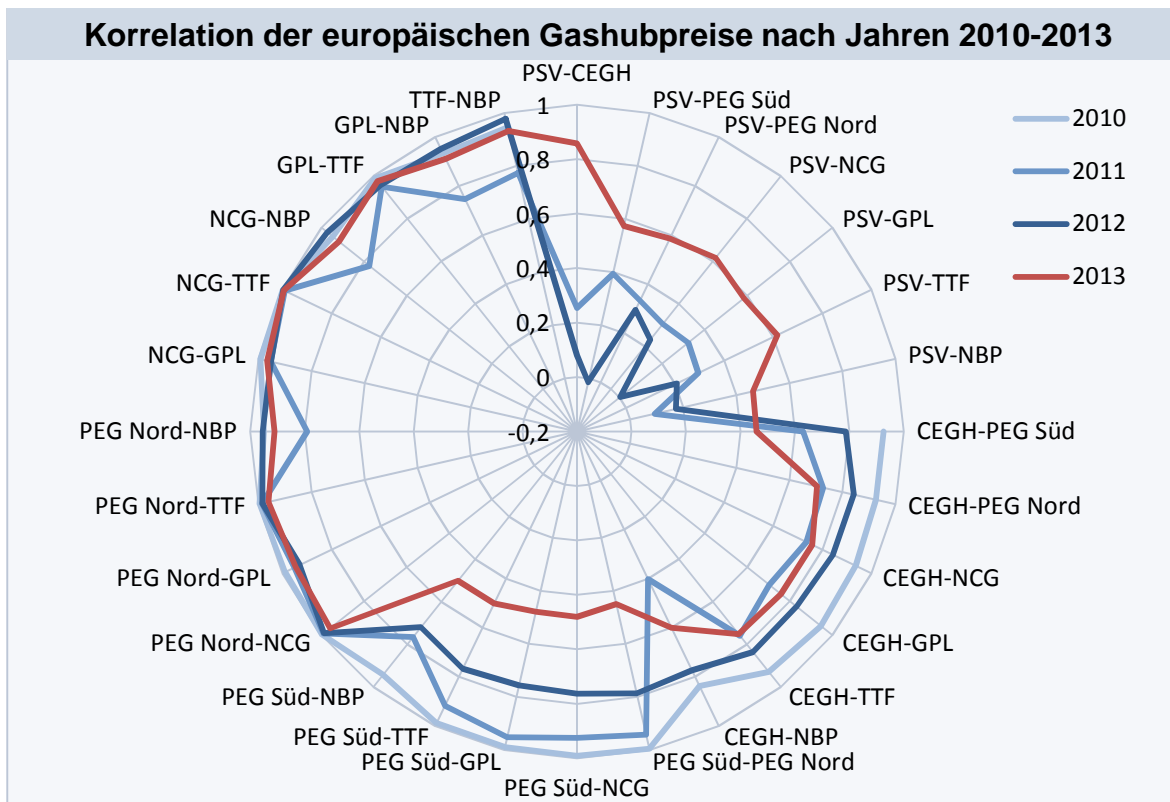
<b>Korrelation der Gaspreise europäischer Hubs, 2010-2013</b>							
	<b>NBP</b>	<b>TTF</b>	<b>PSV</b>	<b>GPL</b>	<b>NCG</b>	<b>PEG Nord</b>	<b>PEG Süd</b>
<b>CEGH</b>	0,907	0,954	0,160	0,956	0,957	0,949	0,891
<b>PEG Süd</b>	0,917	0,925	0,109	0,923	0,924	0,925	
<b>PEG Nord</b>	0,978	0,996	0,208	0,990	0,996		
<b>NCG</b>	0,977	0,999	0,185	0,993			
<b>GPL</b>	0,972	0,993	0,117				
<b>PSV</b>	0,110	0,181					
<b>TTF</b>	0,979						

Quelle: Heren, eigene Darstellung

Betrachtet man auf Abbildung 51 die Entwicklung der Preiskorrelationen der europäischen Gashubs für jedes Jahr einzeln, so ist mit Ausnahme des PSVs keine eindeutige Konvergenz zwischen 2010 und 2013 zu erkennen. 2010 weisen alle Hubs einen sehr hohen Korrelationskoeffizienten auf, der jedoch bei den Hubs NBP, CEGH, PEG Süd und teilweise bei GPL abnimmt, sodass zwischen 2010 und 2011 bei einigen Hubs sogar Preisdivergenzen zu verzeichnen sind. Allerdings zeigt sich auf Abbildung 51, wie schon auf Tabelle 19, dass die Preise der Hubs NCG, PEG Nord und TTF hoch korrelieren. Im Gegensatz zum PEG Süd, bei dem ausgehend von einem sehr hohen Korrelationsniveau 2010 im beobachteten Zeitraum tendenziell divergente Preise zu beobachten waren. Auch die Preise des CEGHs weisen keine eindeutige Konvergenz mit den Preisen der anderen europäischen Hubs über die beobachtete Zeitperiode auf. Die Studie von Petrovic (2013)<sup>52</sup> kam bei der Betrachtung eines anderen Zeitraumes allerdings zu etwas anderen Ergebnissen. Die Autorin beobachtete über den Zeitraum 2007-2012 die Entwicklung von OTC als auch von Börsenpreisen und konnte eine hohe und zunehmende Korrelation der europäischen Gaspreise feststellen. Die Korrelation ist umso höher je besser zwei Hub physisch verbunden sind. So erklärt sie sich auch die zunehmende Preiskonvergenz der PSV Preise, da im beobachteten Zeitraum open access measures eingeführt wurden und so die physische Verbundenheit zu den anderen Hubs verbessert wurde.

<sup>52</sup> Petrovic, B. (2013): „European gas hubs: how strong is price correlation?“. Institute for Energy Studies, University of Oxford, NG 79

Abbildung 51: Entwicklung der OTC-Gaspreiskorrelationen europäischer Hubs nach Jahren 2010-2013



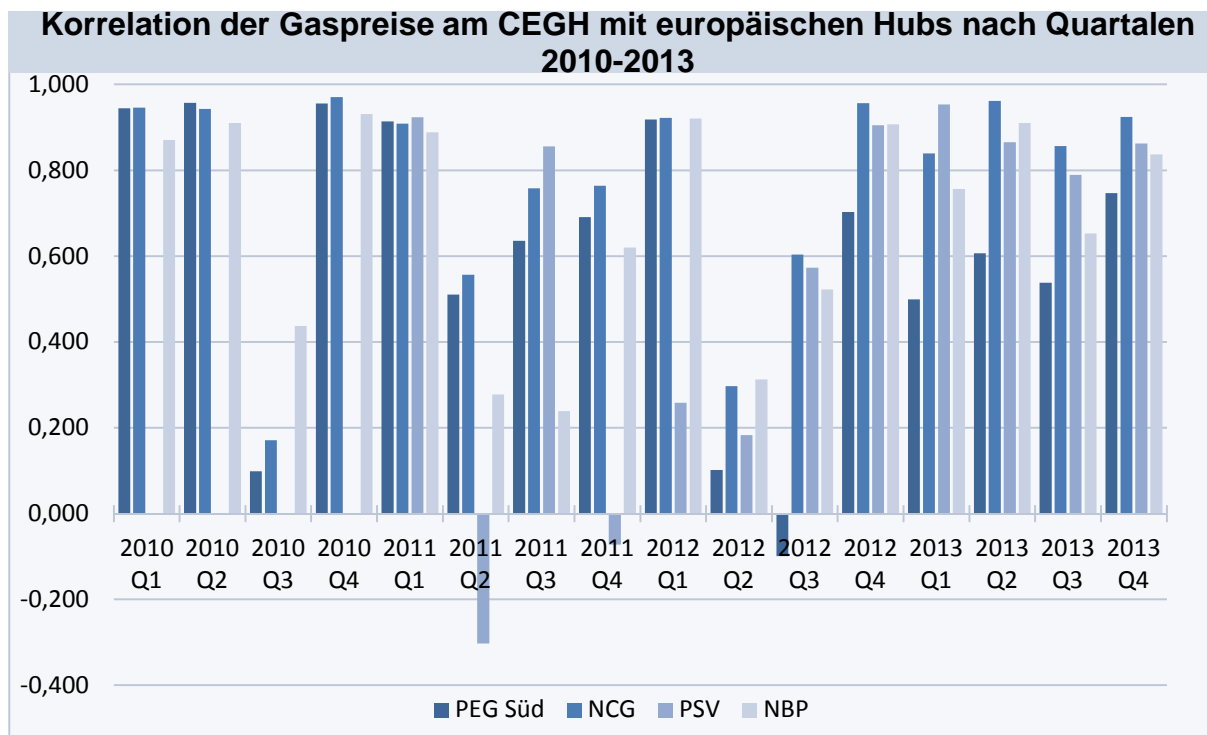
Anmerkungen: die Sterlingpreise des NBP wurden mit dem täglich aktuellen Wechselkurs (Quelle: OeNB) in Euro umgerechnet. Für PSV waren für 2010 keine Daten verfügbar.

Quelle: Heren, eigene Darstellung

Untersucht man anstatt der Jahreskorrelation die Preiskorrelation für kürzere Perioden, so ist der Zusammenhang zwischen den jeweiligen Preiszeitreihen nicht mehr so eindeutig feststellbar, als wie bei der Betrachtung nach Jahren. Die Darstellung der Preiskorrelation nach Quartalen auf

Abbildung 52 lässt einen saisonalen Verlauf zwischen dem CEGH und den restlichen europäischen Hubs erahnen. Allerdings wurden die Hubs PEG Nord, GPL und TTF aus der Darstellung entfernt. Durch ihre hohe Korrelation mit dem NCG, steht dessen Verlauf repräsentativ für die entfernten Hubs. Zwischen den zweiten und dem dritten Quartalen ist im beobachteten Zeitraum die Preiskorrelation tendenziell geringer als während den Quartalen vier und den darauffolgenden ersten Quartalen. Seit dem zweiten Quartal 2012 steigt die Preiskorrelation zwischen dem CEGH und den anderen Gashubs deutlich an. Die Preiskorrelationen zwischen den Hubs PEG Nord, NCG, GPL und TTF sind auch in der kürzeren Periode sehr hoch, da sie denselben Verlauf zum CEGH aufweisen. Auch ein saisonaler Trend dürfte bei diesen Hubs kaum vorhanden sein.

Abbildung 52: Entwicklung der OTC-Gaspreiskorrelation europäischer Hubs nach Quartalen, 2010-2013



Anmerkungen: die Sterlingpreise des NBP wurden mit dem täglich aktuellen Wechselkurs (Quelle: OeNB) in Euro umgerechnet. Für PSV waren für 2010 keine Daten verfügbar.

Quelle: Heren, eigene Darstellung

Verringert man das Zeitintervall weiter und untersucht die Preiskorrelation von Monatsdaten, so verringert sich der erkennbare Zusammenhang zunehmend im Vergleich zu Jahres- oder Quartalsanalysen (siehe Abbildung 52). Dies kann dadurch erklärt werden, dass einerseits Ausreißer noch mehr zur Geltung kommen und andererseits saisonale Effekte noch stärker abgebildet werden. Ähnliche wie bei den Quartalsdaten ist die Korrelationen in den Sommermonate weitaus geringer als während den Wintermonaten. Im Juni 2012 ist die Preiskorrelation sogar negativ.

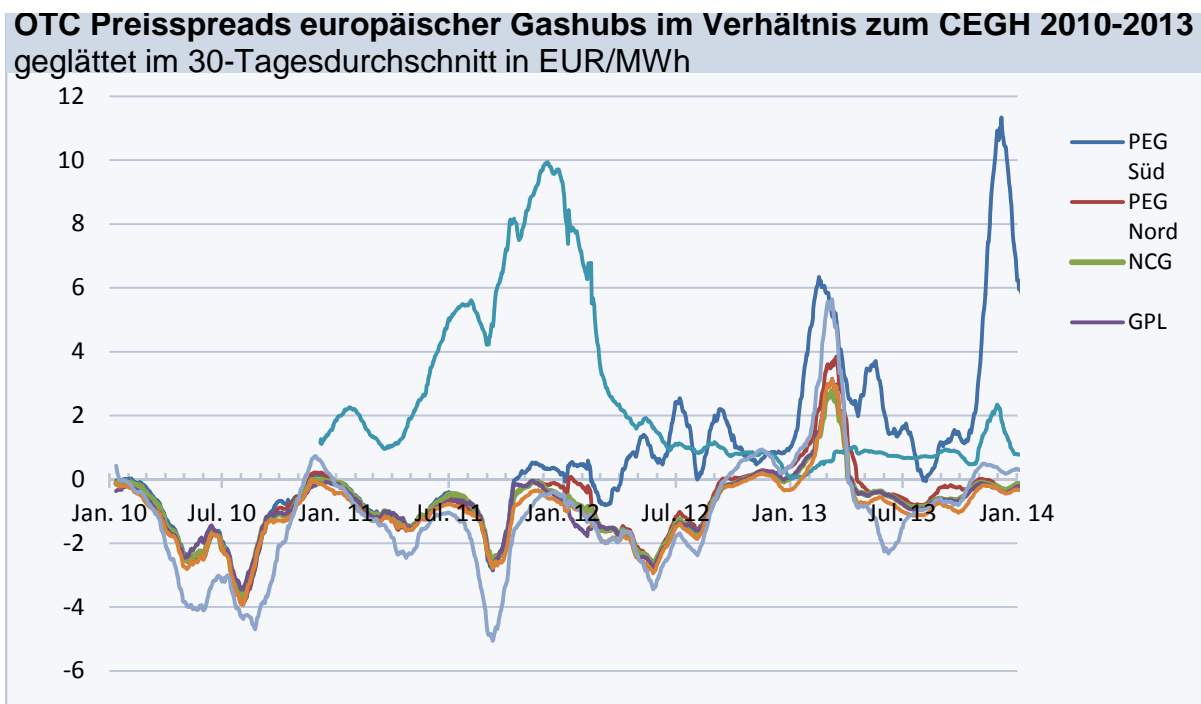
### 3.1.5.1.4. Preisspreads an den europäischen Gashubs

Im Rahmen der vorliegenden Analyse sind jedoch nicht die Preiskorrelationen von primärem Interesse, sondern die Unterschiede zwischen den an den einzelnen Hubs ermittelten Preisen. Die weitere Betrachtung der Preisspreads zwischen den einzelnen europäischen Hubs dient dazu, um mögliche Arbitragemöglichkeiten

aufzuzeigen, welche aus Sicht der Shipper in die wirtschaftliche Bewertung der Transportkapazitäten miteinfließen sollten. Auf Tabelle 20 werden daher die Preisdifferenzen zwischen dem österreichischen Hub CEGH und anderen europäischen Gashubs dargestellt. Da bei der Berechnung der Spreads der Preis des anderen Hubs von jenem des CEGHs abgezogen wurde, bedeuten negative Werte, dass Gas am CEGH im Vergleich günstiger war und positive Werte, dass der andere Hub in dieser Periode niedrigere Preise aufwies.

Daraus lässt sich erkennen, dass während 2010-2013 der durchschnittliche Preisunterschied zwischen dem österreichischen Gashub CEGH und dem italienischen Hub PSV am höchsten war. Im Durchschnitt waren die Preise am PSV um 8% höher als am CEGH. Der höchste Preisunterschied wurde im Februar 2012 erreicht, wo man am PSV bis zu 55% bzw. EUR/MWh 35,75 mehr zahlte. Im Dreijahreschnitt war Gas am französischen PEG Nord, dem niederländischen TTF, den deutschen NCG und GPL und besonders am britischen Hub NBP günstiger als am CEGH. Allerdings fällt der Preisunterschied im Verhältnis zum PSV-Preisspread bei weitem nicht so radikal aus. Der maximale positive Unterschied in absoluten Werten ist mit dem französischen PEG Süd zu messen, an dem, obwohl im Schnitt leicht teurere als der CEGH, im September 2011 Gas um rund die Hälfte günstiger zu erstehen war. Lediglich der NBP weist eine stärkere prozentuale Abweichung auf. Generell sind die Preisspreads des PEG Süds mit dem CEGH am Volatilsten.

Abbildung 53: Entwicklung europäischer Gaspreisspreads



Quelle: Heren, eigene Darstellung

Tabelle 20: Preisspreads europäischer Gashubs

Preisspreads europäischer Gashubs zum CEGH 2010-2013					
Hub	Einheit	Mittelwert	Standardabweichung	Maximum	Minimum
PEG Süd	EUR/MWh	-0,61	2,81	8,1	-15,81
	(%)	-1%	10%	51%	-36%
PEG Nord	EUR/MWh	0,7	1,41	5,81	-9,1
	(%)	4%	6%	32%	-23%
NCG	EUR/MWh	0,8	1,28	8,38	-8,35
	(%)	4%	6%	30%	-23%
GPL	EUR/MWh	0,83	1,26	7,25	-8,1
	(%)	4%	6%	43%	-23%
PSV	EUR/MWh	-2,49	2,99	1,65	-35,75
	(%)	-8%	9%	5%	-55%
TTF	EUR/MWh	0,98	1,29	6,11	-9,24
	(%)	5%	6%	33%	-23%
NBP	EUR/MWh	1,12	2	7,65	-12,12
	(%)	6%	10%	56%	-29%

Quelle: Heren, eigene Darstellung

Die auf Abbildung 53 dargestellten Gaspreisspreads weisen bis Ende 2012 mit Ausnahme des italienischen Hubs PSV eine gemeinsame Entwicklung auf. Vor allem von Mitte 2011 bis Mitte 2012 ist der Preisspread zwischen PSV und den anderen Hubs extrem hoch. Im Gegensatz dazu sind die OTC Preise am NBP, TTF, GPL, NCG und PEG Nord bis auf eine kurze Phase im Frühjahr 2013 durchwegs niedriger als am CEGH. Jedoch überschreiten diese Spreads in diesem Zeitraum mit Ausnahme des NBP-Spreads, der extremere Abweichungen zum CEGH aufweist, nie die 4 Euro pro Megawattstunde Marke. Mit Anfang 2012 beginnen neben den PSV-Spreads auch die Preisspreads von PEG Süd mit den anderen beobachteten Hubpreisspreads zu divergieren. Das heißt, dass sich die Preise des PEG Süd im Vergleich zu den am CEGH gehandelten OTC-Gaspreisen zunehmend erhöhen. Somit ist für eine Harmonisierung der Gaspreise in Gesamtkontinentaleuropa noch Potential nach oben.

Im Allgemeinen zeigen die Ergebnisse der Preisspreadanalyse, dass es durchaus Preisunterschiede zwischen den untersuchten europäischen Hubs gibt. Daher bestehen für Trader Arbitragemöglichkeiten beim Gashandel zwischen den Märkten. Aber um die Frage zu beantworten, ob es sich tatsächlich rentiert Gas auf einem Markt günstiger zu kaufen und auf einem anderen teurer zu verkaufen, müssen die Kosten für den Gastransport, die zwischen den verschiedenen Märkten anfallen, vom Arbitragegewinn abgezogen werden. Einen nicht zu vernachlässigenden



Kostenanteil können dabei die Tarife für die Pipelinebenutzung ein, die gezahlt werden müssen, wenn Gas aus einem Markt hinaus transportiert und in ein neues Pipelinesystem eingespeist wird. Diese Entry/Exit Tarife müssen also bei der Betrachtung der Auktionsergebnisse und Preisspreads ebenfalls berücksichtigt werden.

### 3.1.5.1.5. Empirische Analyse der Auktionsergebnisse

Auf PRISMA wurden zwischen April 2013 und Jänner 2014 40.715 Versteigerungen durchgeführt, davon wurden 5.819 erfolgreich abgeschlossen. Von den angebotenen 84.490 GWh/h wurden lediglich 2,8 GWh/h erfolgreich versteigert.<sup>53</sup> Derzeit sind 356 Unternehmen mit 1086 Nutzern auf PRISMA registriert, die an den Auktionen teilnehmen können<sup>54</sup>.

Tabelle 21 ist zu entnehmen, welcher Prozentanteil von den an österreichischen Knotenpunkten angebotenen Gesamtkapazitäten erfolgreich über PRISMA versteigert wurden. Mit einem Jahresdurchschnitt in Oberkappel von knapp 14% gefolgt von Baumgarten mit rund 11% wurden bei diesen beiden Punkten mit Abstand am meisten angebotene Kapazitäten in Österreich vermarktet. Dieses doch sehr niedrige Niveau von erfolgreichen Auktionen kann mehrere Ursachen haben. Der oben erwähnte und dargestellte Effekt der niedrigen Preisspreads zwischen den einzelnen europäischen Hubs und die damit einhergehenden verschwindenden Arbitragemöglichkeiten scheinen gewichtigen Einfluss auf die in Tabelle 21 dargestellten niedrigen Raten haben. Der hohe Anteil an vermarkteten Kapazitäten in Oberkappel und Baumgarten könnte auf deren Rolle als wichtige Transitknotenpunkte zurückzuführen sein. Betrachtet man allerdings die sehr niedrigen Anteile des ebenfalls relevanten Gastransitpunktes Arnoldsteins verliert dieses Argument an Kraft.

Tabelle 21: Anteil vermarkteter Kapazitäten von den auf PRISMA angebotenen Gesamtkapazitäten Österreich 2013

Anteil vermarkteter Kapazitäten von auf PRISMA angebotenen Gesamtkapazitäten Österreich 2013 in %						
	Baumgarten	Arnoldstein	Mosonmagyaróvár	Murfeld	Oberkappel	Überackern
Februar	-	-	-	-	16,24%	0,00%
März	-	-	-	-	37,73%	3,07%
April	7,27%	0,45%	0,00%	0,06%	8,05%	3,08%
Mai	2,74%	0,00%	0,14%	0,15%	11,54%	4,74%
Juni	4,89%	0,00%	2,04%	0,11%	7,02%	4,61%
Juli	6,80%	0,00%	3,16%	0,21%	43,80%	0,22%

<sup>53</sup> Dies Zahlen beinhalten Day-Ahead, Month-Ahead, Quarter-Ahead und Year-Ahead Daten.

<sup>54</sup> Stand: März 2014



August	4,86%	0,00%	3,78%	0,09%	36,13%	4,43%
September	11,58%	0,00%	4,38%	0,47%	11,80%	3,53%
Oktober	22,13%	0,55%	4,02%	2,58%	26,80%	5,65%
November	20,45%	2,64%	4,06%	3,91%	0,54%	2,86%
Dezember	13,81%	9,98%	4,28%	3,43%	11,26%	5,50%
Jänner 2014	14,32%	1,19%	2,20%	2,59%	0,04%	5,95%
<b>Durchschnitt</b>	<b>11,17%</b>	<b>1,86%</b>	<b>2,93%</b>	<b>1,33%</b>	<b>13,78%</b>	<b>4,02%</b>

Quelle: PRISMA Plattform, eigene Darstellung

Betrachtete man neben den Anteilen der vermarkteten Gesamtkapazitäten, die Anzahl an erfolgreichen Versteigerungen mit Preisauflschlag auf Tabelle 22, so fällt das Ergebnis relativ eindeutig aus. Ein Preisauflschlag wird dann erzielt, wenn es Shipper gibt die gewillt sind mehr als den Reservepreis, welcher i.d.R. dem Entry/Exit Tarif entspricht, zu bezahlen. Bei den österreichischen Knotenpunkten konnten lediglich bei den Auktionen der Kapazitäten von Arnoldstein, Oberkappel und Überackern Preisauflschläge erzielt werden - und diese waren nicht überaus zahlreich. In Arnoldstein wurde nur bei gekoppelten Produkten Aufschläge erzielt, bei Oberkappel der Großteil bei gekoppelten und bei Überackern nur bei einfachen Kapazitäten. Jedoch werden gekoppelte Produkte für Überackern erst ab 1. April 2014 angeboten und werden daher in dieser Grafik noch nicht berücksichtigt. Des Weiteren wurden die meisten Versteigerungen mit Aufschlag sowohl bei den österreichischen bei Tageskapazitäten erzielt.

Tabelle 22: Preisauflschläge bei PRISMA Versteigerungen 2013

Preisauflschläge bei PRISMA Versteigerungen April-Dezember 2013			
	Arnoldstein	Oberkappel	Überackern
Anzahl Versteigerungen	1.266	1.428	2.597
mit Aufschlägen	16	60	10
davon Day Ahead	14	59	10
Durchschn. Preisauflschlag DA (EUR/MWh)	0,59	0,31	0,03
Produkttyp bei DA			
einfach	0	8	10
gekoppelt	14	51	-

Anmerkungen: bei den nicht ausgewiesenen österreichischen Hubs waren keine Preisauflschläge zu verzeichnen.

Quelle: Berechnungen der E-Control auf Basis öffentlich verfügbare Daten (PRISMA)





Nachfolgend wird nun für diese drei österreichische Knotenpunkte Arnoldstein, Überackern und Oberkappel die Kosten- und Preisstruktur betrachtet, um eine Einschätzung zu erhalten ob diese Auktionsergebnisse die Fundamentaldatensituation widerspiegeln. Weiters stellt sich die Frage, ob Arbitrage für diese Knotenpunkte technisch überhaupt möglich ist. Ist die Leitung ausgebucht bzw. überlastet, so kann diese nicht für zusätzlichen Gastransport bzw. Arbitrage genutzt werden. Daher werden in diesem Teil Preisspreads, Tarife und Auktionspreise in einer Synopse mit den technischen Möglichkeiten zusammengebracht und für jeden einzelnen IP analysiert. Die drei IPs wurden in diesem Zusammenhang ausgewählt, weil sie im Rahmen der PRISMA Auktionen Aufschläge erzielt und andererseits werden durch sie wichtige und für eine Analyse interessante Märkte verbunden.

Begonnen wird mit den Knotenpunkten Überackern und Oberkappel, die beide Österreich mit Deutschland verbinden. Eine gemeinsame Betrachtung der beiden IPs erscheint sinnvoll, da sowohl Oberkappel als auch Überackern die Hubs CEGH und NCG verbinden und daher Arbitrage über beide Punkte durchgeführt werden kann. Am IP Überackern werden die Leitungen des österreichischen TSOs Gas Connect Austria mit jenen des deutschen TSOs bayernets verbunden. Im Gegensatz dazu wird in Oberkappel die Transferleitung der BOG an jene der beiden deutschen TSOs GRTgaz Deutschland und Open Grid Europe angeschlossen.

Abbildung 54 und Abbildung 55 sind jeweils in vier Untergrafiken unterteilt. Wobei die beiden rechten Grafiken die Gasflussrichtung West nach Ost bzw. von Deutschland nach Österreich darstellen und die linken Grafiken die Gasflussrichtung Ost nach West zeigen. Eine eindeutige Gasflussrichtung kann bei den Punkten Oberkappel und Überackern allerdings nicht verzeichnet werden. Dies ist durch Gegenrechnen und anschließende Aufsummierung der Entry und Exit Kapazitäten, die auf den unteren Untergrafiken von Abbildung 54 und Abbildung 55 dargestellt sind, ersichtlich. Sollten Exit und Entry Kapazitäten eines IPs und einer Flussrichtung auseinanderfallen, so ist dies darauf zurück zu führen, dass für die Kapazitätsbetrachtung im Fall Oberkappel die endgültige Allokation und im Falle Überackern aus Datengründen die Renominierungen berücksichtigt wurden. Die Daten stammen von den einzelnen TSOs und daher von unterschiedlichen Quellen. Diese Werte sollen die ökonomischen Aspekte der Kapazitätsbuchungen, wie die tatsächliche Nachfrage nach Kapazitäten zu bestimmten Zeitpunkten, hervorheben. Für die Darstellung hätte auch der endgültige Gasfluss verwendet werden können. Allerdings wird bei der Ermittlung des endgültigen Gasflusses der Gasfluss von Ost nach West sowie der Fluss von West nach Ost gegengerechnet, sodass keine eindeutige Aussage mehr über die Nachfrage nach der einzelnen Transportrichtung getätigt werden kann. Durch diese Gegenrechnung der vertraglichen Kapazitätsbuchungen kann es vorkommen, dass die Allokationen/Renominierungen die technisch verfügbaren Kapazitäten (TVK) übersteigen. Solch ein Szenario, bei dem mehr verbindliche und unterbrechbare





Kapazitäten vergeben wurden als technisch verfügbar sind, wurde vom ACER Contractual Congestion Report unter anderem auch für Überackern festgestellt.<sup>55</sup>

Neben den Kapazitäten sind in den beiden oberen Grafiken der Abbildung 55 der Preisspread<sup>56</sup> zwischen CEGH und NCG sowie der Tarif zuzüglich etwaigen Zuschlägen, die auf PRISMA erzielt wurden, abgebildet. Die Spreads wurden unter Berücksichtigung der Flussrichtung berechnet, das heißt, liegt der Spread über dem Tarif so würde sich Arbitrage in die eine Transportrichtung auszahlen. Wobei zur Berechnung des Tarifes bei jenen IPs, bei denen mehrere TSOs agieren, die jeweils teuersten gebündelten FZK-Tarife ohne zuzügliche Entgelte oder Gebühren herangezogen wurden. Des Weiteren wurden bei der Berechnung der Aufschläge sowohl Aufschläge bei gebündelten als auch ungebündelten Kapazitäten für die jeweilige Flussrichtung berücksichtigt.

---

<sup>55</sup> ACER (2014): „ACER annual report on contractual congestion at interconnection points.“ Period covered: Q4/2013, first edition

<sup>56</sup> Ein positiver Spread bedeutet, dass der Hub, zu dem Gas fließt, teurer ist als jener, von dem Gas abfließt.

Abbildung 54: Kapazitätsanalyse Oberkappel 2013



Anmerkung: zur Berechnung des gekoppelten Tarifs wurde auf deutscher Seite der FZK-Tarif von OGE herangezogen

Quelle: PRISMA, Heren, BOG, GRTgaz Deutschland, OGE, eigene Darstellung

Bei der Analyse der nominierten Kapazitäten auf Abbildung 54 fällt auf, dass die Höhe der technischen Kapazitäten des gleichen IPs teilweise erheblich zwischen dem österreichischen und den deutschen TSOs variieren. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Methode, mit der die TVK ermittelt wird, sich von Land zu Land unterscheidet. Daher ist nur eine bedingte Vergleichbarkeit der TVKs des gleichen IPs gegeben. Aber diese spielt bei der Analyse eine weniger zentrale Rolle als die Allokationen und Nominierungen, die von den TSOs einheitlich zu ermitteln sind.

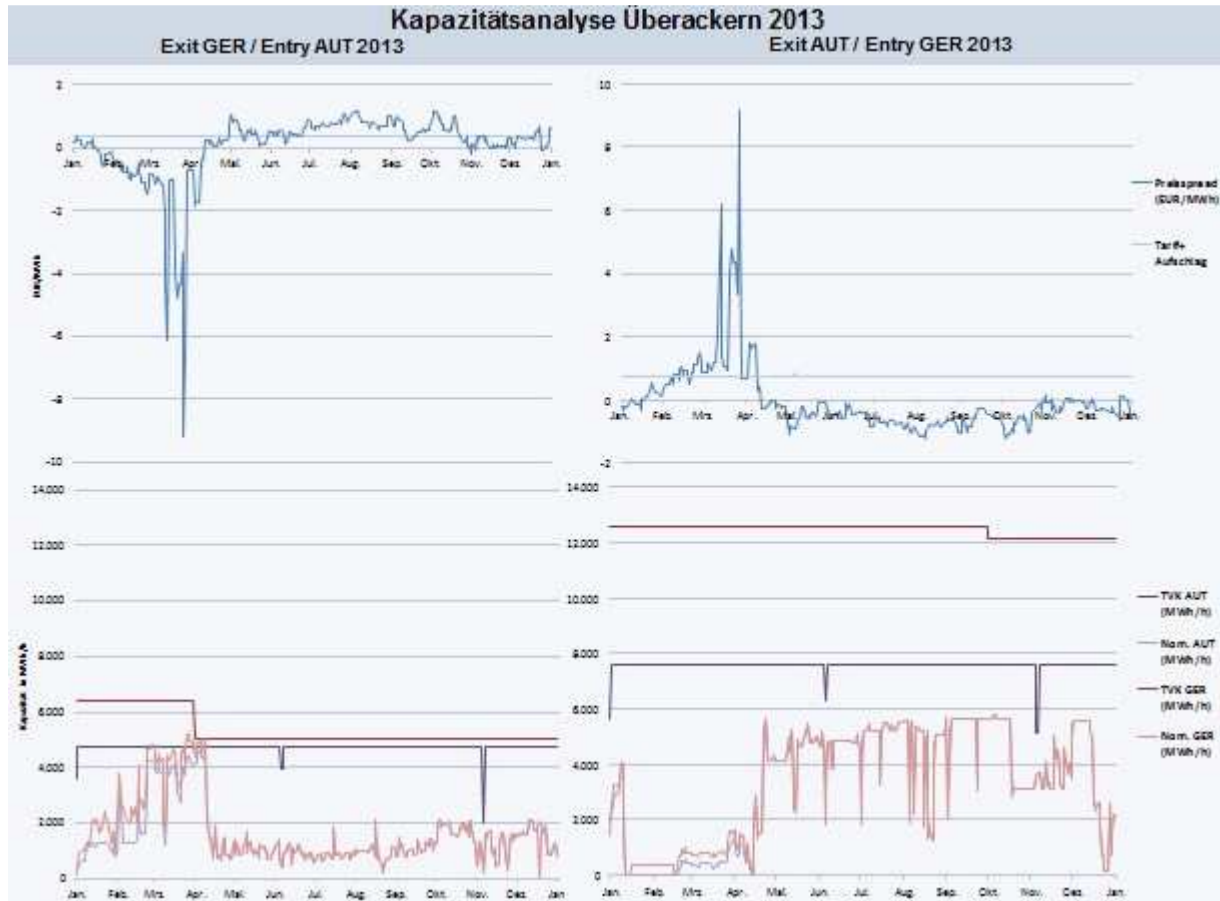
Die Allokationen auf Abbildung 54 zeigen, dass von Anfang Februar bis Mitte April in Oberkappel große Mengen an Gas von Österreich nach Deutschland nominiert wurden, währenddessen zur selben Zeit die Allokation für die Richtung West nach Ost im Jahresvergleich ein sehr niedriges Niveau erreichte. Daher verlief die Flussrichtung im Frühjahr in erster Linie von Ost nach West. Somit wurden in



Oberkappel die Arbitragemöglichkeiten aufgrund des starken NCG-Preises von den Shippern ausgenutzt. Die Preisspitze im März, die im rechten Teil von Abbildung 54 zu sehen ist, führte auch zu hohen Aufschlägen bei den Auktionen. Währenddessen wurden die höheren Preise am CEGH im Spätsommer 2013 zur Arbitrage genutzt. Zwischen Juli und Oktober konnten Aufschläge bei den Kapazitätsauktionen für die Richtung West nach Ost erzielt werden. Dies zeigte sich auch in den höheren Allokationen, die im selben Zeitraum erreicht wurden. Womit ein grafischer Zusammenhang zwischen den erhöhten Allokationen, den Preisspreads und den Aufschlägen zu verzeichnen ist.

Im Vergleich zu Oberkappel ist in Überackern ein anderer Verlauf des Gases zu verzeichnen. Beim Vergleich der Preisspreads mit den nominierten Kapazitäten auf Abbildung 55 fällt auf, dass von Anfang Februar bis Mitte April in Überackern große Mengen an Gas von Deutschland nach Österreich nominiert wurden, währenddessen in die gegengesetzte Richtung außerordentlich wenige Kapazitäten nominiert wurden. Zur selben Zeit gab es aber hohe Preisspreads in die gegengesetzte Richtung, womit die Allokationen widersprüchlich zu den Spreads verliefen. Dies ist durch eine Eigenheit des IPs Überackern zu erklären. Denn von Deutschland eingeführte Kapazitäten können von Überackern nur über die Penta West nach Oberkappel und dann von Oberkappel erst über die WAG zum CEGH transportiert werden. Allerdings werden Entry-Kapazitäten von Oberkappel bei der WAG vorrangig behandelt, sodass die Entry-Kapazitäten von Überackern nur auf unterbrechbarer Basis für die WAG gebucht werden können. Feste Kapazitäten sind von Überackern nur nach Oberkappel möglich. Dort verlassen sie entweder das österreichische Marktgebiet oder können –sofern die WAG nicht ausgebucht ist – nach Baumgarten weitertransportiert werden. Gibt es nun Arbitragemöglichkeiten zwischen Österreich und Deutschland werden die Kapazitäten schon in Oberkappel nominiert und die WAG wird ausgebucht, sodass für Entry-Kapazitäten von Überackern keine Kapazitäten mehr frei sind. Daher ist in Überackern durch den Engpass der WAG und den Vorzug von Oberkappel bei hohen Preisspreads ein azyklisches Verhalten zu beobachten. Entry-Kapazitäten von Überackern zu solchen Zeiten Österreich wieder über Oberkappel verlassen. So können auch die höheren Kapazitäten zwischen Februar und April bei der Flussrichtung West nach Ost erklärt werden. Da der CEGH zu dieser Zeit teurer war als der NCG, wurden in Oberkappel weniger Kapazitäten von Deutschland nach Österreich alloziert (), sodass die WAG nicht ausgebucht war und Entry-Kapazitäten von Überackern nominiert werden konnten. Allerdings wurden in Überackern nur wenige Aufschläge bei Auktionen erzielt, daher lassen sich für diesen IP nur bedingt Aussagen darüber treffen, wie sich Preisspreads und Nominierungen auf die Aufschläge auswirken.

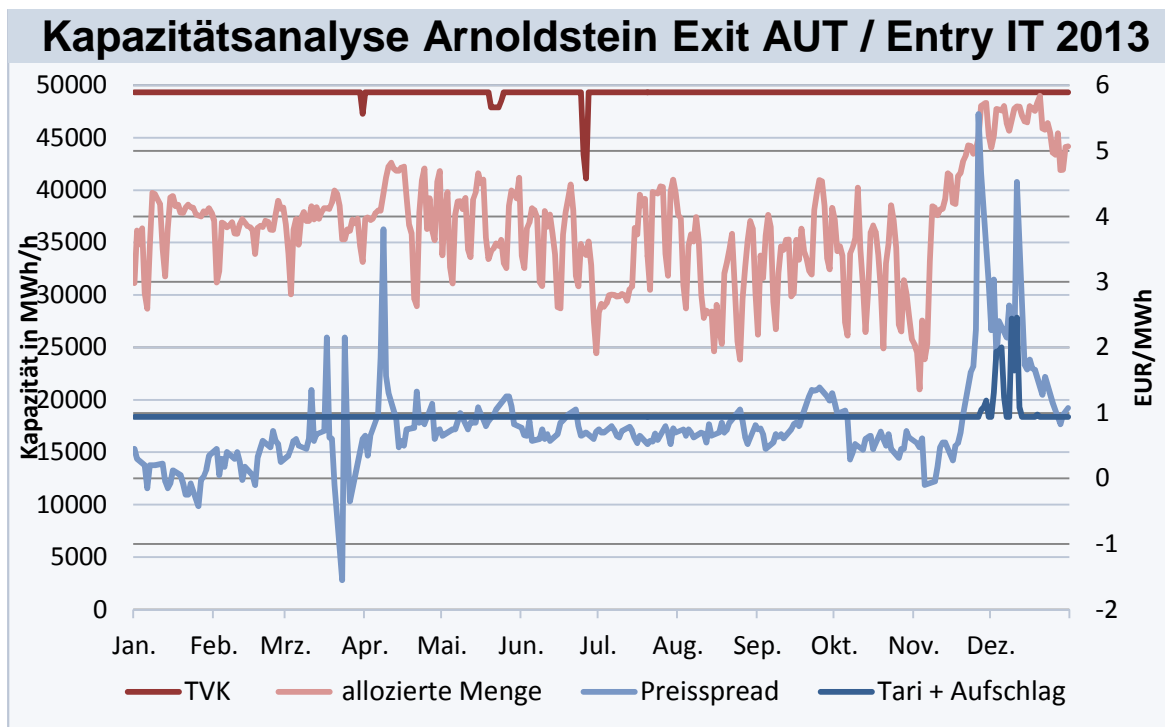
Abbildung 55: Kapazitätsanalyse Überacker 2013



Quelle: PRISMA, Heren, GCA, bayernets, eigene Darstellung

Zuletzt wird Arnoldstein analysiert, der Österreich und Italien und somit CEGH und PSV miteinander verbindet. Die Analyse dieses Knotenpunktes ist insofern einfacher, als das in Arnoldstein die Gasflussrichtung eindeutig von Nord nach Süd verläuft und daher nur diese Flussrichtung analysiert werden muss. Die beiden TSOs die an diesen IP agieren sind die TAG auf österreichischer Seite und Snam Rete Gas auf der italienischen. Abbildung 56 zeigt in blau Preisspreads und den Tarif zuzüglich Aufschlag und in rot die technisch verfügbare Kapazität sowie die allozierte Menge. Der Preisspread liegt mit Ausnahme von kurzen Phasen tendenzielle über dem Tarif. Ende Juni und Anfang August war der Preisspread sogar negativ, sodass in diesen Phasen der CEGH teurer war als der PSV. Die allozierte Menge bewegte sich bis November zwischen 25.000 MWh/h und 40.000 MWh/h. Doch erst als November 2013 die allozierte Menge und der Preisspread gemeinsam anstiegen, wurden Aufschläge bei den Auktionen erzielt.

Abbildung 56: Kapazitätsanalyse Arnoldstein Exit AUT / Entry IT 2013



Quelle: PRISMA, Heren, TAG, eigene Darstellung

Insgesamt kann für diese drei österreichischen IPs somit festgestellt werden, dass die Auktionsergebnisse auf PRISMA, unter Berücksichtigung der Preisspreads, Tarife und Auslastung erklärt werden können. Bei allen drei Knotenpunkten ist dann ein Preisaufschlag zu beobachten, wenn die Auslastung und der Preisspread so hoch sind, dass Arbitrage sinnvoll erscheint. Bei Oberkappel deckt sich die Höhe des Aufschlages annäherungsweise mit dem Preisspread, bei Arnoldstein ist dies nicht der Fall. Hier ist allerdings zu erwähnen, dass in Italien bei der Tarifierung eine „Commodity“ Komponente auf Mengenbasis anfällt, welcher graphisch nicht berücksichtigt ist. In Fällen mit Preisaufschlag wird somit über PRISMA ein Teil der Überlastungsrente abgeschöpft, welche z.B. bei einem reinen FCFS System jenen Shippern zufallen würden, welche zuerst eine Kapazität eingebucht haben.

### 3.1.6. Grenzüberschreitende Zusammenarbeit mit anderen NRAs oder Behörden

Im Jahr 2013 wurden Abstimmungen mit einigen angrenzenden Regulierungsbehörden getroffen.

Mit der Bundesnetzagentur erfolgte eine enge Zusammenarbeit in Bezug auf die Integration der österreichischen Marktgebiete Tirol und Vorarlberg mit dem deut-



schen Marktgebiet NetConnect Germany. Darüber hinaus erfolgte auch eine Abstimmung zu weiteren Themen, wie z.B. Netzinseln, Allokation von gebündelten Kapazitäten und Engpassmanagement.

Mit der ungarischen Regulierungsbehörde erfolgte eine Zusammenarbeit mit dem Ziel einer koordinierten Kapazitätsbedarfserhebung am Grenzkopplungspunkt Mosonmagyaróvár für physische Reverse Flow Kapazitäten von Ungarn nach Österreich.

Mit der italienischen Regulierungsbehörde erfolgte eine Zusammenarbeit speziell zum Thema der koordinierten Implementierung der Bestimmungen des CAM Network Codes und des Anhang I zur Verordnung (EG) 715/2009 zu Engpassmanagement am Grenzkopplungspunkt Arnoldstein/Tarvisio. Mit der slowenischen Regulierungsbehörde erfolgte zu diesen Themen ebenfalls eine Zusammenarbeit.

Eine Zusammenarbeit erfolgte auch im Rahmen einer „Regulator Advisory Group“ der Regulatoren, die für die Regulierung von Fernleitungsnetzbetreibern verantwortlich sind, die Kapazitäten über die Kapazitätsplattform PRISMA vergeben.

Zusammengearbeitet wurde auch mit der tschechischen Regulierungsbehörde zur stärkeren Integration der Gasmärkte in der CEE Region. Es erfolgten Gespräche zur Umsetzung eines Trading Region Modells. Auch die slowakische Regulierungsbehörde wurde zu dieser Zusammenarbeit eingeladen, war aber für konkrete Gespräche nicht verfügbar.

### **3.2. Entwicklung des Wettbewerbs**

#### **3.2.1. Aufbringung und Verwendung von Gas**

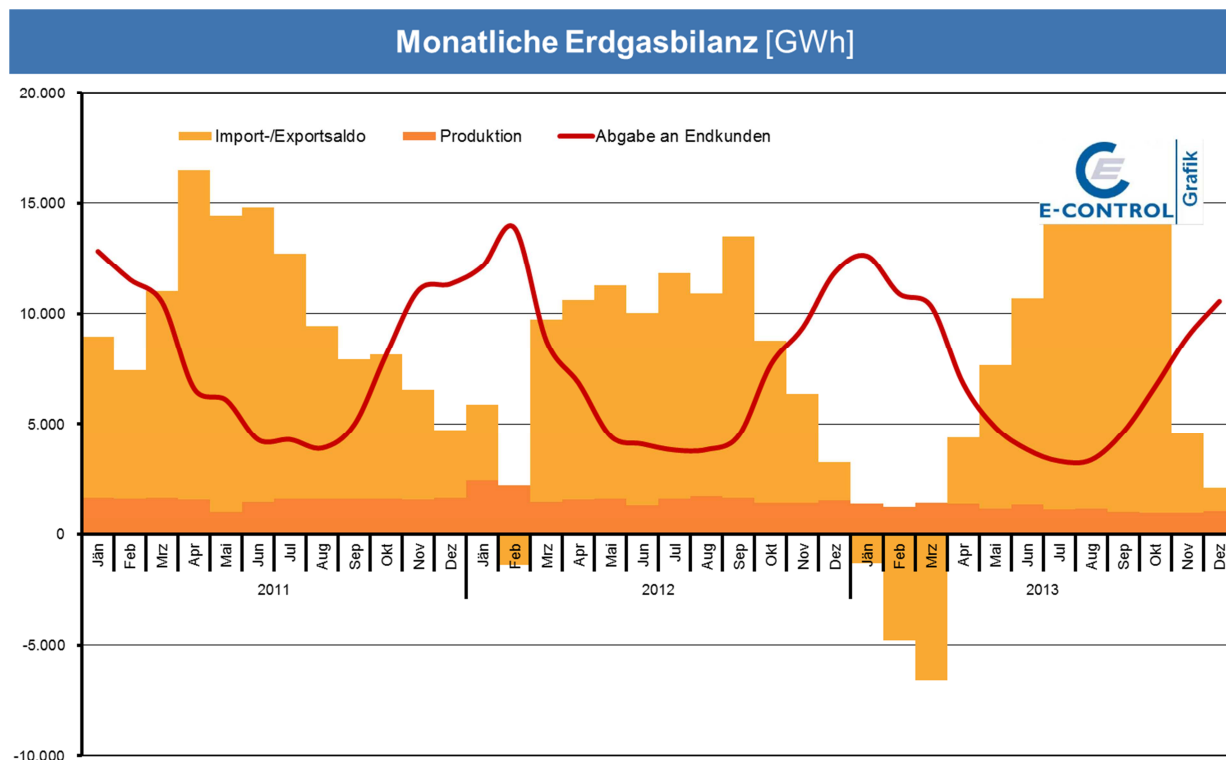
##### **3.2.1.1. Gasproduktion**

Die inländische Gasproduktion ist 2013 um 5,7 TWh oder 28,2 % auf insgesamt 14,5 TWh zurückgegangen. Der Rückgang war in allen Monaten mit Ausnahme des März und Juni, in denen etwa die gleiche Menge wie im Vorjahr gefördert wurden, zu verzeichnen, wobei in den ersten beiden Monaten die stärksten Rückgänge mit jeweils rd. 1,0 TWh oder über 40 % gegeben waren.

##### **3.2.1.2. Gasverbrauch**

Wie bereits in den Vorjahren, ging der inländische Gasverbrauch weiter um 4,7 % oder 4,3 TWh auf insgesamt 86,9 TWh zurück. Wesentlicher Einflussfaktor war der Rückgang des Einsatzes der Gaskraftwerke, die um knapp 1/3 weniger Strom erzeugten als im Vorjahr, während die Wärmeauskopplung etwa dem Vorjahreswert entsprach. Abbildung 57 zeigt die zeitliche Entwicklung der wesentlichen Komponenten der Erdgasbilanz.

Abbildung 57: Monatliche Erdgasbilanz in GWh



Quelle: Quarterly, E-Control

### 3.2.1.3. Gasspeicher

In die auf dem österreichischen Bundesgebiet befindlichen Speicheranlagen wurden 2013 insgesamt 60,5 TWh eingepresst und 68,2 TWh entnommen, wodurch der Speicherstand am Jahresende mit 55,2 TWh um rd. 8 TWh niedriger war als zum gleichen Stichtag des Vorjahres.

Festzuhalten bei der Speicherbewegung ist, dass die Einpressung um 13,5 %, die Speicherentnahme aber um 47,5 % gesteigert wurden.

### 3.2.1.4. Importe und Exporte

Insgesamt wurden 67,9 TWh netto importiert, wobei die physikalischen Importe mit 519,3 TWh um 15,0 % und die Exporte mit 451,4 TWh um 22,4 % zugenommen haben. Auffallend war, dass Österreich in den ersten drei Monaten durchgehend mehr Erdgas exportiert als importiert hat. Der Exportüberschuss betrug insgesamt 12,7 TWh.

Von den 519,3 TWh Importen kamen 438,4 TWh über die Slowakei und 80,7 TWh über Deutschland. Die meisten Exporte gingen nach Italien mit 317,4 TWh gefolgt

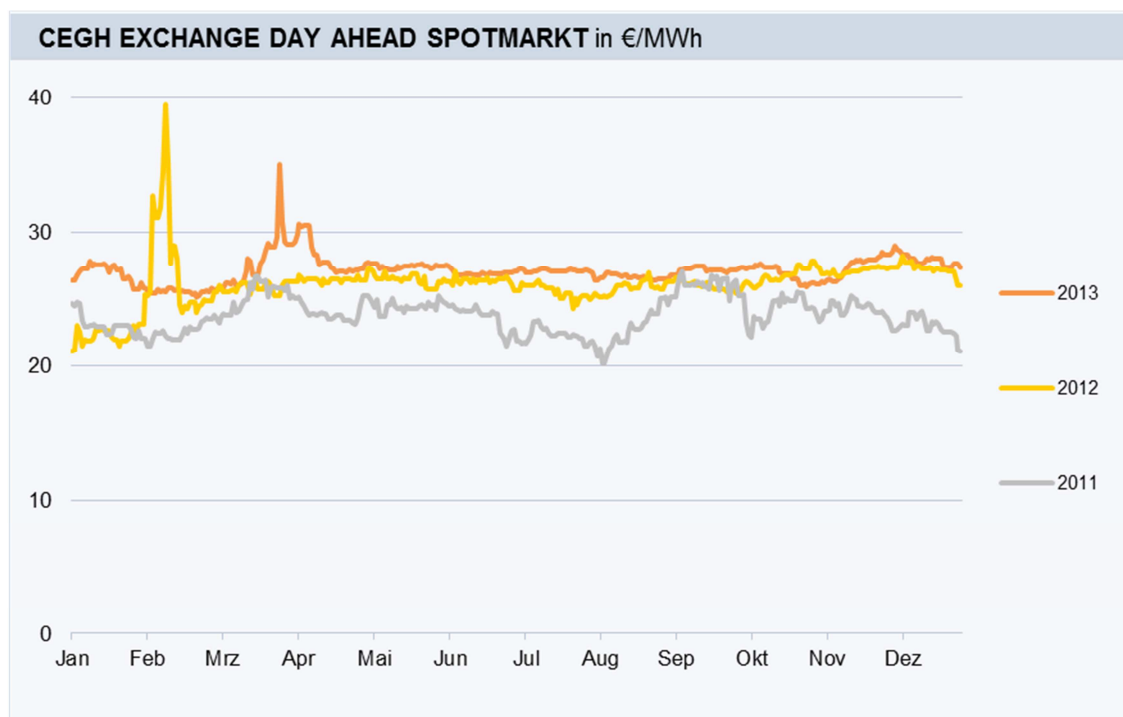


von Deutschland mit 68,2 TWh und Ungarn mit 40,3 TWh. Nach Slowenien, in die Schweiz und in die Slowakei gingen insgesamt 25,5 TWh.

### 3.2.2. Wettbewerb am Großhandelsmarkt

Der CEGH Exchange Day Ahead Preis ist im Jahr 2013 innerhalb einer schmalen Bandbreite geblieben. Die am stärksten ausgeprägte Abweichung fand im März 2013 statt. Wie in Abbildung 58 ersichtlich erreichte der Day Ahead Preis mit 35,12 €/MWh am 26. März seinen Höhepunkt. Die Preise an allen wichtigen europäischen Hubs stiegen in diesem Zeitraum. Dies ist auf Bedenken der Händler hinsichtlich niedriger Gasvorräte und kalter Temperaturen zurückzuführen.

Abbildung 58: Exchange Day Ahead Spotmarkt



Quelle: CEGH

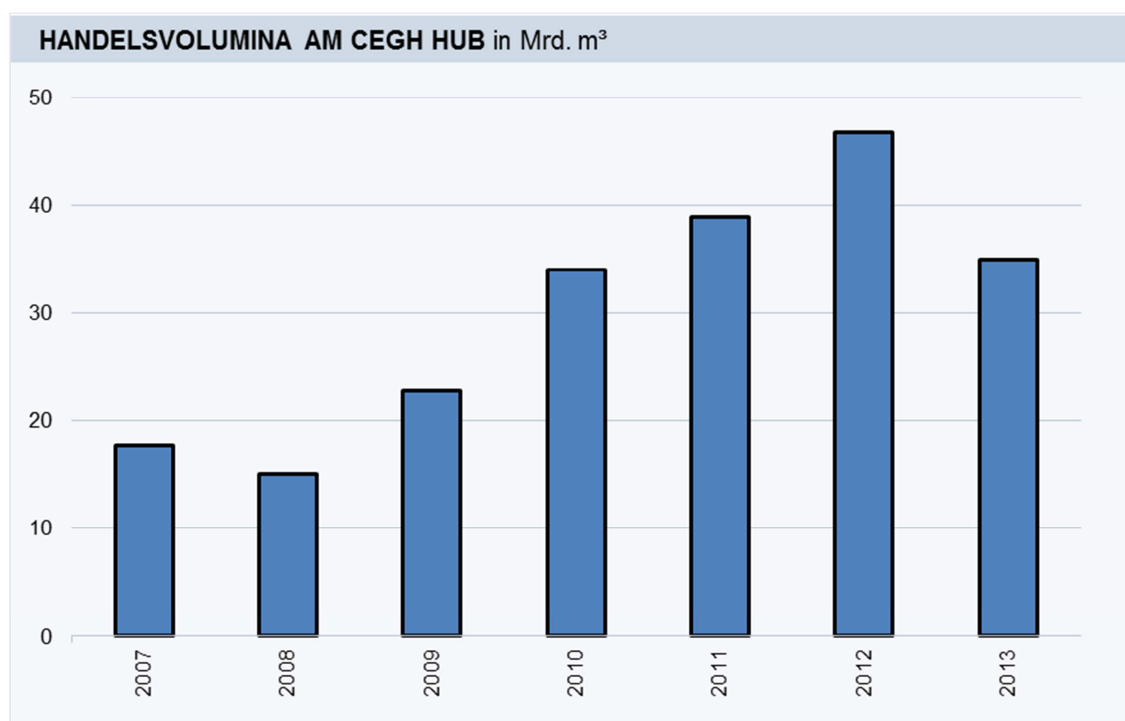
Die Nummer der registrierten Mitglieder am CEGH OTC Handel stieg während des Jahres 2013. Ende 2013 waren 161 Mitglieder für den Handel am OTC Markt registriert. Im Vergleich dazu waren es Ende 2012 150 Mitglieder. Von den 161 Mitgliedern Ende 2013 handelte es sich bei 78 um Bilanzgruppenverantwortliche und bei 83 um virtuelle Händler.

Die gehandelten Volumina am CEGH Hub machten 2013 35 Milliarden Kubikmeter aus. Abbildung 59 zeigt, dass im Vergleich dazu im Jahr 2012 mit 46,8 Milliarden wesentlich mehr Mengen gehandelt wurden. Das Inkrafttreten des neuen Gas-



markt-Modells mit 1. Jänner 2013 könnte einen erheblichen Einfluss auf die gehandelten Volumina zu Beginn des Jahres 2013 gehabt haben. Die Volumina fielen womöglich aufgrund etwaiger Unsicherheiten der Marktteilnehmer hinsichtlich des neuen Marktmodells. In den weiteren Monaten nach Jänner 2013 hat sich der Handel offenbar erholt und die gehandelten Volumina sind wieder gestiegen. Dies weist darauf hin, dass sich die Marktteilnehmer schnell an das neue Marktumfeld gewöhnt haben.

Abbildung 59: Handelsvolumina am CEGH Hub

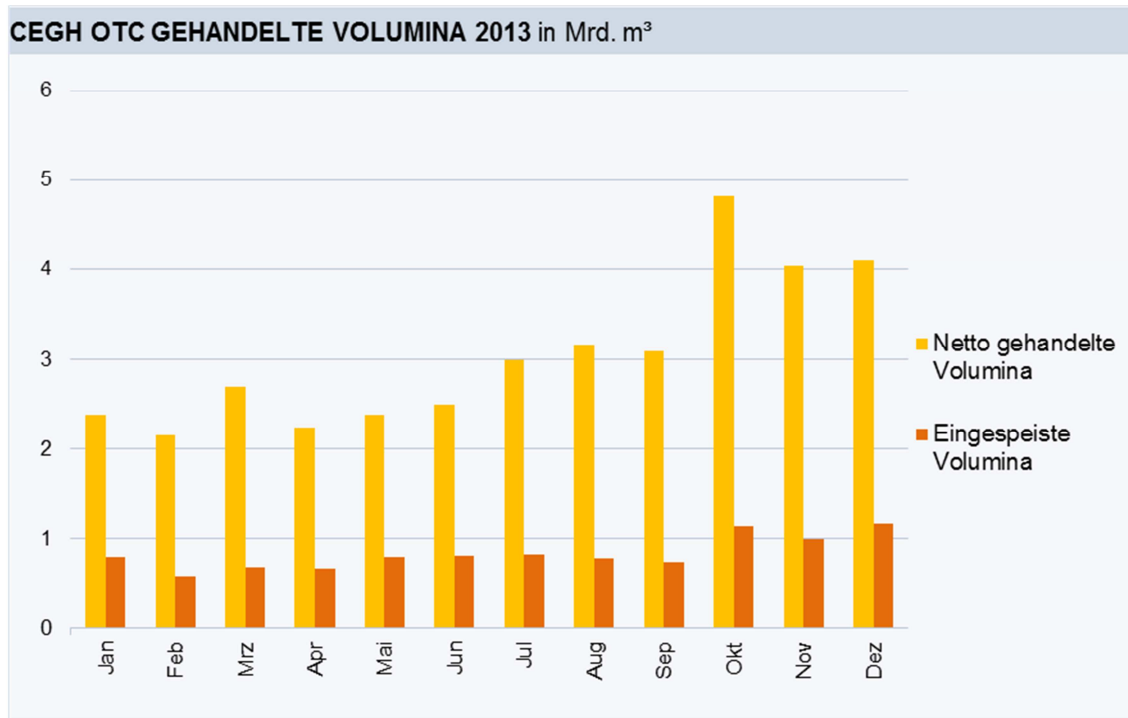


Quelle: CEGH

Abbildung 60 zeigt, dass OTC gehandelte Volumina am CEGH mit 4,8 Milliarden Kubikmeter im Oktober 2013 ein Rekordhoch erreicht haben. Auch die eingespeisten Gasvolumina stiegen während des Jahres und standen über 1 bcm pro Monat zwischen Oktober und Dezember.



Abbildung 60: CEGH OTC gehandelte Volumina 2013



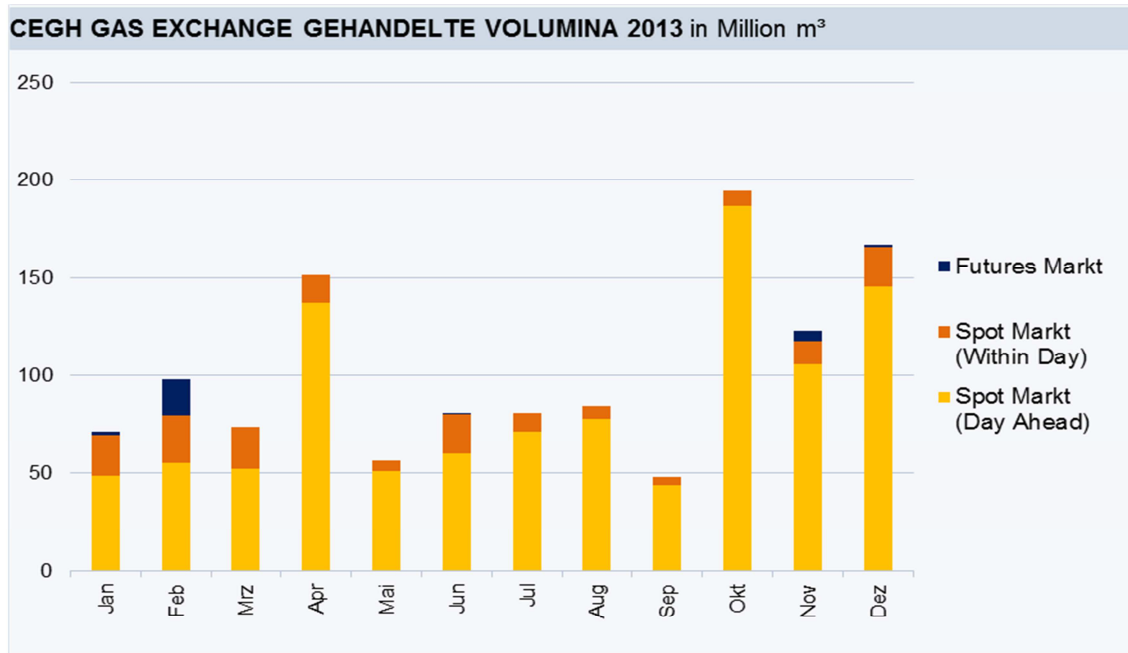
Quelle: CEGH

Das neue Gasmarkt-Model förderte einen starken Anstieg der Börse Handels-Aktivitäten. Der Within-Day Markt wurde gelauncht, um den Handel von Ausgleichsenergie im Marktgebiet Ost zu unterstützen, und agiert auf 24/7 Basis, 365 Jahre im Jahr.

Im Jahr 2013 wurden 1,23 Milliarden Kubikmeter an der CEGH Gas Exchange der Wiener Börse gehandelt. Dies ist fast vier Mal so viel wie die gesamten gehandelten Volumina 2012. Der Exchange Handel wurde vorwiegend am Day-Ahead Markt ausgeführt, wenngleich auch within-day gehandelte Volumina gelegentlich starke Handelsspitzen zeigten.

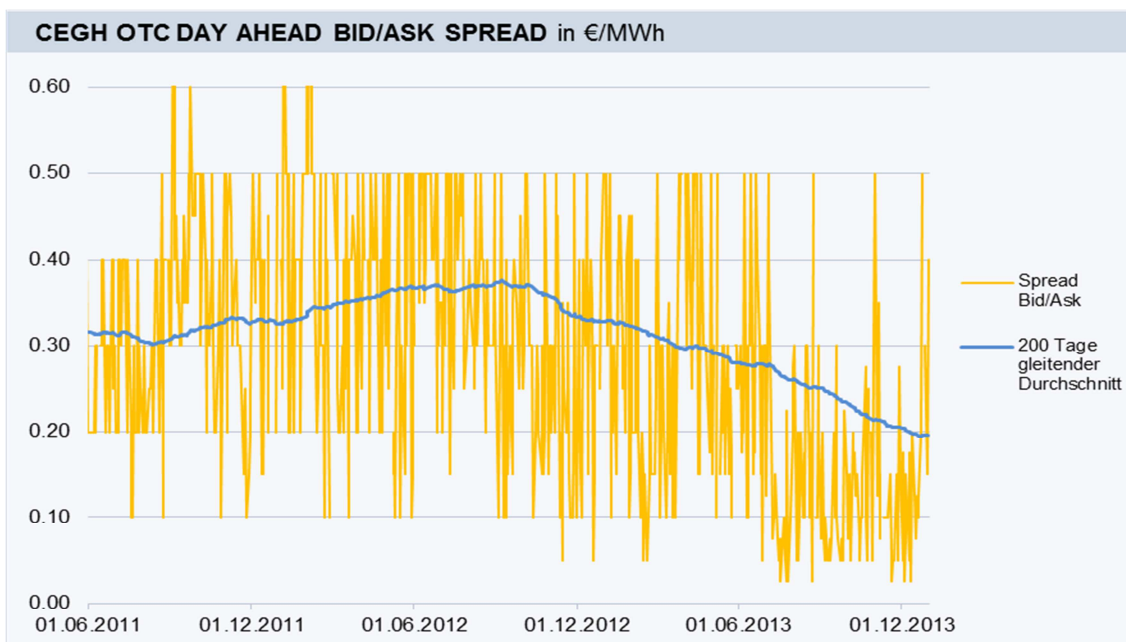


Abbildung 61: CEGH Gas Exchange gehandelte Volumina 2013



Quelle: CEGH

Abbildung 62: CEGH OTC Day Ahead Bid/Ask Spread



Quelle: E-Control Berechnungen, ICIS Heren



Ein guter Indikator, um die Entwicklung von CEGH als ein Handels-Hub in Betracht zu ziehen, ist das Analysieren des Bid/Ask Spreads. Dieser ist die Differenz zwischen dem Gebots- bzw. Kaufpreises in der Handelsnotiz und dem Verkaufspreises. Ein kleiner Spread weist darauf hin, dass ausreichend Teilnehmer am Markt aktiv sind. Der Bid/Ask Spread bei CEGH ist im Jahr 2013 kleiner geworden.

Ein weiterer aussagekräftiger Indikator für die Entwicklung von CEGH ist die Churn Rate, welche zeigt wie oft ein Kubikmeter Gas gehandelt wird bevor er physisch geliefert wird. Die durchschnittliche Churn Rate bei CEGH lag im Jahr 2013 bei 3,65 - verglichen mit 3,53 im Jahr 2012. Zusammenfassend hat das neue österreichische Marktmodell die Konzentration von Liquidität unterstützt und den Handel erleichtert.

### 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 Versorger sind verpflichtet, ihre Tarife für dieses Kundensegment zu veröffentlichen.
2. **Sondervertragskundenmarkt:** Gewerbe, Industrie und Dienstleistungsbetriebe mit einem Jahresverbrauch von mehr als 400.000 kWh und einem gemessenen Lastprofil. Diese Kunden verhandeln ihre Bezugskonditionen mit dem Versorger individuell aus.

#### 3.2.3.1. Marktstruktur der Endkundenmärkte

##### Angebot und Nachfrage

###### ▪ *Massenkundenmarkt*

Der Wettbewerb hat im Gasmarkt, vor allem im Massenkundenmarkt, stark zugenommen.

Vier neue Gasversorger wurden im Laufe des Jahres 2013 am Gasmarkt tätig: Vitalis und redgas, die aktiv im Marktgebiet Ost sind, Gutmann nur in Tirol und Vorarlberg und PGNiG (PST) österreichweit. Allen neuen Unternehmen wurde das von der E-Control 2013 erstellte Lieferantenhandbuch zur Verfügung gestellt.

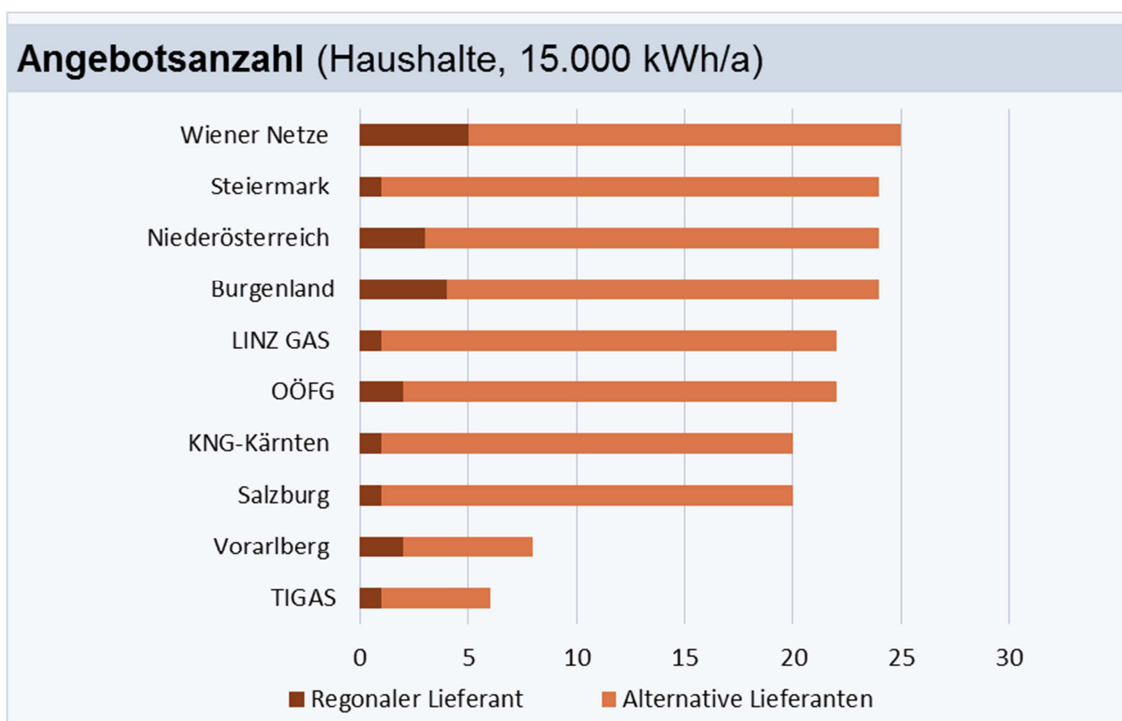
Ende April 2014 hat E-Werk Wels ihre neue Marke – gastino, ein Pendant zu voltino im Strombereich - eingeführt.

Das Angebot hat sich in Tirol und Vorarlberg seit der Einführung des neuen Marktmodells und Öffnung des Retailmarkets im Oktober 2013 wesentlich erweitert. Während es 2012 mit goldgas nur einen alternativen Anbieter gegeben hat, bekommen inzwischen Kleinkunden in Vorarlberg bis zu neun Angebote von acht, in Tirol von sieben unterschiedlichen Anbietern. Neben neuen Anbietern, haben

erdgas oö, gasdiskont und Kelag ihr Angebot auf die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg, und TIGAS auf Vorarlberg ausgeweitet<sup>57</sup>.

Im Marktgebiet Ost haben Haushaltskunden in Wien die größte Auswahl mit insgesamt 25 Gasprodukten, 5 davon vom regionalen Versorger. Die meisten Angebote von 16 alternativen Anbietern, insgesamt 23, bekommen Haushaltskunden in der Steiermark<sup>58</sup>.

Abbildung 63: Anzahl der Angebote nach Verteilnetzgebieten



Quelle: Tarifikalkulator E-Control

Haushalts- und Kleinkunden haben in der Regel kurzfristige Verträge ohne Mindestabnahmeverpflichtung, die keine explizite Preisgleitklausel mit Anbindung an Ölpreise oder Gashandelsplätze enthalten, sondern sprungfixe Preismodelle, wobei der Gaspreis in unregelmäßigen, vom Gasversorger festgelegten Zeitabständen angepasst wird. Dies bedeutet, dass eine Senkung oder Steigerung am Großhandelsmarkt und damit der Einstandskosten der Unternehmen keine unmittelbare Auswirkung auf die Gaspreise der Endkunden hat, sondern in der Regel zeitverzögert weitergegeben wird. Allerdings werden genau wie im Strommarkt auch alter-

<sup>57</sup> Stand E-Control Tarifikalkulator April 2014

<sup>58</sup> Stand E-Control Tarifikalkulator April 2014

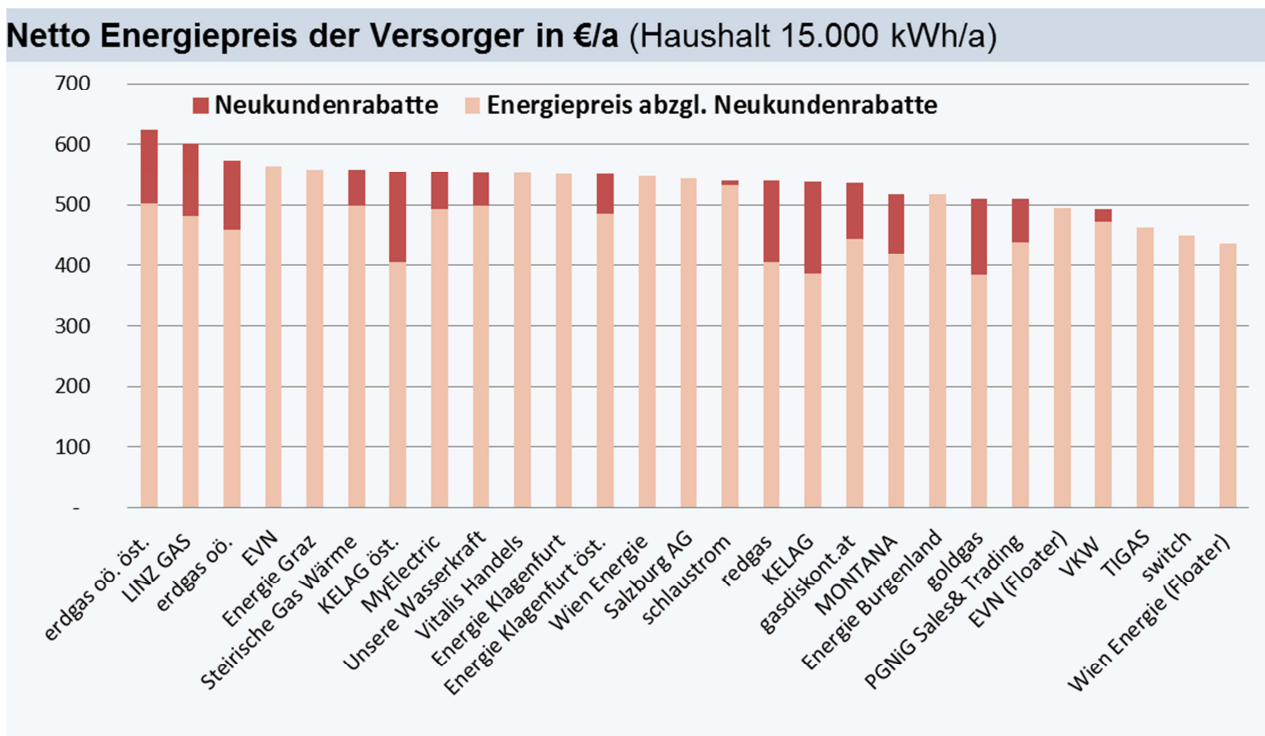


native Preismodelle mit Preisgarantien und indexgebundenen Preisen am Markt angeboten.

Die Produkte unterscheiden sich zudem durch Bindefristen (keine, 6 bis max. 12 Monaten), Kommunikationsart (Online) und Zusammensetzung (Beimischung von Biogas). Ein deutlicher preislicher Unterschied zwischen Angebote für Haushalte und Gewerbe ist nicht zu erkennen.

Die Preisdifferenzierung der alternativen Gasversorger bleibt nach wie vor durch Rabattaktionen aufrecht. Die Frequenz in der die Lieferanten Rabattaktionen durchführen hat sich jedoch signifikant erhöht. Neukundenrabatte können die Gesamtenergiekosten im ersten Jahr nach Versorgerwechsel bis zu 28% reduzieren. Ohne Abzug von Neukundenrabatten hat sich zuletzt das Angebot für reine Energie z.B. in Wien für ein Haushalt mit 15.000 kWh/a Gasverbrauch zwischen 436 bis 624 €/a (ohne Netzkosten, Steuern und Abgaben) bewegt (siehe Abbildung 64).

Abbildung 64: Netto Energiekosten nach Anbietern für einen Musterhaushalt in Wien (15.000 kWh/a, Tarifikalkulator Stand März 2014)



Quelle: E- Control

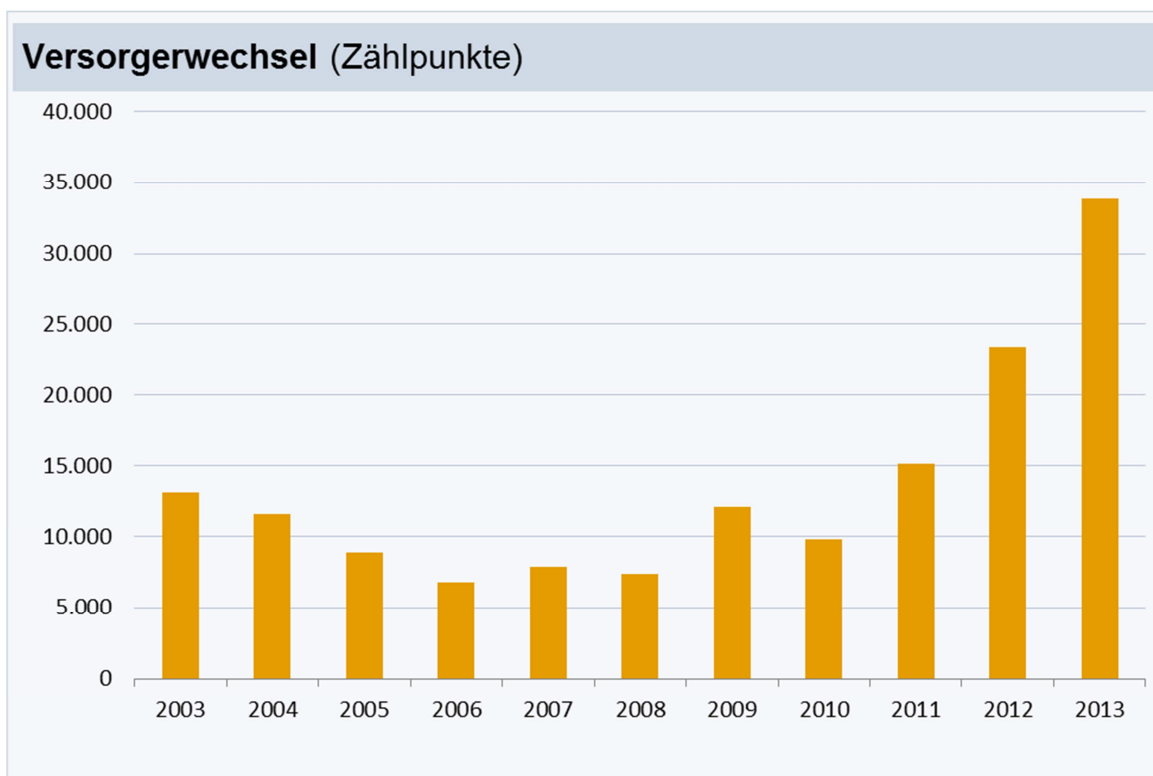
## Nachfragestruktur

Insgesamt gab es in Österreich im Jahr 2013 1,35 Mio. Zählpunkte, die mit Gas versorgt wurden, fast keine Veränderung gegenüber dem Vorjahr. Auf Haushalte entfällt insgesamt ca. 94% der Zählpunkte, dagegen nur ca. 22% des Gasverbrauchs.

### 3.2.3.2. Wechselzahlen

Das Jahr 2013 ist das dritte Jahr in Folge mit einem neuen Höchststand der Wechselzahlen, insbesondere bei Haushaltskunden. Genau wie im Strombereich haben die mediale Thematisierung der Energiekosten, neue Anbieter und Angebote sowie das hohe Einsparpotential wesentlich dazu beigetragen. Im Jahr 2013 wechselten insgesamt 31.051 Haushalte den Versorger, was ein Plus von 44% im Vergleich zum Vorjahr bedeutet. Im Bundesländervergleich wurden die höchsten Wechselraten in Oberösterreich (4,2%), gefolgt von Niederösterreich (3,7%) und der Steiermark (2,7%) erreicht.

Abbildung 65: Entwicklung Versorgerwechsel (Zählpunkte)

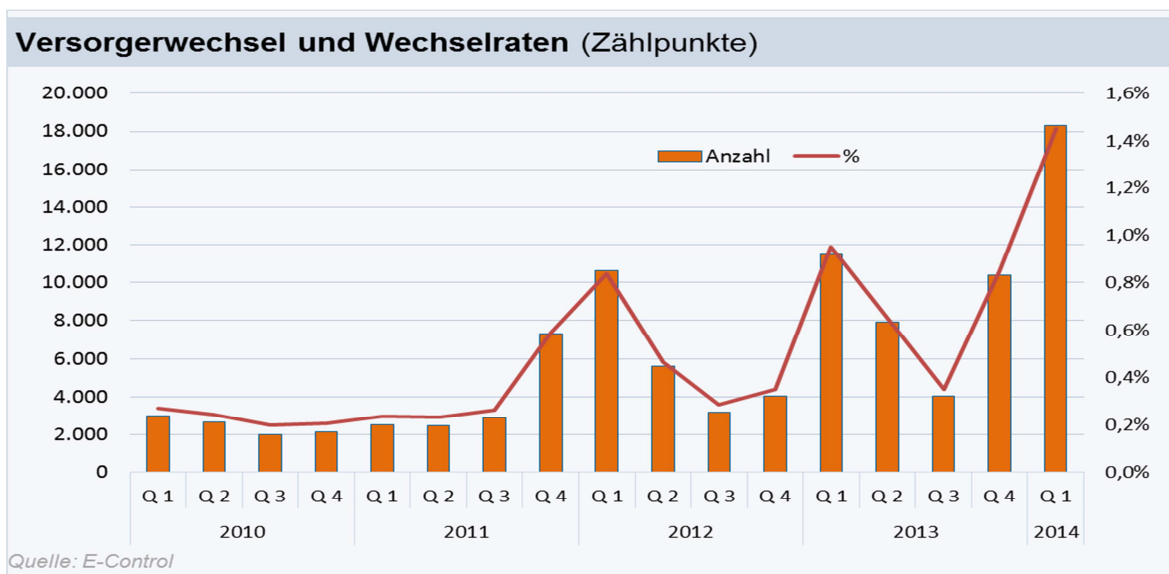


Quelle: E- Control

Der Trend hat sich im ersten Quartal 2014 fortgesetzt, da in diesem Zeitraum fast so viele Kunden gewechselt haben wie in den ersten zwei Quartalen 2013 zusammen. Die meiste Lieferantenwechsel haben im Rahmen der VKI-Aktion Energiekos-

ten-Stop<sup>59</sup> stattgefunden. Im Rahmen dieser Aktion haben ca. 30.000 Haushalte<sup>60</sup> ihren Versorger gewechselt.

Abbildung 66: Versorgerwechsel und Wechselraten (Zählpunkte)



Quelle: E-Control

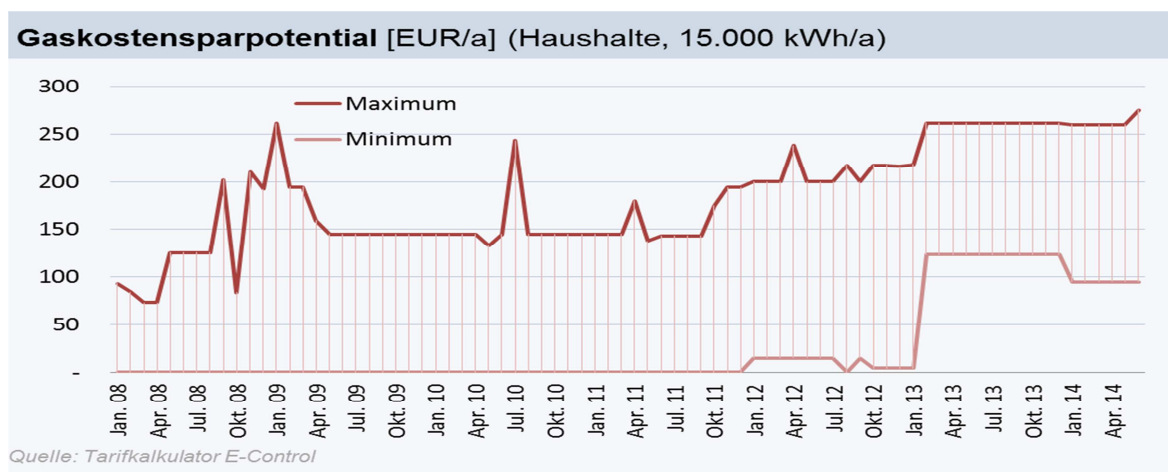
Das Einsparpotential beim Wechsel vom regionalen zum günstigsten Anbieter hat sich in den letzten fünf Jahren fast verdoppelt. Für ein Musterhaushalt in Linz hat es in Juni 2014 mit 275 €/a den höchsten Stand überhaupt erreicht.

<sup>59</sup> Siehe VKI – Aktion Energiekosten-Stop Seite 39

<sup>60</sup> Presseinformation der VKI vom 6.5.2014



Abbildung 67: Entwicklung Einsparungspotential eines Musterhaushaltes durch den Wechsel vom regionalen zum günstigsten Versorger (Energiekostendifferenz inkl. Umsatzsteuer, Änderungen von Systemnutzungstarifen, Steuern und Abgaben nicht berücksichtigt, 15.000 kWh/a)



Quelle: E-Control

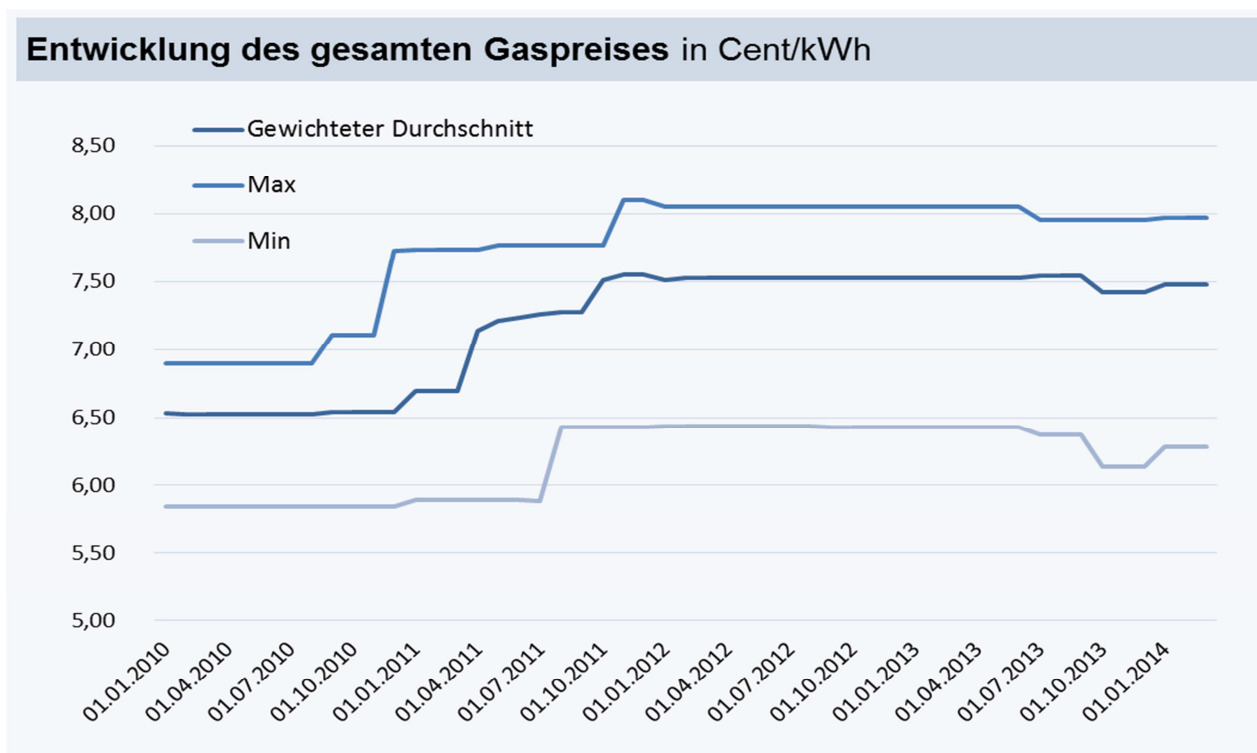
### 3.2.3.3. Preisentwicklung

#### Haushaltskunden

Anfang 2014 haben die Salzburg AG und TIGAS ihre Energiepreise gesenkt, dabei fiel die Senkung in Salzburg mit 9,7% mehr und in Tirol mit 4,9% weniger als die jeweilige Erhöhung im Vorjahr aus. Im Herbst haben die Unternehmen der Energie Allianz (Energie Burgenland, EVN und Wien Energie) ihre Preise zwischen 3,7% bis 5,44% gesenkt. Die Systemnutzungsentgelte wurden je nach Netzbereich unterschiedlich geändert.

In Summe haben sich Anfang des Jahres 2014 die Gaskosten im Durchschnitt geringfügig reduziert. Die größte Preiserhöhung widerfuhr mit 2,3% Haushalten in Tirol, wo sich die Kosten um 24 €/a mehr erhöhten. Haushaltskunden in Salzburg zahlen hingegen um 5,9% weniger. Umgerechnet auf einen Musterhaushalt bedeutet dies eine Ersparnis von 68 € (Abbildung 68).

Abbildung 68: Entwicklung des gesamten Gaspreises (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) für einen Musterhaushalt (15.000 kWh/a), Standardprodukte der regionalen Versorger als österreichischer gewichteter Durchschnitt, Maximum und Minimum

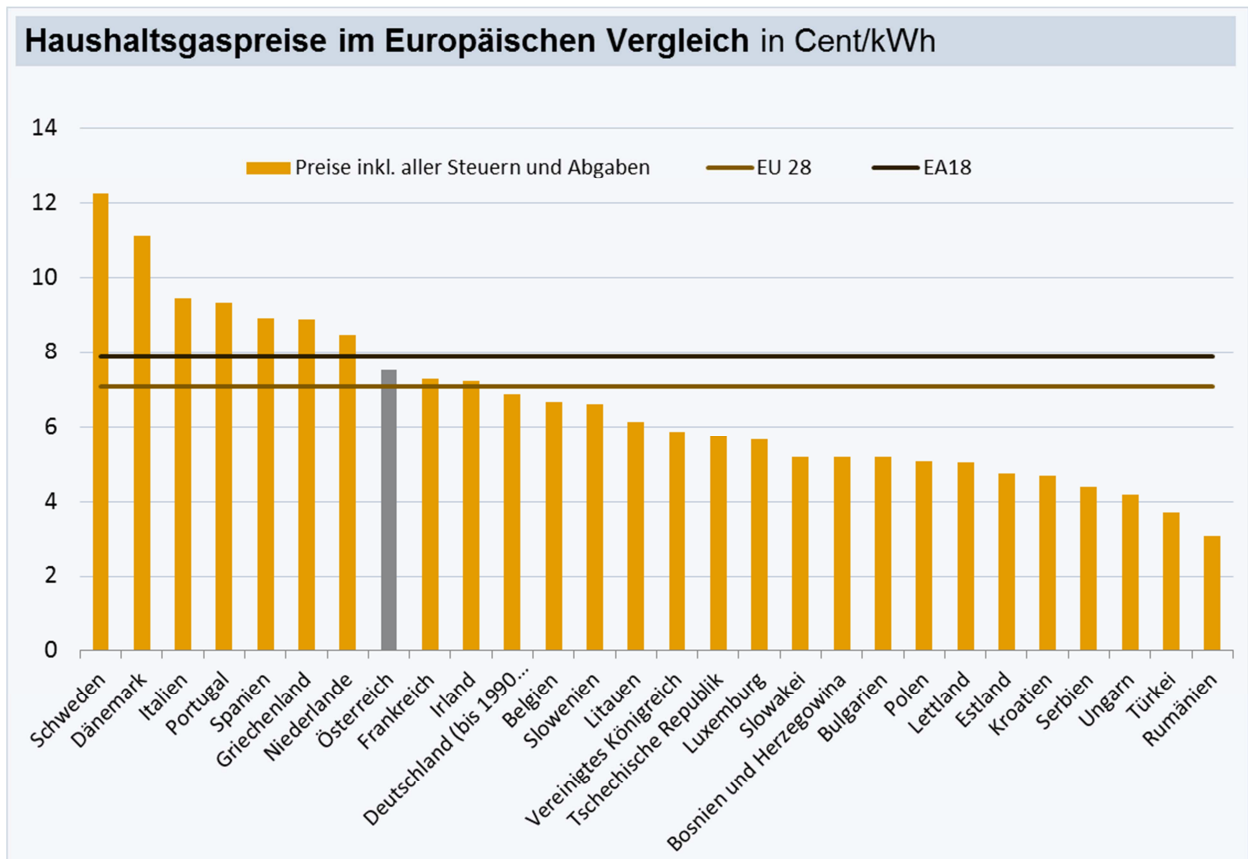


Quelle: E- Control

### Entwicklung der Haushaltspreise im internationalen Vergleich

Im europäischen Vergleich liegen die Gesamtkosten inklusive aller Steuern und Abgaben nach wie vor im oberen Mittelfeld. Vergleicht man die Gesamtpreise der Haushaltskunden im zweiten Halbjahr 2013 mit dem Vorjahr, so liegt Österreich mit 7,54 Cent/kWh um 0,56 Cent/kWh über dem EU-28 und um 0,35 Cent/kWh unter dem EU-18 Durchschnitt (Abbildung 69). Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum sind die Gesamtkosten um ca. 1 Prozentpunkt gesunken.

Abbildung 69: Haushaltsgaspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich, zweites Halbjahr 2013, Verbrauchsgruppe 5.555 – 55.555 kWh/a

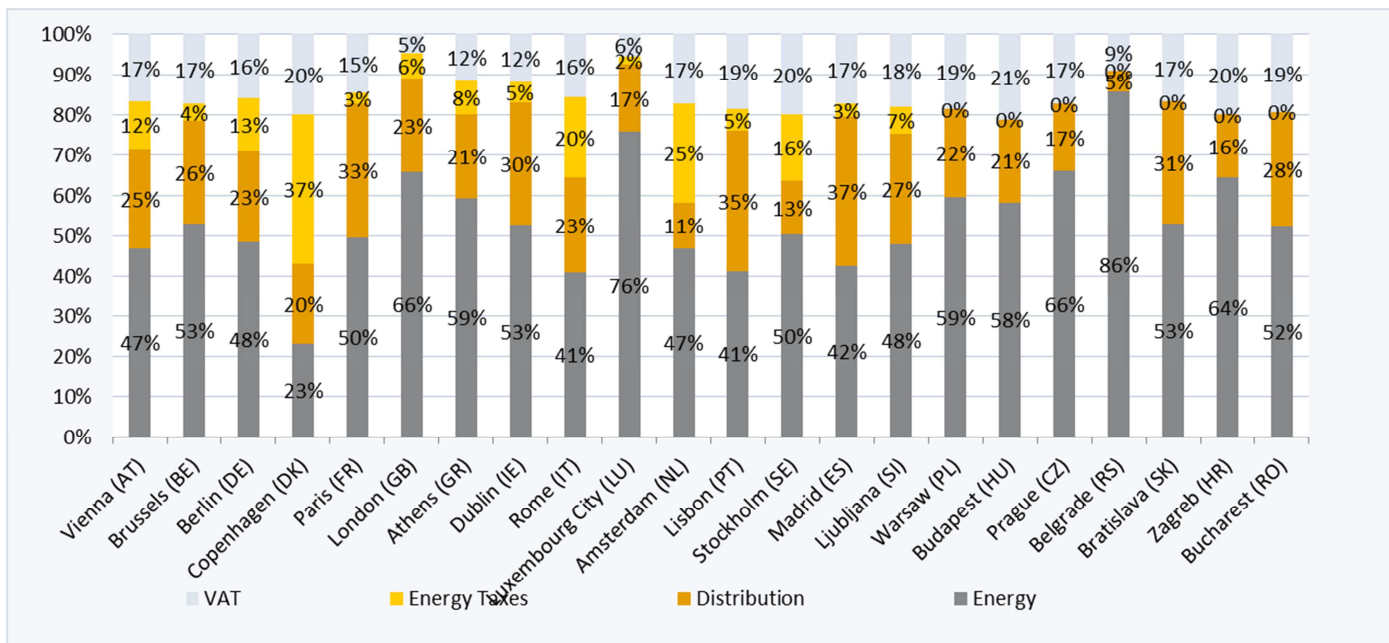


Quelle: Eurostat

Der Anteil von Steuern und Abgaben in Österreich liegt mit 28% über dem HEPI<sup>61</sup> – Durchschnitt (Abbildung 70). Sie machen in Kopenhagen sogar 57%, in Amsterdam 42%, und hingegen in Luxemburg nur 7% und in London 9% der Gesamtstromkosten aus. Der nicht regulierte Gaskostenanteil (Energiepreis) beträgt in Wien 47% und liegt unter dem HEPI- Durchschnitt von 54%.

<sup>61</sup> Der Europäische Haushalts-Energiepreisindex (HEPI) wird von der E-Control GmbH in Zusammenarbeit mit dem VaasaETT Global Energy Think-Tank erstellt. Für diesen gewichteten Haushaltspreisindex, dem die allgemeinen Preisentwicklungen von ganz Europa zugrunde liegen, werden die Strom- und Gaspreise des jeweils vorherrschenden Versorgers und seines stärksten Konkurrenten in den Hauptstädten der EU-15-Staaten herangezogen. Es werden jeweils die von den Konsumenten am meisten genutzten Tarife in die Analyse mit einbezogen.

Abbildung 70: Aufteilung der Gaskosten im internationalen Städtevergleich



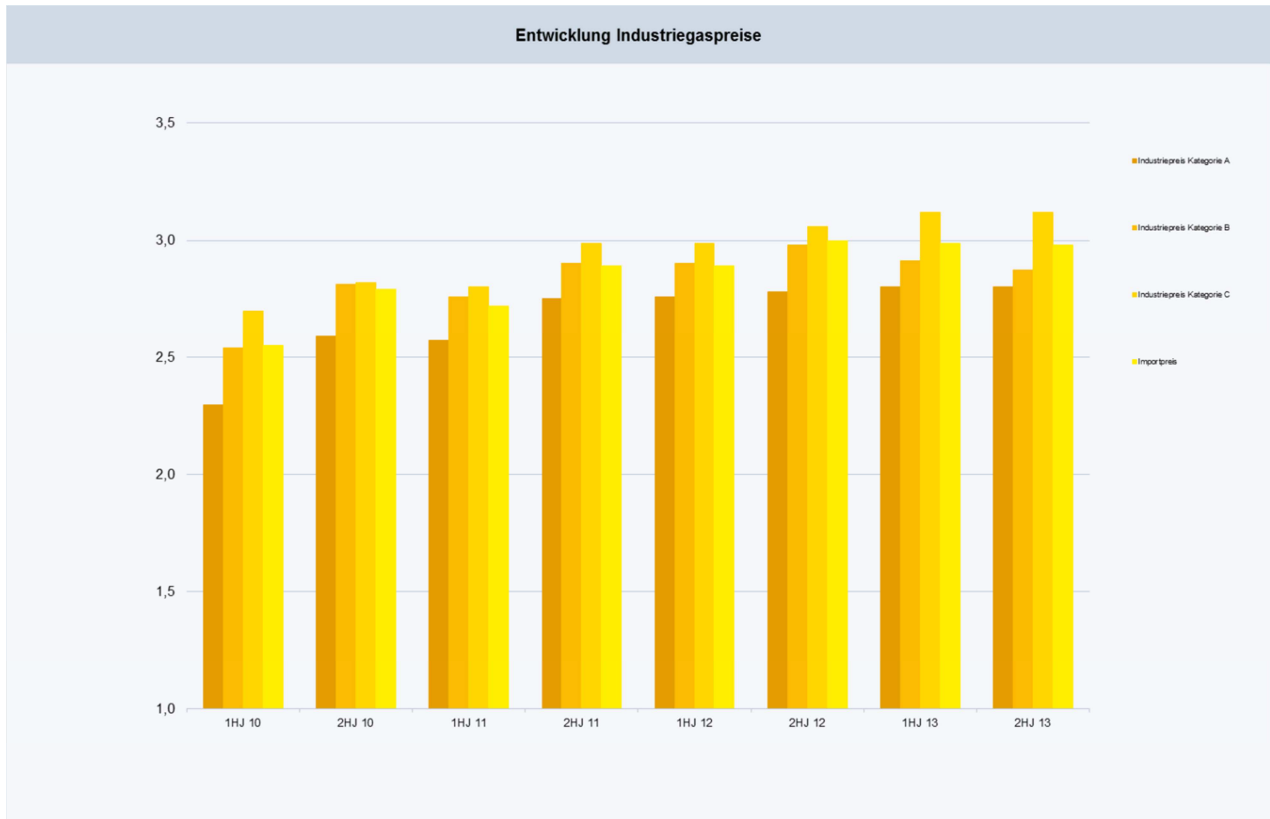
Quelle: HEPI Mai 2014, E-Control

### 3.2.3.4. 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.<sup>62</sup> Die Ergebnisse der Preiserhebung bei den Industriekunden zeigen im Vergleich zum Vorjahr ein Steigen der Preise in den Kategorien A und C um 1%-Punkte bzw. 2%-Punkte, während es in der Kategorie B zu einer Senkung der Preise um 4%-Punkte kam. Auch der Importpreis veränderte sich gegenüber dem Vorjahr kaum. Die erhobenen Preise liegen in diesem Jahr über den sehr hohen Preisen im 2. Halbjahr 2008 bzw. 1. Halbjahr 2009 (Abbildung 71).

<sup>62</sup> Die Ergebnisse werden auf der Homepage der E-Control ([www.e-control.at](http://www.e-control.at)) veröffentlicht.

Abbildung 71: Entwicklung der Industriegaspreise



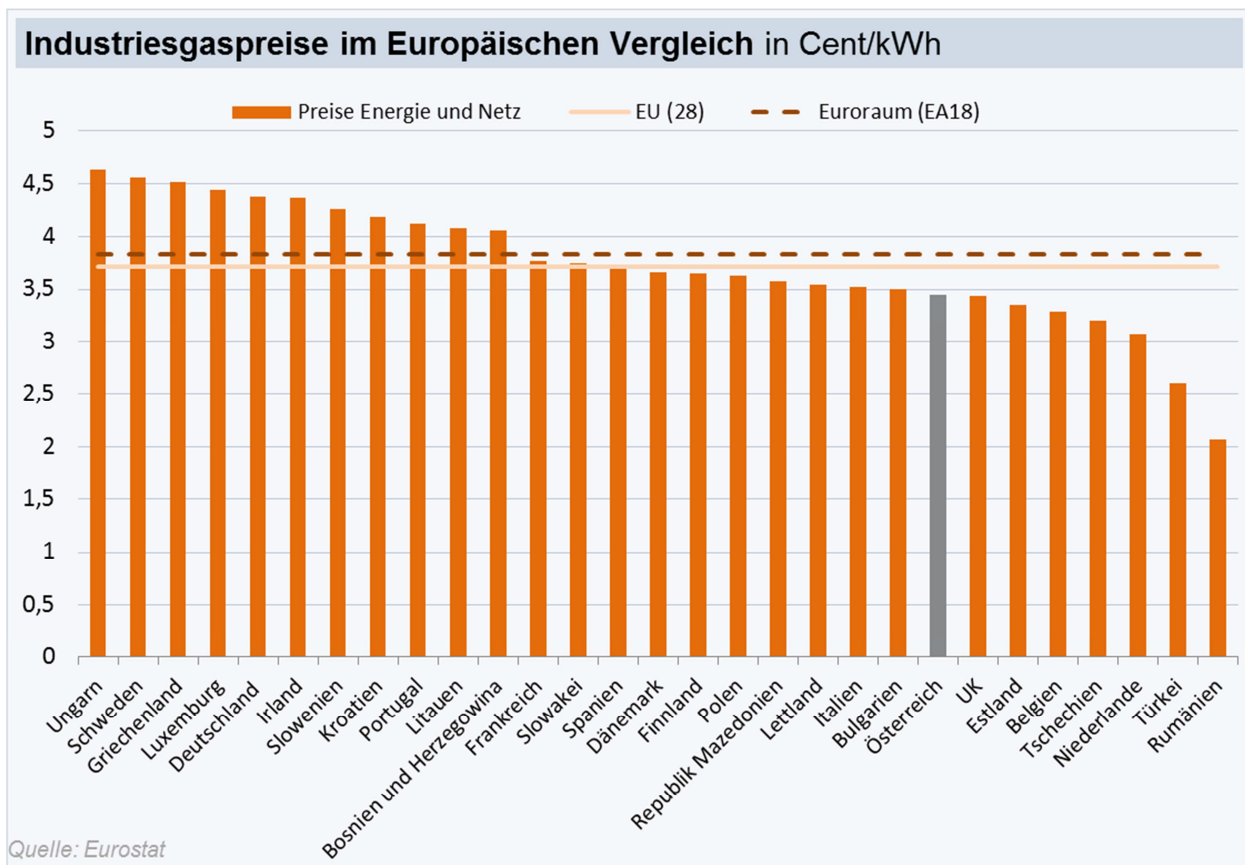
Quelle: E-Control, Industriegaspreiserhebung

Die Ergebnisse der Industriebefragung für den Gasbereich zeigen, dass der Versorgerwettbewerb im Gasbereich als geringer angesehen wird als im Strombereich. Bei den Gaspreisen kam es zu keiner nennenswerten Änderung.

### Europäische Vergleiche

Im europäischen Vergleich liegen die Industriegaspreise Österreichs (Energie- und Netzkosten ohne Steuern und Abgaben) unterhalb der EU28- und EU-18-Durchschnitte, deutlich unter jenen in Deutschland und Dänemark aber über jenen in UK, Belgien und Niederlande (Abbildung 72).

Abbildung 72: Vergleich der Industriegaspreise der EU-Länder, 2. Halbjahr 2013 Gruppe I3 Verbrauch 2,8-27,8 GWh



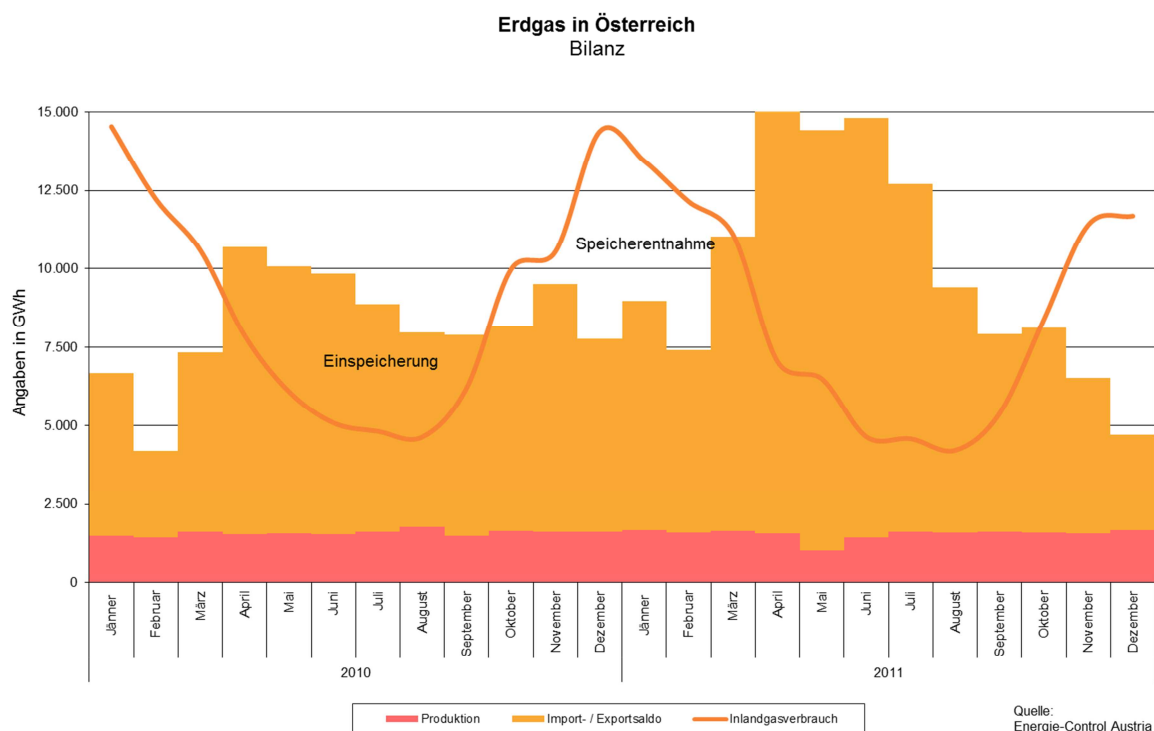
Quelle: Eurostat

### 3.2.4. Versorgungssicherheit Gas

#### 3.2.4.1. Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt

Rund 80% des Angebotes werden durch den Import gedeckt. Während bisher zu einem relativ konstanten Importstrom nur im Sommer Zusatzmengen für die Wiederauffüllung der Speicher hinzukamen, ist zunehmend eine stärkere Strukturierung über das Jahr festzustellen, die eine Tendenz zu einem Rückgang im Winter und verstärkte Importe im Sommer zeigt. Die geringeren Importmengen im Winter werden durch zusätzliche Speicherleistung ersetzt (siehe Abbildung 73).

Abbildung 73: Ergasaufbringung und Verbrauch in Österreich für 2010 und 2011



Quelle: E-Control

Mit der OMV Austria Exploration & Production GmbH und der Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) sind zwei Unternehmen in der Gasproduktion in Österreich tätig. Im Jahr 2011 wurden in Österreich insgesamt rd. 1,6 Mrd. Nm<sup>3</sup> Naturgas<sup>63</sup> gefördert, was rd. 20% des Inlandgasverbrauchs entspricht. Der Hauptanteil, rd. 83%, wurde von der OMV Austria Exploration & Production gefördert (siehe Tabelle 23). Die sicher und wahrscheinlich gewinnbaren Reserven der beiden Unternehmen betragen mit Stichtag 1. Jänner 2011 24,7 Mrd. Nm<sup>3</sup>.

<sup>63</sup> Unter Naturgas wird sowohl Erdgas als auch Erdölgas verstanden.



Tabelle 23: Naturgasproduktion in Österreich 2011

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

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

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

Von der im Jahr 2011 physisch importierten Menge an Gas wurde rd. 80% wieder exportiert. Insgesamt wurden 2011 rd. 488 TWh physisch importiert. Der größte Anteil der physikalischen Exporte ging nach Italien. Im Jahr 2011 waren dies rd. 280 TWh (siehe Abbildung 74).

Abbildung 74: Physikalische Importe und Exporte 2011

<b>Erdgasbilanz Österreich, Kalenderjahr 2011</b>				
<b>Physikalische Importe und Exporte*</b>				
	<b>Importe</b>		<b>Exporte</b>	
	<b>in GWh</b>	<b>in Mio. Nm<sup>3</sup></b>	<b>in GWh</b>	<b>in Mio. Nm<sup>3</sup></b>
Deutschland	82.304	7.355	35.533	3.175
Schweiz	-	-	611	55
Italien	-	-	279.583	24.985





Slowenien	-	-	16.832	1.504
Ungarn	-	-	46.799	4.182
Slowakei	405.346	36.224	5.110	457
Tschechische Republik	549	49		
<b>Summe</b>	<b>488.199</b>	<b>43.628</b>	<b>384.467</b>	<b>34.358</b>

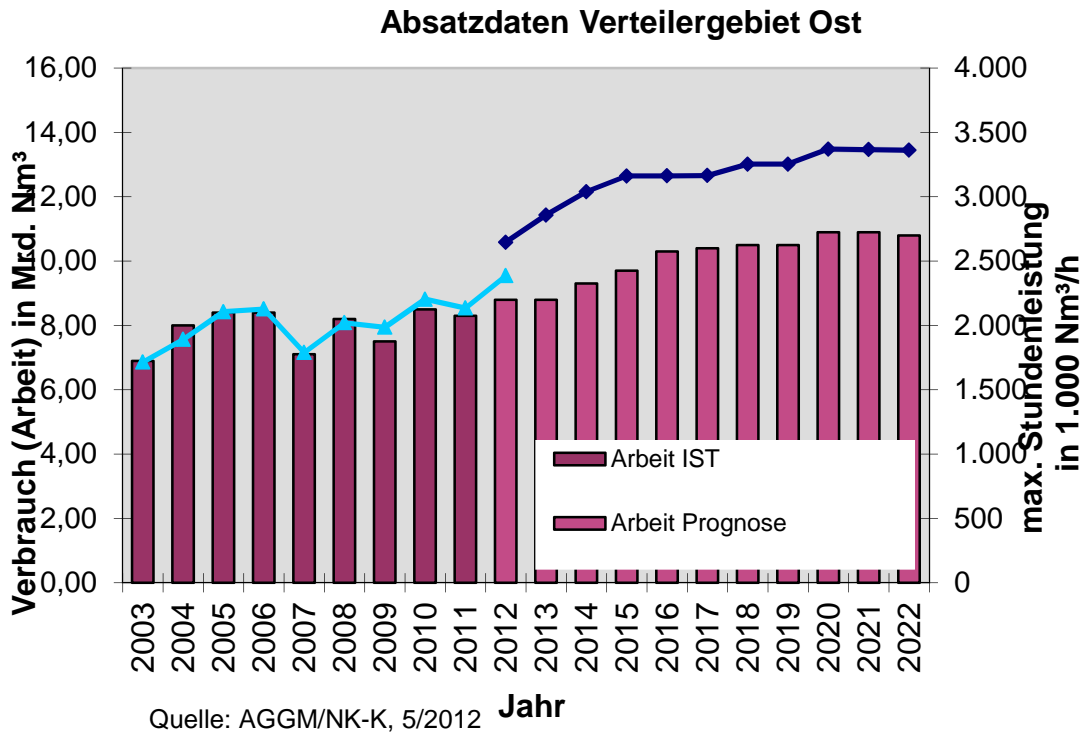
\*Physikalische Messwerte an den Grenzübergabestellen

Quelle: E-Control

#### **3.2.4.2. Erwartete Nachfrageentwicklung und verfügbares Angebot**

Die Nachfrageentwicklung ist aufgrund der vom Verteilergiebtsmanager AGGM erstellten Prognose in Abbildung 75 dargestellt. Die Vorschau beruht auf Steigerungsprognosen für die Kleinverbraucher und konkreten Projekten. Die Deckung des Nachfragezuwachses ist aufgrund der gleichzeitig durchgeführten Befragung der Versorger (BGV) auf lange Sicht nicht durch entsprechende Angebote gesichert. Es ist jedoch davon auszugehen, dass diese aktuell absehbaren Versorgungslücken, sobald sich der Bedarf konkretisiert, durch neue Angebote gedeckt werden. Dabei können neue Anbieter und Gasquellen zum Zug kommen, was bei der Ausbauplanung der Infrastruktur durch ausreichende Flexibilität des Netzes bezüglich der Einspeisepunkte berücksichtigt wird.

Abbildung 75: Prognose der maximalen Stundenleistung und Verbrauch im Verteilgebiet Ost



Quelle: AGGM

### 3.2.4.3. In Planung und in Bau befindliche zusätzliche Kapazitäten

Physikalische Reverse Flow Kapazität von Deutschland nach Österreich am Netzkopplungspunkt Überackern wurde von Gas Connect Austria GmbH am 1.4.2011 mit einer Kapazität von 424.400 Nm<sup>3</sup>/h in Betrieb genommen.

Physikalische Reverse Flow Kapazität von Italien nach Österreich am Netzkopplungspunkt Arnoldstein (TAG) wird ab 1.10.2011 mit einer Kapazität von 1.552.960 Nm<sup>3</sup>/h in Betrieb gehen.

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

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



#### **3.2.4.4. Qualität und Umfang der Netzwartung**

Beim Betrieb und bei der Instandhaltung der Netze haben die Netzbetreiber die einschlägigen Regeln der Technik (ÖNORMEN, Richtlinien der ÖVGW) einzuhalten. Eine umfassende Darstellung der Mindestanforderungen an einen sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetrieb ist in einer von E-Control beauftragten Studie<sup>64</sup> enthalten.

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

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

#### **3.2.4.5. Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger**

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

Ausfälle von Versorgern können über den regulären Bilanzausgleich nur in geringem Ausmaß abgedeckt werden, für solche Fälle sind je nach Umfang und Dauer der Unterversorgung, unterschiedliche Engpassmaßnahmen vorgesehen. Im §25 GWG 2011 ist geregelt, dass im Fall von kurz- oder mittelfristigen Kapazitätsengpässen der Verteilergebietsmanager mit den betroffenen Netzbetreibern, Bilanzgruppenverantwortlichen, Versorgern, Bilanzgruppenkoordinatoren, Speicherun-

---

<sup>64</sup> Kiesselbach G., TÜV Österreich: Zusammenstellung von allgemein gültigen Mindestanforderungen an einen sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetrieb entsprechend den gesetzlichen und technischen Rahmenbedingungen in Österreich; Stand Dezember 2005 (Download unter: <http://www.e-control.at/de/publikationen/publikationen-gas/studien/gasnetzbetrieb>)



ternehmen bzw. Betreibern von Produktionsanlagen einen Maßnahmenplan zur Beseitigung des Engpasses erarbeitet und umsetzt.

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

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

Die österreichischen Gasspeicher haben gemeinsam ein Arbeitsgasvolumen von rd. 7,1 Mrd. m<sup>3</sup> und eine Entnahmeleistung von rd. 3,2 Mio m<sup>3</sup>/h (siehe Tabelle 16 auf Seite 94). Daneben nutzen am österreichischen Markt agierende Unternehmen auch den Speicher Lab 4 der Pozagas in der Slowakei (620 Mio. m<sup>3</sup>, 6,9 Mio. m<sup>3</sup>/Tag).

#### **3.2.4.7. Anteil langfristiger Erdgaslieferverträge**

Die bestehenden Langfristverträge sehen die folgenden Mengen vor:

- Ca. 7 Mrd. m<sup>3</sup> / Jahr an russischen Lieferungen von Gazprom Export<sup>65</sup>
- Ca. 1,2 Mrd. m<sup>3</sup>/ Jahr an norwegischen Lieferungen<sup>66</sup>
- Weitere, geringere Mengen von deutschen Lieferanten

Wie aus Pressemitteilungen in 2006<sup>67</sup> zu entnehmen war, sind die Importverträge für russisches Erdgas zwischen Gazprom Export auf der einen Seite und EconGas, GWH Gashandel GmbH und Centrex auf der anderen Seite abgeschlossen worden und laufen bis 2027. Importverträge mit norwegischen Lieferanten halten ebenfalls dieselben Marktteilnehmer. Über weitere Verträge ist nichts bekannt.

#### **3.2.4.8. Ordnungspolitische Rahmenbedingungen zur Schaffung angemessener Anreize für neue Investitionen**

Ein Anreiz für Investitionen in Transportinfrastruktur wurde durch den § 33 (2) GWG 2011 geschaffen. Darin ist der Netzausbaupertrag definiert. Es handelt sich dabei um eine wechselseitige Verpflichtung zwischen Netzbenutzer und Netzbetreiber zwecks besserer Planbarkeit von Investitionen und Transportleitungen. Voraussetzung für die sichere Umsetzung der Investition ist auch die Genehmigung der entsprechenden Projekte in der langfristigen Planung durch die E-Control, die der Verteilergiebtsmanager entsprechend dem §18 GWG 2011 durchzuführen hat. Durch dieses Verfahren erhält der Netzbetreiber die Zusicherung, dass er die Investitionen über regulierte Tarife finanzieren kann. Der Netzbenutzer und der Endkunde bekommen Sicherheit für geplante Projekte.

---

<sup>65</sup> Vgl. APA ots news vom 29.09.2006

<sup>66</sup> Vgl. Norwegian Petroleum Directorate, <http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2009/>, Chapter 6, Norwegian gas exports, S. 49

<sup>67</sup> Vgl. Pressemitteilung OMV vom 29.9.2006 auf [www.omv.com](http://www.omv.com)



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

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

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

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

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



#### 4. Entflechtung im Strom- und Gasbereich

##### Gleichbehandlungsbericht der E-Control

Die Grundsätze der Entflechtungsaufsicht welche sich aus den Art. 26 2009/72/EC und Art. 26 2009/73/ EC ergeben, bemächtigen die E-Control zur Überwachung und Einhaltung der Entflechtungsvorschriften. Die Gleichbehandlungsberichte der Strom- und Gasverteilernetzbetreiber über das Kalenderjahr 2012 mussten die Verteilernetzbetreiber bis Ende des zweiten Quartals 2013 der E-Control übermitteln. Gemäß den gesetzlichen Bestimmungen wurden die Berichte über alle Strom- und Gas-Verteilernetzbetreiber auf der Homepage der E-Control veröffentlicht. Mit dem Inkrafttreten des ElWOG 2010 im März 2011 und des GWG 2011 im November 2011 gelten nun die genannten Entflechtungsbestimmungen ohne Übergangsfrist.

##### Kommunikationsaktivität und Markenpolitik (Corporate Identity)

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

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

Im Jahr 2013 haben weitere Verteilernetzbetreiber ihre Kommunikationspolitik und Markenpolitik umgestellt: **Netz Oberösterreich GmbH**, der **Netz Niederösterreich GmbH**, der **Stromnetz Steiermark GmbH**, der **Wiener Netze GmbH**, der **KNG-Kärnten Netz GmbH** sowie der **Salzburg Netz GmbH**. Ebenso wie auch im Strom, hat im Jahr 2012 die **Netz Burgenland Erdgas GmbH** ihre Corporate Identity umgestellt. Im Jahr 2013 haben weitere Unternehmen ihr Logo geändert: **Netz Niederösterreich GmbH**, der **KNG-Kärnten Netz GmbH**, **Wiener Netze GmbH**.

Insgesamt konnte im Jahr 2013 somit durch Einleitung von Missbrauchsverfahren erreicht werden, dass alle Netzbetreiber betreffend ihrer Corporate Identity unverwechselbar sind:



Energie Burgenland AG



Netz Burgenland Strom GmbH

Netz Burgenland Erdgas GmbH



Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH & Co KG



Netz Oberösterreich GmbH



Energie Graz GmbH & Co KG



Stromnetz Graz GmbH & Co KG



EVN Energievertrieb GmbH & Co KG



Netz Niederösterreich GmbH



Steweag-Steg GmbH



Stromnetz Steiermark GmbH



TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG

TINETZ Stromnetz Tirol AG



Verbund Sales GmbH



Vorarlberger Kraftwerke AG



Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG



KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft



Linz Strom Vertrieb GmbH & Co KG



Linz Gas Vertrieb GmbH & Co KG



Austrian Power Grid AG



Vorarlberger Energienetze GmbH



Wiener Netze GmbH,



KNG-Kärnten Netz GmbH



LINZ STROM Netz GmbH



LINZ GAS Netz GmbH







OÖ. Gas-Wärme GmbH



OÖ Ferngas Netz GmbH



OMV Gas & Power GmbH



Gas Connect Austria GmbH



Ein OMV Unternehmen

OMV Gas & Power GmbH, GDF, E.ON Vertrieb



Trans Austria Gasleitung GmbH



OMV Gas & Power GmbH, CDP  
tug

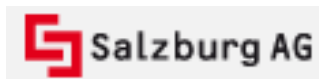


Baumgarten Oberkappel Gaslei-



Salzburg AG

Salzburg Netz GmbH



Salzburg Netz GmbH  
Ein Unternehmen der Salzburg AG

Diskriminierungsfälle



E-Control hat aufgrund von Kundenbeschwerden einige Missbrauchsverfahren aufgrund von erfolgten Diskriminierungen (§ 9 EIWOG 2010, § 11 GWG 2011) eröffnet. In einigen Fällen konnte die Herstellung des rechtmäßigen Zustandes bloß mit Eröffnung der Verfahren erreicht werden. In diesen Fällen gaben die Unternehmen Verpflichtungszusagen ab, dass sie künftig diskriminierendes Verhalten unterlassen werden.

In anderen erwiesenen Fällen – bei denen die Diskriminierung bereits vollzogen war und die Herstellung des rechtmäßigen Zustandes nicht mehr aufgetragen werden konnte – wurden auch Strafanzeigen nach § 99 Abs 2 Z 1 EIWOG, § 159 Abs 2 Z 1 GWG 2011 (Geldstrafe bis zu EUR 75.000,--) an die zuständigen Bezirksverwaltungsbehörden erstattet.

### **Zertifizierung**

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 als wichtiger, stabilisierender Faktor 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.

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 (V ZER G 04/13) als auch BOG bzw. GCA (V ZER G 01/14) haben nun neuerlich Zertifizierungsanträge gestellt. E-Control hat bereits Bescheid-Entwürfe zur Stellungnahme an die Europäische Kommission übermittelt. Die Stellungnahme der Europäischen Kommission ist dann von E-Control so weit wie möglich zu berücksichtigen.

### **Überwachung der Einhaltung von rechtlichen Vorschriften, Verfahren gegen Unternehmen**

Neben der erwähnten Verfahren in den Bereichen Entflechtung und Diskriminierung wurden von der E-Control noch mehrere Verfahren eingeleitet, durch die die Einhaltung der unionsrechtlich vorgeschriebenen Bestimmungen überwacht wird.

Die Vermeidung von Quersubventionen zwischen den Übertragungs-, Verteilungs-, und Versorgungstätigkeiten gem. Art 37 Abs 1 lit. f RL 2009/72/EG war Gegen-



stand eines Bewilligungsverfahrens zur Zulassung eines kombinierten Netzbetreibers.

Mehrere Verfahren, deren Gegenstand die Diskriminierung durch einen Verteilernetzbetreiber war, wurden eingeleitet bzw. zur Anzeige gebracht. Auch die Einhaltung von Verpflichtungen gegenüber Konsumenten im Rahmen der Kunden- und Wechselrechte gem. Art 3 Abs. 5 RL 2009/72/EG ist Gegenstand aktueller durch die Regulierungsbehörde geführter bzw. zur Anzeige gebrachter Verfahren.

Inhaltlich handelt es sich z.T. um diskriminierendes Verhalten von Verteilernetzbetreibern gegenüber Kunden (Abschaltungen von Kunden beim Versorgerwechsel, diskriminierende Datenweitergabe an vertikal integrierte Unternehmen), z.T. (auf Seiten vertikal integrierter Versorgungsunternehmen) um Behinderungen im Versorgerwechselprozess.



## 5. Konsumenten

### Zusätzliche Regelungen zum Schutz von KonsumentInnen im Zuge der Umsetzung des dritten Energiebinnenmarktpakets

Eine Reihe von neuen Regelungen ist zum Schutz von KonsumentInnen im Laufe des Jahres 2013 gesetzlich verankert worden bzw. in Kraft getreten.

Geltende Regelungen zum Schutz von (schutzbedürftigen) Kunden im österreichischen Energierecht im Jahr 2013

**Qualifiziertes Mahnverfahren (§82 Abs 3 EIWOG und §127 Abs 3 GWG):** Bei Vertragsverletzung (i.d.R. Zahlungsverzug) des Kunden sind Netzbetreiber und Lieferanten 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 sowie auf die Möglichkeit einer Inanspruchnahme einer Beratungsstelle (des Lieferanten) hinzuweisen. Die zweite/letzte Mahnung muss per Einschreiben erfolgen.

**Prepayment-Zähler als Alternative zur Sicherheitsleistung und/oder Vorauszahlung (§82 Abs 5 EIWOG und §127 Abs 5 GWG):** Verlangt der Netzbetreiber oder Lieferant eine Sicherheitsleistung oder Vorauszahlung hat jeder Endverbraucher ohne Lastprofilzähler das Recht auf Nutzung eines Zählgeräts mit Vorauszahlungsfunktion.

**Grundversorgung (§77 EIWOG und §124 GWG):** KonsumentInnen i.S.d. KSchG und Kleinunternehmer können sich gegenüber ihrem Netzbetreiber und jeden für sie in Frage kommenden Energielieferanten auf die Grundversorgung berufen. Diese 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. Gerät der Verbraucher jedoch in neuerlichen Zahlungsverzug in der Grundversorgung, sind Netzbetreiber und/oder Lieferant zur Abschaltung berechtigt, es sei denn, der Verbraucher verpflichtet sich zur Vorauszahlung mittels Prepayment-Zählers. Das Verlangen des Kunden nach einem Vorauszahlungszähler in Fall der Grundversorgung darf nur bei Gas im Fall von sicherheitstechnischen Bedenken des Netzbetreibers abgelehnt werden.

**Ersatzversorgung mit Energie (§77a EIWOG und §124a GWG):** Kommt es zu einer Vertragsauflösung zwischen einem Lieferanten/Versorger und dem Bilanzgruppenverantwortlichen (z.B. im Falle des Konkurs bzw. Zahlungsunfähigkeit des Lieferanten), bestimmt die E-Control per Losentscheid welcher der verbleibenden Lieferanten/Versorger die in der Bilanzgruppe verbleibenden Zählpunkte (Kunden) von nun an zu beliefern hat. Die betroffenen Kunden sind vom neuen Lieferanten/Versorger zu informieren, welcher die neuen Kunden zu angemessene-



nen Preisen zu versorgen hat, wobei Haushaltskunden nicht zu höheren Preisen versorgt werden dürfen als jene Kunden, die der Lieferant/Versorger bereits zu Haushaltstarifen versorgt. Der Kunde kann diesen Vertrag innerhalb von 2 Wochen kündigen, falls er zu einem anderen Lieferanten/Versorger wechseln möchte.

**Höchstbeträge für spezifische (Dienst-)Leistungen der Netzbetreiber:** Die Systemnutzungsentgelte-Verordnungen für Strom (SNE-VO) bzw. Gas (GSNE-VO) 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.

**Anlauf- und Beratungsstellen (§82 Abs 7 EIWOG und §127 Abs 7 GWG):** Größere Lieferanten (mit 50 oder mehr Beschäftigten oder einer Umsatz- oder Bilanzsumme von über 10 Millionen Euro) sind verpflichtet, ab 1.1.2015 eine Anlauf- und Beratungsstelle für Kunden für Fragen zu den Themen Stromkennzeichnung, Lieferantenwechsel, Energieeffizienz, Stromkosten und Energiearmut einzurichten.

**Befreiung von Ökostromkosten:** Gemäß Befreiungsverordnung Ökostrom sind Personen, die zum Personenkreis des §3 Fernsprechentgeltzuschussgesetzes gehören (umgangssprachlich „GIS Gebühren befreite Personen“), von der Entrichtung der Ökostrompauschale (11 Euro im Jahr 2013) sowie des 20 Euro übersteigenden Ökostromförderbeitrages befreit.

*Qualitätsverordnungen:* Die Netzdienstleistungsverordnung Strom (novelliert in Kraft ab 1.7.2013) und die Gasnetzdienstleistungsqualitäts-Verordnung (in Kraft ab 1.1.2013) sehen Ergänzungen betreffend der Servicequalität von Netzbetreibern vor. Des Weiteren definieren Sie Abschaltungsverbote vor Wochenenden und Feiertagen. Neben bereits in den Vorjahren etablierten Anforderungen an die Servicequalität der Netzbetreiber sehen die Novellen auch vor, dass im Falle von notwendigen Reparaturen und Wartungen die Anwesenheit des Netznutzers erforderlich ist, der Netzbetreiber ein Zeitfenster von bis zu 2 Stunden arrangiert, wo dieser auch auf Wünsche des Nutzers Rücksicht zu nehmen hat (gilt auch falls für die Ablesung des Zählerstandes die Anwesenheit des Netznutzers erforderlich ist). Verteilernetzbetreiber müssen nach wie vor für eine geeignete Infrastruktur sorgen, um innerhalb von fünf Werktagen auf Anfragen und Beschwerden von Netznutzern reagieren zu können und diese auch abschließend zu behandeln. Ist eine Erledigung innerhalb dieser Frist nicht möglich (Strom) oder sollte eine Beantwortung aus nicht vom Verteilernetzbetreiber zu verantwortenden Gründen nicht möglich sein (Gas), so hat die Beantwortung zumindest über die weitere Vorgangsweise, die voraussichtliche Bearbeitungsdauer sowie die Kontaktdaten einer Ansprechperson zu informieren. 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 (jederzeit) in elektronischer Form, also über das Internet, übermittelt werden können.



*Monitoringverordnungen:* Ab 2013 sind der Regulierungsbehörde eine Reihe von Kennzahlen zu übermitteln, 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, Daten zu Netzzutritten, Netznutzung, fristgerechter Rechnungslegung, Versorgerwechsel, Abschaltungen, Anzahl der eingesetzten Vorauszahlungszähler, Kundenanfragen und Beschwerden an die Regulierungsbehörde weiterzugeben, die eine Überwachung des Marktes, des Wettbewerbs und des Schutzes des Kunden ermöglichen sollen. Bei Gas legt diesbezüglich die Gas Monitoring-VO Genaueres fest – insbesondere regelt diese eine klare Zuständigkeit der Regulierungsbehörde für das Monitoring im Gasbereich. Bei Strom besteht eine Zuständigkeit der Landesregierungen und man ist somit auf die Ausführungsgesetze der Länder angewiesen.

### **Monitoring Strom 2013**

Laut §88 EIWOG sind Netzbetreiber und Energieversorger/-lieferanten dazu verpflichtet, zum 31.3.2014 für das Jahr 2013 an die Landesregierungen zu melden. Diese Meldepflicht ist in den Ausführungsgesetzen der Länder näher bestimmt; das EIWOG 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 Erhebungsformular weist zwar nur ein Minimum an zu übermittelnden Daten auf, hat aber den Vorteil, dass sich die Länder dazu entschlossen haben, dies auch in koordinierter Weise zu verwenden.

Aufgrund der bei der E-Control eingegangenen Meldungen für das Jahr 2013 können nur sehr eingeschränkt Aussagen über konsumentenrelevante Aspekte des Monitoring Strom getätigt werden. Hier ist eindeutig die Notwendigkeit von Seiten der Landesregierungen gegeben, sich noch aktiver um die Erfüllung ihrer Monitoringaufgaben zu kümmern.

### **Monitoring Gas 2013**

Laut Gas Monitoring-Verordnung (GMO-VO) sind Marktteilnehmer dazu verpflichtet, in regelmäßigen Abständen (monatlich, jährlich) von der E-Control verordnete Daten zu einer Reihe von markt- und wettbewerbsrelevanten Aspekten zu liefern. Insbesondere wird nach Preisen, Abgabemengen, Anzahl von Endverbrauchern, Anzahl von Anfragen und Beschwerden und deren Gründe, Neu- und Abmeldungen, Versorgerwechseln, Anzahl von letzten Mahnungen, Abschaltungen, Versorgungen letzter Instanz (Grundversorgung) oder Anzahl der installierten Vorauszahlungszähler getrennt nach Kundengruppen gefragt, um den Überwachungspflichten seitens der E-Control nachkommen zu können.

**Anfragen und Beschwerden:** Laut Meldung der Versorger gibt es über eine Million Anfragen unter nicht leistungsgemessenen Kunden im Jahr 2013, wobei circa die Hälfte der Anfragen auf rechnungsrelevante Aspekte entfallen. Betref-



fend Beschwerden melden die Versorger, dass im Jahr 2013 insgesamt über 20.000 Beschwerden zu verzeichnen waren.

Von den Verteilernetzbetreibern wurden im Zuge des Monitoring knapp 150.000 Anfragen unter nicht leistungsgemessenen Kunden im Jahr 2013 gemeldet, bei den Beschwerden waren es über 1.300.

**Letzte Mahnungen:** Seitens der Versorger werden insgesamt über 20.000 letzte Mahnungen mit eingeschriebenem Brief gemäß §127 Abs. 3 GWG 2011 an nicht leistungsgemessene Kunden im Jahr 2013 versandt. Verteilernetzbetreiber hingegen melden, dass sie über das zehnfache an solchen Mahnungen mit eingeschriebenem Brief versendet haben.

**Grundversorgung:** Insgesamt wurden 15 grundversorgte, nicht leistungsgemessene Kunden in der Grundversorgung gemeldet. Dies beläuft sich auf nur zwei Versorger in insgesamt vier Netzgebieten. Dementsprechend kann gesagt werden, dass die Grundversorgung in Gas keine gängige Praxis in Österreich darstellt.

**Abschaltungen:** Es liegen Meldungen von 18 (von 21) Netzbetreibern vor. Folgt man den Angaben, so gab es im Jahr 2013 insgesamt über 8.000 Abschaltungen bei Vertragsaussetzung (in den meisten Fällen ident mit einem Zahlungsverzug des Endkunden). Im internationalen Vergleich ist diese als sehr gering einzustufen.

#### *Kundenzufriedenheit der Netzbenutzer (§12 GasnetzdienstleistungsqualitätsVO)*

Erstmals haben Gasverteilernetzbetreiber im Jahr 2013 eine repräsentative und für alle Verteilernetzbetreiber standardisierte Befragung zur Zufriedenheit der Netznutzer in Bezug auf die Zuverlässigkeit, Sicherheit und Qualität der erbrachten Netzdienstleistung durchzuführen. Laut OGVW, der Österreichischen Vereinigung für das Gas und Wasserfach, wurden bei der Erhebung durch ein unabhängiges Marktforschungsinstitut je ca. 200 Kunden von 15 Verteilernetzbetreibern (von insgesamt 21) zur Zuverlässigkeit, Sicherheit und Qualität der Leistungen ihrer Netzbetreiber befragt. Während nur wenige Verteilernetzbetreiber die Ergebnisse der E-Control mitgeteilt oder anderswo öffentlich zugänglich gemacht haben, lassen die der Regulierungsbehörde bekannten Resultate auf ein allgemein hohes Zufriedenheitsniveau schließen (siehe auch Kapitel 3.1.4.4).

Ab 2013 ist es aufgrund der Regelungen im §88 Abs 6 EIWOG und §131 Abs 5 GWG der E-Control auch möglich, Erhebungen der Kundenzufriedenheit zur Evaluierung der Angaben der Netzbetreiber zur Dienstleistungs- und Versorgungsqualität sowohl im Strom als auch Gas durchzuführen. Die Möglichkeiten, dies zukünftig flächendeckend und kosteneffizient zu tätigen, wurden bislang erst im kleinem Rahmen mittels einer Online-Umfrage und einer Testerhebung der Kunden von wenigen Netzbetreibern versucht (siehe auch Kapitel 3.1.4.4). Aufgrund der dadurch bedingten Einschränkungen der statistischen Repräsentativität sind zuverlässige Aussagen (noch) nicht möglich. Im Trend zeigt sich allerdings, dass die Zufriedenheit der Kunden mit direktem Kontakt zum Netzbetreiber (z.B. aufgrund einer Anfrage oder Beschwerde, eines Anrufs im Kundenzentrum oder der





Mitteilung einer Selbstablesung) weniger ausgeprägt ist als jene der Kunden, die keinen direkten Kontakt zum Netzbetreiber hatten.

*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 schutzbedürftigen Kunden, die Abschaltung von Kunden sowie das vorangehende Mahnverfahren und die Inanspruchnahme der Grundversorgung (§ 28 Abs 2 E-ControlG) beziehen zu können, betreibt die E-Control ab dem Jahr 2013 eine Datenbank, welche sämtliche Informationen beinhaltet, die gemäß §§88 EIWOG und 131 GWG von Netzbetreibern und Energielieferanten übermittelt werden müssen. Die erstmalige Meldung dieser Daten von Seiten der Energieversorgungsunternehmen fand zum 31. März 2013 statt und soll in weiterer Folge über das Ausmaß und die Wirksamkeit von Maßnahmen zum Schutz der Kunden Aufschluss geben

*Verbrauchs- und Energiekosteninformation mit oder ohne Smart Meter (§§81a,b EIWOG und §126a,b GWG)*

Die Novelle des EIWOG und GWG sehen vor, dass Endverbrauchern mit intelligentem Messgerät vom Versorger die erfassten Messwerte aufgrund der gemessenen Tageswerte oder, soweit sie verrechnungsrelevant sind, die auf Stundenbasis erstellte, klare und verständliche Verbrauchs- und Energiekosteninformation über die Gesamtkosten kostenlos auf elektronischem Wege zu übermitteln sind. Nur auf ausdrücklichen Wunsch des Endverbrauchers ist diese Verbrauchs- und Energiekosteninformation nicht zu übermitteln. Endverbraucher sind über ihre Rechte auf diese Verbrauchsdaten transparent, verständlich und kostenlos zu informieren und ihnen ist die Wahlmöglichkeit einzuräumen, die Verbrauchs- und Energiekosteninformation auf Verlangen wahlweise auch kostenlos in Papierform zu erhalten. Im Fall einer getrennten Rechnung gilt dies sowohl für Versorger als auch Verteilernetzbetreiber.

Endverbrauchern ohne Smart Meter ist eine detaillierte, klare und verständliche Verbrauchs- und Energiekosteninformation mit der Rechnung zu übermitteln. Darüber hinaus haben die Netzbetreiber diesen Endverbrauchern die Möglichkeit einzuräumen, einmal vierteljährlich Zählerstände bekannt zu geben. Dem Endverbraucher ist innerhalb von zwei Wochen eine detaillierte, klare und verständliche Verbrauchs- und Energiekosteninformation kostenlos auf elektronischem Wege zu übermitteln. Nur auf ausdrücklichen Wunsch des Endverbrauchers ist diese Verbrauchs- und Energiekosteninformation nicht zu übermitteln.

*Online-Wechsel und Wechselverordnungen*

Seit 2013 soll die Wechselverordnung Strom und Gas 2012 gewährleisten, dass ein Lieferantenwechsel innerhalb von 3 Wochen durchgeführt und erfolgreich abgeschlossen werden kann (vgl. §76 Abs 2 EIWOG und §123 GWG). Ab 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, die sogenannte Wechselplattform, findet dann der Informationsaustausch zwischen neuen und alten Lieferanten sowie den Netzbetreibern statt. Eine Novellierung und Zusammenlegung der Wechselverordnungen Strom und Gas ist für 2014 angesetzt.

Seit September 2013 ist gemäß § 76 Abs 3 EIWOG und § 123 Abs 3 GWG ist der Wechsel des Energieversorgers für Haushaltskunden auch online möglich. Das Gesetz bestimmt nämlich, dass Endverbraucher ohne Lastprofilzähler für die Einleitung und Durchführung des Wechsels relevante Willenserklärungen gegenüber Versorgern elektronisch über von diesen anzubietende Websites zu jeder Zeit formfrei vornehmen können. Diesbezüglich haben die Lieferanten benutzerfreundliche Vorkehrungen zu treffen, welche die Identifikation und Authentizität des Endverbrauchers sicherstellen. Über den Tarifkalkulator der E-Control sollen von den Lieferanten verpflichtend bereitgestellte Hyperlinks dafür sorgen, dass Endverbraucher schnell und unkompliziert auf die entsprechenden Informationen und Websites zugreifen können.

#### *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 11 Euro 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 erstattet, betraf dies im Jahr 2013 rund 250.000 Personen in Österreich. Insgesamt sind im Jahr 2013 98.655 Anträge bearbeitet worden (ein Minus von ca. 9%), wovon 72.831 (rund 74%) stattgegeben worden ist. Die meisten der Ablehnungen (25.824, oder 46%) gehen auf mangelnde Anspruchsberechtigung oder fehlerhafte Angaben (7.153 oder 28%) zurück.

Insgesamt sind 2013 laut GIS Gebühren Info Service GmbH 107.530 Personen ökostrombefreit, dies entspricht einem Nettozuwachs von 32.375. Die meisten befreiten Personen/Haushalte finden sich in Wien (22%), der Steiermark (19%) und Oberösterreich (16%). Dies entspricht grob der Bevölkerungsverteilung Österreichs.

#### *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 2013 wurden insgesamt 7.546 Anrufe von der Energie-Hotline bearbeitet. Im Vergleich zum Vorjahr gingen damit um rund 18,4 % mehr Anrufe an der Hotline ein. Schriftliche Anfragen die Konsumententhemen betreffen, wurden ebenfalls an der Hotline bearbeitet. Im Jahr 2013 wurden ca. 530 dieser Anfragen per E-Mail, Brief oder Fax an die Energie-Hotline gerichtet, was auch einer deutlichen Steigerung im Vergleich zum Vorjahr entspricht (+90 %). Gründe für diese Zuwächse sind unter anderem die durchwegs hohe Medienpräsenz der E-Control, sowie die stärkere Bewerbung von Aktionsangeboten (z.B. durch Einzelhändler). Im 4. Quartal 2013 sorgte außerdem die vom Verein für Konsumenteninformation durchgeführte Energiekostenstopp-Aktion für einen starken Anstieg der Anruferzahlen. Abgesehen von diesen Sonderaktionen wenden sich die meisten KonsumentInnen mit Fragen zum Lieferantenwechsel und Energierechnungen sowie Tarifikalkulationen an die Energie-Hotline. 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.

### *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 Interessenvertretungen 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 fungiert die Schlichtungsstelle als zentrale Informationsstelle für Verbraucher gemäß § 22 Z. 6 E-ControlG und informiert die Konsumenten über ihre Rechte und die Möglichkeiten des liberalisierten Strom- und Gasmarktes.

Im Jahr 2013 haben sich 3.071 Strom- und Gaskunden mit schriftlichen Anfragen bzw. Beschwerden an die Schlichtungsstelle gewandt. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Anzahl der Anfragen damit um rund 23 Prozent gestiegen. Die Themen der Anfragen und Beschwerden reichen vom Lieferantenwechsel, allgemeinen Fragen zur Rechnungslegung, Verbrauchssteigerungen bis hin zu Problemen bei Preiserhöhungen und Fragen bei Zahlungsschwierigkeiten und drohenden Abschaltungen.



### *Homepage der E-Control*

Das Konzept der zielgruppenorientierten Webpräsenz hat sich 2013 besonders bewährt und konnte das spürbar zugenommenen Interesse an bestimmten Themen, vor allem seitens der Zielgruppe der Konsumenten, gut bedienen. Dies belegen die konstant niedrigen Absprungraten von nur rund 10% im Schnitt über alle Einstiegsseiten und Tools.

Die Zahl der Besuche auf der E-Control Homepage erhöhte sich 2013 um beinahe 50% auf 1,3 Millionen. Insgesamt wurden dabei über 8 Millionen Seiten aufgerufen.

Mit rund 5 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.

### *E-Control Online-Tools*

Das Hauptinteresse der Besucher liegt nach wie vor bei den funktionellen Online-Applikationen der E-Control. Bei allen dieser Angebote stiegen die Besucherzahlen 2013 noch stärker an, als auf der Homepage insgesamt.

So haben sich 2013 über eine Dreiviertelmillion Verbraucher mit dem Tarifikalkulator über die günstigsten Strom- und Gasangebote informiert, was einer Steigerung gegenüber 2012 von über 70% entspricht. Die Nachfrage nach dem Vergleich von Strompreisen stieg dabei spürbar stärker, nämlich um 76% an, als das Interesse am Gaspreisvergleich, der nur etwas mehr als um 30% häufiger als im Vorjahr getätigt wurde.

Um ein Vielfaches haben sich die Besuche auf dem mobilen Tarifikalkulator, also der Smart-Phone angepassten Version der Applikation, gesteigert. Mit weit über 40.000 Besuchen hat sich deren Nutzung mehr als verdreifacht.

Auch das Interesse an dem 2010 eingeführten Energiespar-Check ist sehr stark gestiegen. Die Applikation, mit der Verbraucher in ihren Haushalten Energiesparpotential ausfindig machen können, wurde fast 120.000 mal und damit fast doppelt so häufig wie im vorangegangenen Jahr besucht.

Der zum Jahreswechsel neu hinzugekommene KMU-Energiepreis-Check, mit dem Gewerbeunternehmen ihre frei verhandelbaren Energiepreise mit denen vergleichen können, die andere Unternehmen derselben Sparte zahlen, hatte mit 12.000 Besuchen ebenfalls einen guten Start, bedenkt man die im Vergleich zu den Haushalten wesentlich kleinere Zielgruppe.

Die am häufigsten genutzte Online-Applikation der E-Control war auch 2013 erneut der auf Initiative des Wirtschaftsministeriums eingeführte Spritpreisrechner, wengleich dessen Besucherzahlen, bedingt wohl durch die in 2013 im Schnitt eher gesunkenen Kraftstoffpreise, leicht rückläufig sind. Rund 4,5 Millionen Mal



haben sich Autofahrer unter [www.spritpreisrechner.at](http://www.spritpreisrechner.at) die günstigsten Tankstellen in ihrer Umgebung anzeigen lassen.

#### *Gewerbe-Tarifkalkulator*

Zum Jahreswechsel 2014 ging mit dem neuen Gewerbe-Tarifkalkulator eine Preisvergleichsapplikation online, für die sich bereits seit einiger Zeit an der Hotline und über die Internetkontaktformulare einige Nachfrage ankündigte. Der neue Gewerbe-Tarifkalkulator ermöglicht dann erstmals auch Unternehmen den Vergleich aller Strom- und Gastarife für Gewerbe bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh bei Strom bzw. 400.000 kWh bei Gas.

Im ersten Quartal 2014 wurden auf der neuen Web-Applikation bereits über 6.500 Besuche registriert. Gemessen an der Größe der in Frage kommenden Zielgruppe in Österreich – ca. 500.000 kleine und mittlere Betriebe – deutet dies darauf hin, dass diese sehr positiv angenommen wurde, zumal eine erste Bewerbung des Gewerbe-Tarifkalkulators erst im Laufe des ersten Quartals begonnen hat.



## 6. Verzeichnisse

### Abbildungsverzeichnis:

Abbildung 1: Änderungsraten des Verbraucherpreisindex in Österreich und der Gas- bzw. Stromindizes, Index 2000 = 100; %	6
Abbildung 2: Prozentsatz der Haushalte, die 2013 ihren Strom- oder Gaslieferanten wechselten, nach Bundesland	7
Abbildung 3: Netzentgelt – Österreichstruktur Cent/kWh	14
Abbildung 4: Bruttoanlageinvestitionen	15
Abbildung 5: Entwicklung der Netto-Investitionen Strom Netz inkl. Übertragungsnetzbetreiber	17
Abbildung 6: Monatliche Ausgleichsenergiekosten Strom im Jahr 2012 und 2013	19
Abbildung 7: Jährliche ungeplante (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) kundengewichtete Nichtverfügbarkeit (SAIDI) der Stromversorgung in Österreich	21
Abbildung 8: Jährliche ungeplante (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit (ASIDI) der Stromversorgung in Österreich	22
Abbildung 9: Qualitätsstandards	23
Abbildung 10: Monatliche Veränderung des Inlandstromverbrauchs	28
Abbildung 11: Preise am EXAA Day-Ahead-Markt	33
Abbildung 12: Preise am EEX Base Terminmarkt	34
Abbildung 13: Herfindahl-Hirschman-Index Kauf nach gehandelter Menge	38
Abbildung 14: Preisbildung im Rahmen einer Einheitspreisauktion	46
Abbildung 15: Streudiagramm EPEX Day-Ahead Preis und Lastgang	46
Abbildung 16: Indikativer Kraftwerkseinsatz eines Speichers zur Vorhaltung negativer und positiver Reserve	52
Abbildung 17: Entwicklung der Leistungspreise in EUR/MWh	53
Abbildung 18: Schematische Darstellung der Spitzen von Photovoltaikeinspeisung und Last	55
Abbildung 19: Dummy Variable im neuen Datensatz	56
Abbildung 20: Anzahl der Angebote nach Verteilnetzgebieten	65
Abbildung 21: Konzentration im österreichischen Strommarkt für Kleinkunden	66
Abbildung 22: Versorgerwechsel und Wechselraten 2010 – Q1/2014	69
Abbildung 23: Versorgerwechsel und Wechselraten 2010 – Q1/2014	69
Abbildung 24: Entwicklung Stromkostensparpotential (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/a) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten	70
Abbildung 25: Stromkostenänderung nach Komponenten 2013/14 für ein Musterhaushalt 3.500 kWh/a (für ein Musterhaushalt 3.500 kWh/a; Energiepreis des angestammten Lieferanten ohne Rabatte; Netzpreis inkl. Netznutzungs-, Netzverlust- und Messentgelt; Veränderung Steuern und Abgaben berücksichtigt Umsatzsteuer nicht)	71
Abbildung 26: Gesamtstromkosten Bestbieter nach Netzbereichen (Musterhaushalt und Mustergewerbe G0, 3.500 kWh/a Energie, Netz inkl. Steuern und Abgaben)	72



<i>Abbildung 27: Gesamtstromkosten angestammter Anbieter (Local Player) je Netzbereich (Musterhaushalt und Mustergewerbe G0, 3.500 kWh/a Energie, Netz inkl. Steuern und Abgaben)</i>	73
<i>Abbildung 28: Haushaltsstrompreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich (2500-5000 kWh), inkl. Steuern und Abgaben, zweites Halbjahr 2013</i>	74
<i>Abbildung 29: Aufteilung der Stromkosten im internationalen Städtevergleich</i>	75
<i>Abbildung 30: Industriestrompreisentwicklung, 1. Halbjahr 2010 – 2. Halbjahr 2013</i>	76
<i>Abbildung 31: Industriestrompreise Haushaltsstrompreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich (500 MWh -2000 MWh), exkl. Steuern und Abgaben, zweites Halbjahr 2013</i>	77
<i>Abbildung 32: Prognostizierte Kraftwerksleistungen in Österreich für das Jahr 2025</i>	79
<i>Abbildung 33: Prognostizierte Leistungsmaxima und prognostizierte Lastspitze in Österreich bis 2020</i>	80
<i>Abbildung 34: Tarifierungsmenge</i>	84
<i>Abbildung 35: Tarifveränderung Musterkunde 90.000.000 kWh, 7.000 h, Netzebene 2</i>	85
<i>Abbildung 36: Tarifänderung Musterkunde 15.000 kWh, Ebene 3</i>	85
<i>Abbildung 37: Entwicklung der Brutto-Investitionen Gas</i>	87
<i>Abbildung 38: CEGH OTC Mengenentwicklung und Churn Rate 2013</i>	89
<i>Abbildung 39: CEGH Börse Mengenentwicklung 2013</i>	89
<i>Abbildung 40: Kommunikationswege im Modell COSIMA am Beispiel reiner Endkundenversorgung in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg</i>	92
<i>Abbildung 41: Anteil der phys. Ausgleichsenergie am Gesamtverbrauch in Prozent</i>	93
<i>Abbildung 42: Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen</i>	94
<i>Abbildung 43: Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer</i>	94
<i>Abbildung 44: Ausgleichsenergiepreise für Stundenbilanzierer</i>	95
<i>Abbildung 45: Speicherfüllstände in 2012 bis Juni 2014 in Österreich</i>	98
<i>Abbildung 46: Ein- und Ausspeicherung bei den österreichischen Speichern in 2012 bis Juni 2014</i>	99
<i>Abbildung 47: Zufriedenheit mit österreichischen Gasnetzbetreibern</i>	102
<i>Abbildung 48: Zufriedenheit mit österreichischen Gasnetzbetreibern (Quelle: Pressemitteilung ÖVGW)</i>	103
<i>Abbildung 49: Durchschnittliche Bearbeitungsdauer bei Netzzutritt</i>	105
<i>Abbildung 50: Kill or Fill Regel bei der rollierenden einstufigen Preisauktion</i>	111
<i>Abbildung 51: Entwicklung der OTC-Gaspreiskorrelationen europäischer Hubs nach Jahren 2010-2013</i>	117
<i>Abbildung 52: Entwicklung der OTC-Gaspreiskorrelation europäischer Hubs nach Quartalen, 2010-2013</i>	118
<i>Abbildung 53: Entwicklung europäischer Gaspreisspreads</i>	119
<i>Abbildung 54: Kapazitätsanalyse Oberkappel 2013</i>	125
<i>Abbildung 55: Kapazitätsanalyse Überackern 2013</i>	127
<i>Abbildung 56: Kapazitätsanalyse Arnoldstein Exit AUT / Entry IT 2013</i>	128
<i>Abbildung 57: Monatliche Erdgasbilanz in GWh</i>	130
<i>Abbildung 58: Exchange Day Ahead Spotmarkt</i>	131
<i>Abbildung 59: Handelsvolumina am CEGH Hub</i>	132
<i>Abbildung 60: CEGH OTC gehandelte Volumina 2013</i>	133
<i>Abbildung 61: CEGH Gas Exchange gehandelte Volumina 2013</i>	134



<i>Abbildung 62: CEGH OTC Day Ahead Bid/Ask Spread</i>	134
<i>Abbildung 63: Anzahl der Angebote nach Verteilnetzgebieten</i>	136
<i>Abbildung 64: Netto Energiekosten nach Anbietern für einen Musterhaushalt in Wien (15.000 kWh/a, Tarifkalkulator Stand März 2014)</i>	137
<i>Abbildung 65: Entwicklung Versorgerwechsel (Zählpunkte)</i>	138
<i>Abbildung 66: Versorgerwechsel und Wechselraten (Zählpunkte)</i>	139
<i>Abbildung 67: Entwicklung Einsparungspotential eines Musterhaushaltes durch den Wechsel vom regionalen zum günstigsten Versorger (Energiekostendifferenz inkl. Umsatzsteuer, Änderungen von Systemnutzungstarifen, Steuern und Abgaben nicht berücksichtigt, 15.000 kWh/a)</i>	140
<i>Abbildung 68: Entwicklung des gesamten Gaspreises (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) für einen Musterhaushalt (15.000 kWh/a), Standardprodukte der regionalen Versorger als österreichischer gewichteter Durchschnitt, Maximum und Minimum</i>	141
<i>Abbildung 69: Haushaltsgaspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich, zweites Halbjahr 2013, Verbrauchsgruppe 5.555 – 55.555 kWh/a</i>	142
<i>Abbildung 70: Aufteilung der Gaskosten im internationalen Städtevergleich</i>	143
<i>Abbildung 71: Entwicklung der Industriegaspreise</i>	144
<i>Abbildung 72: Vergleich der Industriegaspreise der EU-Länder, 2. Halbjahr 2013 Gruppe I3 Verbrauch 2,8-27,8 GWh</i>	145
<i>Abbildung 73: Ergasaufbringung und Verbrauch in Österreich für 2010 und 2011</i>	146
<i>Abbildung 74: Physikalische Importe und Exporte 2011</i>	147
<i>Abbildung 75: Prognose der maximalen Stundenleistung und Verbrauch im Verteilergesamt Ost</i>	149



**Tabellenverzeichnis:**

<i>Tabelle 1: Strommarkt 2013</i> .....	4
<i>Tabelle 2: Gasmarkt 2013</i> .....	5
<i>Tabelle 3: Jahreserzeugung 2013</i> .....	29
<i>Tabelle 4: Entwicklung der unterstützten Ökostrommenge</i> .....	30
<i>Tabelle 5: Entwicklung der Engpassleistung</i> .....	31
<i>Tabelle 6: Entwicklung der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG</i> .....	32
<i>Tabelle 7: Konzentrationskennzahlen für die EXAA</i> .....	37
<i>Tabelle 8: Marktkonzentrationsrate (CR3) und Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) in den verschiedenen Regelreservemärkten (nur Leistungsvorhaltung) auf Basis der Umsätze für das Jahr 2012 und 2013</i> .....	40
<i>Tabelle 9: Alternative Vermarktungsmöglichkeiten im kurzfristigen physischen Stromhandel in Österreich und mögliche Preis- bzw. Mengentreiber (Long-list)</i> .....	43
<i>Tabelle 10: Deskriptive Statistiken der möglichen Treiber für die Analyse des Day-Ahead Marktes für Stunden 11-16 Uhr</i> .....	47
<i>Tabelle 11: Korrelationsmatrix möglicher Treiber des EPEX Spot Intraday Preises</i> .....	50
<i>Tabelle 12: Ergebnisse des finalen Modells für den Day-Ahead Markt (Sommer)</i> .....	56
<i>Tabelle 13: Ergebnisse des finalen Modells für den Intraday Markt (Winter)</i> .....	60
<i>Tabelle 14: Finales Modell Primärregelung</i> .....	62
<i>Tabelle 15: Speicherkapazitäten in Österreich, Stand Juni 2014</i> .....	97
<i>Tabelle 16: Bündelprodukte der österreichischen Speicherunternehmen</i> .....	100
<i>Tabelle 17: Übersicht der PRISMA-Auktionsverfahren</i> .....	109
<i>Tabelle 18: Handelsmodi des PRISMA Sekundärmarkts</i> .....	114
<i>Tabelle 19: OTC-Gaspreiskorrelation europäischer Gashubs</i> .....	116
<i>Tabelle 20: Preisspreads europäischer Gashubs</i> .....	120
<i>Tabelle 21: Anteil vermarkteter Kapazitäten von den auf PRISMA angebotenen Gesamtkapazitäten Österreich 2013</i> .....	121
<i>Tabelle 22: Preisauflschläge bei PRISMA Versteigerungen 2013</i> .....	122
<i>Tabelle 23: Naturgasproduktion in Österreich 2011</i> .....	147