



TÄTIGKEITSBERICHT 2015

E-CONTROL

DER  
**ENERGIEMARKT**  
VOLL IN BEWEGUNG.

PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.

# INHALT

<b>VORWORT</b>	<b>6</b>
> Vorwort Dr. Reinhold Mitterlehner, Vizekanzler und Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft	6
> Vorwort o. Univ.-Prof. DDr. Walter Barfuß	7
> Vorwort DI Walter Boltz	8
> Vorwort Mag. (FH) DI (FH) Martin Graf, MBA	10
<hr/>	
<b>Einleitung – Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2015</b>	<b>12</b>
<b>PREIS- UND MENGENENTWICKLUNG IM JAHR 2015</b>	<b>12</b>
> Mengen	12
> Großhandelspreise inkl. Marktmonitoring Großhandel	15
> Endkundenpreise	21
<b>ENTWICKLUNG DES RECHTLICHEN RAHMENS 2015</b>	<b>26</b>
> Änderung Tarifierung Verteilernetzebene	26
> Ökostrompauschale-Verordnung 2015	27
<b>ENTWICKLUNG DES EUROPÄISCHEN REGULATORISCHEN RAHMENS 2015</b>	<b>27</b>
> Sommerpaket der Europäischen Kommission	27
> Gemeinsame Strompreiszone zwischen Deutschland und Österreich	31
> Energie-Infrastruktur: Zweite Unionsliste vorrangiger Energieinfrastrukturprojekte	33
> Netzwerkcodes und Framework Guidelines	36
<hr/>	
<b>Tätigkeiten der Regulierungsbehörde 2015</b>	<b>38</b>
<b>STROMMARKT</b>	<b>38</b>
> Regulierung der Netze: Kostenermittlung und Entgeltfestsetzung Strom im Jahr 2015	38
> Aufsicht Marktteilnehmer	43
> Marktaufsicht	52
> Smart Meter	54
> Bericht Unbundling/Zertifizierung	55
> Versorgungssicherheit	55
> Marktaufsicht Ökostrom	56

<b>GASMARKT</b>	<b>61</b>
> Weiterentwicklung des Marktmodells	61
> Regulierung der Netze: Kostenermittlung und Entgeltfestsetzung Gas im Jahr 2015	62
> Veränderungen auf der Transportebene	67
> Bericht Unbundling/Zertifizierung	68
> Aufsicht Marktteilnehmer	70
> Marktaufsicht	76
> Versorgungssicherheit Gas	85
<b>STROM UND GAS – GEMEINSAME AGENDEN</b>	<b>97</b>
> Monitoring Endkundenwettbewerb	97
> Informationsstelle für Markteintritt Strom und Gas	100
> REMIT	103
> Statistische Aufgaben	104
> Öffentlichkeitsarbeit	104
> E-Control als Anlaufstelle für Konsumenten	105
> Tätigkeit der Streitschlichtungsstelle	124
> IKT- und Cyber-Sicherheit für Betreiber kritischer Infrastruktur im Strom- und Gasbereich	142
> Energielenkung Strom und Gas	142
<b>INTERNATIONALE AKTIVITÄTEN DER E-CONTROL</b>	<b>143</b>
> Regionale Zusammenarbeit	143
> Internationale Mitarbeit im Strombereich	146
> Stromkennzeichnung international	148
> Internationale Mitarbeit im Gasbereich	150
> Monitoring	153
> Internationale Mitarbeit im Endkundenbereich	154
> Internationale Kooperationsprojekte der E-Control Austria	156

---

**Jahresabschluss der Energie-Control Austria** **158**

---

**Verordnungen und Bescheide** **188**

---

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Von der OeMAG (ÖKO-BGVs) abgenommene Ökostrommengen in den Jahren 2003 bis 2014	13
Abbildung 2	Ökostromeinspeisemengen und -vergütungen im 1. Halbjahr 2015 im Vergleich zum 1. Halbjahr 2014	14
Abbildung 3	Preisentwicklung am Spotmarkt Strom der EXAA, Base Index im 7 Tage gleitenden Durchschnitt	16
Abbildung 4	Preisentwicklung am Terminmarkt Strom der EEX, Base Kontrakt für die Lieferjahre 2016 bzw. 2017	17
Abbildung 5	Langfristige Preisentwicklung am Terminmarkt Strom der EEX, Base und Peak Year-ahead	17
Abbildung 6	Preisentwicklung an den Gashubs im Day-ahead-Markt	19
Abbildung 7A	Gaspreisvergleich in den Großhandelsmärkten in Europa und den USA	19
Abbildung 7B	Ölpreisvergleich in den Großhandelsmärkten in Europa und den USA	20
Abbildung 8	Preisentwicklung im Gasgroßhandel, Jahreskontrakt 2016	21
Abbildung 9	Entwicklung des Strom-VPI (Index Oktober 2001 = 100)	22
Abbildung 10	Energiepreise Strom der Endverbraucher vs. EEX-Terminmarktpreise Year-ahead	23
Abbildung 11	Energiepreise Gas der Endverbraucher vs. Importerdgaspreise	24
Abbildung 12	Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (Energie inkl. unbedingter Rabatte, ohne Netz, Steuern und Abgaben) Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 15.000 kWh/Jahr	25
Abbildung 13	Entwicklung der Ökostrompauschale	27
Abbildung 14	Überblick Netzkodizes Strom	37
Abbildung 15	Anpassung der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte von 30.9.2001 bis 1.1.2016	39
Abbildung 16	Netzentgeltentwicklung Österreichstruktur	40
Abbildung 17	Entwicklung der Bruttoinvestitionen im Stromnetz	42
Abbildung 18	SAIDI: Verlauf der jährlichen kundenbezogenen ungeplanten Nichtverfügbarkeit der letzten 10 Jahre	46
Abbildung 19	ASIDI: Verlauf der jährlichen leistungsbezogenen ungeplanten Nichtverfügbarkeit der letzten 10 Jahre	47
Abbildung 20	Handelsvolumen am EPEX Spot Day-ahead-Markt (Gebotszone Deutschland-Österreich) sowie jährlicher Stromverbrauch in Deutschland und Österreich	50
Abbildung 21	Handelsvolumen am EXAA Day-ahead-Markt (Gebotszone Deutschland-Österreich) sowie jährlicher Stromverbrauch in Deutschland und Österreich	51
Abbildung 22	Entwicklung Regelreservekosten	53
Abbildung 23	Anteil Strom aus Erneuerbaren am Endverbrauch	56
Abbildung 24	Ausbauziele laut ÖSG 2012 - zusätzliche installierte Leistung verglichen mit 2010	57
Abbildung 25	Zubau 2015-2020	58
Abbildung 26	Näherungswert für die österreichische Stromkennzeichnung 2014	60
Abbildung 27	Entwicklung der Gas-Tarifierungsmenge	63
Abbildung 28	Entwicklung Gas-Netzentgelt für Ebene-2-Musterkunden	64
Abbildung 29	Entwicklung Gas-Netzentgelt für Ebene-3-Musterkunden	64
Abbildung 30	Entwicklung der Bruttoinvestitionen im Gasnetz	66
Abbildung 31	Physische Gasflüsse im Jahr 2014/2015	69
Abbildung 32	Szenarien der langfristigen Planung	71
Abbildung 33	Entwicklung Handelsvolumen CEGH	76
Abbildung 34	Handelsmengen an der Börse	77
Abbildung 35	Day-ahead-Preisspreads CEGH und europäische Hubs	77
Abbildung 36	Physikalische Ausgleichsenergieabrufe MG Ost	79
Abbildung 37	Physikalische Ausgleichsenergieabrufe MG Tirol und Vorarlberg	79
Abbildung 38	Ausgleichsenergiepreise für Stundenbilanzierer im Marktgebiet Ost	81
Abbildung 39	Ausgleichsenergiepreise für Stundenbilanzierer in Marktgebieten Tirol und Vorarlberg	81
Abbildung 40	Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer im Marktgebiet Ost	82
Abbildung 41	Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer in Marktgebieten Tirol und Vorarlberg	82

Abbildung 42	Grafische Darstellung der Umlageberechnung für das Marktgebiet Ost	83
Abbildung 43	Grafische Darstellung der Umlageberechnung für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg	84
Abbildung 44	Benötigte Mengen und Leistungen für die Belieferung der geschützten Kunden (Haushaltskunden) zur Erfüllung des Versorgungsstandards je Zählpunkt in kWh	87
Abbildung 45	Speicherunternehmen und Speicherkapazitäten in Österreich, Stand Juni 2015	89
Abbildung 46	Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Gasspeichern in Österreich und Inlandgasverbrauchs in GWh	90
Abbildung 47	Füllstände der an das MG Ost angeschlossenen Speicher seit 1.1.2013	91
Abbildung 48	Entnahmedauer der angebotenen Standardbündel	92
Abbildung 49	Veröffentlichte Speicherentgelte bezogen auf Arbeitsgasvolumen für Standardbündel in Österreich, 1-Jahresvertrag, in EUR/MWh AGV/Jahr	93
Abbildung 50	Veröffentlichte Speicherentgelte bezogen auf die Entnahmeleistung pro Stunde für Standardbündel in Österreich, 1-Jahresvertrag, in EUR/MWh/h Entnahmeleistung/Jahr	94
Abbildung 51	Entwicklung der Stromangebote für Haushalte nach Netzbereichen	98
Abbildung 52	Entwicklung der Gasangebote für Haushalte nach Netzbereichen	99
Abbildung 53	Entwicklung Einsparpotenzial Strom (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/Jahr) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten	99
Abbildung 54	Entwicklung Einsparpotenzial Gas (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (15.000 kWh/Jahr) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten	100
Abbildung 55	Interesse für Markteintritt Strom und Gas	102
Abbildung 56	Preismonitor Strom – Jahresgesamtpreis eines Musterhaushaltes (3.500 kWh Strom) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatte	106
Abbildung 57	Preismonitor Gas – Jahresgesamtpreis eines Musterhaushaltes (15.000 kWh Gas) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatte	107
Abbildung 58	Stromkosten (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern (November 2015)	108
Abbildung 59	Gaskosten (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern (November 2015)	109
Abbildung 60	Haushaltsstrompreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (1. Halbjahr 2015, Gruppe DC 2.500 kWh bis 5.000 kWh/Jahr)	110
Abbildung 61	Haushaltsgaspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (1. Halbjahr 2015, Gruppe D2 20 GJ bis 200 GJ/Jahr)	111
Abbildung 62	HEPI Strom (Household Energy Price Index)	112
Abbildung 63	Strompreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in den ausgewählten EU-Hauptstädten in Cent/kWh	113
Abbildung 64	HEPI (Household Energy Price Index) – Mengengewichteter Haushaltspreisindex für Gas der EU-15-Hauptstädte	113
Abbildung 65	Gaspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in den ausgewählten EU-Hauptstädten in Cent/kWh	114
Abbildung 66	Strompreise (Energie) von kleinen und mittleren Unternehmen im Jahr 2015 je nach Lastgang	115
Abbildung 67	Gaspreise (Energie) von kleinen und mittleren Unternehmen	115
Abbildung 68	Entwicklung der Industriestrompreise	116
Abbildung 69	Entwicklung der Industriegaspreise	117
Abbildung 70	Die neue E-Control-Website auf einem Tablet und am Smartphone betrachtet	118
Abbildung 71	Themen der Fragen auf frag.e-control.at	119
Abbildung 72	Anzahl der Anfragen 2008-2015	129
Abbildung 73	Anzahl der Anfragen/Beschwerden nach Stromnetzbetreibern	130
Abbildung 74	Anzahl der Anfragen/Beschwerden nach Gasnetzbetreibern	131
Abbildung 75	Anzahl der Anfragen/Beschwerden nach Stromlieferanten	131
Abbildung 76	Anzahl der Anfragen/Beschwerden nach Gaslieferanten	132
Abbildung 77	Anfragen/Beschwerden bei der Schlichtungsstelle nach Themen	133

# VORWORT



**Dr. Reinhold Mitterlehner**

Vizekanzler und Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft

Das europäische Energiesystem befindet sich im Wandel. Die von der EU-Kommission angestrebte Energieunion soll die Energieversorgung sicherer, leistbarer und nachhaltiger machen. Unser Ziel ist es, dass die drei Eckpfeiler Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit in Zukunft noch stärker ausbalanciert werden. Es geht darum, erneuerbare Energie, soweit erforderlich, zu fördern und an den Markt heranzuführen, die Verfügbarkeit von Energie sicherzustellen und den Bedarf an Energie durch intelligente und wirtschaftlich sinnvolle Energieeffizienz-Maßnahmen zu reduzieren.

### **EU-Binnenmarkt stärken**

Darüber hinaus setzt sich Österreich für eine weitere Stärkung des EU-Energiebinnenmarktes ein. In diesem Sinne bringen wir uns in Europa aktiv für den Erhalt der gemeinsamen Strompreiszone mit Deutschland ein. Denn diese funktionierende, länderübergreifende Kooperation entspricht genau den Zielen der Energieunion. Ein Erfolgsmodell, das die Versorgungssicherheit stärkt und den Unternehmen und Haushalten in beiden Ländern nützt.

All diese Themen schaffen das Umfeld, in dem sich die Aktivitäten der E-Control bewegen. Als Regulierungsbehörde setzt sie flankierende Maßnahmen für einen kompetitiven und versorgungssicheren Energiemarkt. Das umfasst insbesondere die Wettbewerbsaufsicht

und die Netzregulierung sowie die Schaffung von mehr Transparenz und Information für die Endkunden.

### **Wettbewerb unterstützen**

Besonders aktiv war und ist die E-Control rund um die vor 15 Jahren gestartete Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte. Dieser Schritt hat sich bewährt und ermöglicht mehr Wettbewerb und Transparenz. So ist es für Kunden deutlich leichter geworden, den Strom- oder Gasanbieter zu wechseln. Immer mehr Österreicher nützen diese Vorteile und sparen damit nicht nur bares Geld, sondern kurbeln auch den Wettbewerb an.

Der neue Tätigkeitsbericht stellt die Aufgaben und Arbeitsschwerpunkte der E-Control ausführlich dar. Dazu kommen wie jedes Jahr detaillierte Zahlen, Daten und Fakten zur Entwicklung der Energiewirtschaft. In diesem Sinne wünsche ich allen Interessierten eine spannende Lektüre und der E-Control auch in Zukunft viel Erfolg.

**Dr. Reinhold Mitterlehner**

Vizekanzler, Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft

**o. Univ.-Prof. DDr. Walter Barfuß**

Vorsitzender des Aufsichtsrates der Energie-Control Austria



Seit dem Beginn der Liberalisierung des Strommarktes und, kurz danach, auch des Gasmarktes – und damit auch seit dem Geburtsjahr der Energie-Control, dem Jahr 2001 – sind 15 Jahre vergangen. Und es hat sich im Laufe der Zeit am Energiemarkt auch tatsächlich sehr viel verändert. Schon ein bloß flüchtiger, kurzer Vergleich der Inhalte der Tätigkeitsberichte 2001 bis 2015 (dem nunmehr vorliegenden) ruft das alles deutlich in Erinnerung. Fazit: Es ist auch in Österreich im wahrsten Sinne des Wortes „liberare“/„befreien“ eine Liberalisierung des Strom- und des Gasmarktes gelungen, die sich – auch aus europäischer Sicht – sehen lassen und auf die Österreich stolz sein kann.

So wie (fast) immer im Leben wäre es aber auch hier verfehlt, zu versuchen, die erzielten Erfolge monokausal zu erklären: Es haben auch hier viele zusammengewirkt; aus der Politik und der Verwaltung ebenso wie aus der Wirtschaft.

Die Organe ebenso wie die Mitarbeiter der Energie-Control haben – auch 2015 wieder – ausgezeichnet gearbeitet; und zwar auch dann, wenn es in der einen oder anderen konkreten Situation „etwas schwierig“ zu werden schien.

Für all das möchte ich als AR-Vorsitzender der Energie-Control Austria sehr herzlich danken.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'W. Barfuß'.

**o. Univ.-Prof. DDr. Walter Barfuß**  
Vorsitzender des Aufsichtsrates  
der Energie-Control Austria

**DI Walter Boltz**

Vorstand der Energie-Control Austria

Vor 15 Jahren, im Oktober 2001, wurde der Strommarkt in Österreich liberalisiert, 2002 folgte der Gasmarkt. Wer heute eine „Überregulierung“ im Energiebereich kritisiert, sollte sich die Zeiten damals vor Augen halten. Vor der Liberalisierung wurden die Strom- und Gaspreise, die Verbraucher an ihren jeweiligen Versorger zahlten, gesetzlich geregelt. Die Strompreise etwa legte der Energieminister auf Vorschlag einer Preiskommission, in der unter anderem die Sozialpartner und die Stromwirtschaft vertreten waren, fest. Es gab in jedem Bundesland einen Monopolversorger, der Kunde hatte keine freie Wahl. Auch wenn er mit dem Service unzufrieden war, konnte er den Anbieter nicht wechseln. Von Kunden war damals im Übrigen noch gar nicht die Rede – diese wurden als „Tarifabnehmer“ bezeichnet.

***Kunden können wechseln, freie Preise***

Seither hat sich viel geändert. Jeder Strom- und Gaskunde kann seinen Lieferanten frei wählen – und immer mehr tun das auch. So wurden 2015 insgesamt rund 200.000 Strom- und Gaswechsel verzeichnet. Die Preise bilden sich frei nach dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage. Preislich gibt es große Unterschiede, die günstigsten Strom- und Gaslieferanten sind um einige hundert Euro billiger als die einstigen Monopolversorger. Kunden haben mittlerweile eine große Auswahl: Derzeit gibt es für Haushalte österreichweit 140 verschiedene Stromlieferanten und 30 Gaslieferanten. Energiekonsumenten haben zudem immer mehr Rechte bekommen. Auch der Wechsel selbst wurde immer einfacher und kann bei

den meisten Anbietern inzwischen bequem online erledigt werden.

#### **Energieunion mit Leben füllen**

Die neue EU-Kommission hat als übergeordnetes Ziel im Energiebereich die Schaffung einer europäischen Energieunion vorgegeben. Mit der Energieunion soll die Energieversorgung sicherer, effizienter und klimafreundlicher werden, mehr in Forschung und Entwicklung investiert und der vollständige Energiebinnenmarkt vollendet werden. Diese Zielsetzungen gilt es, Stück für Stück umzusetzen, um die Energieunion mit Leben zu füllen. Die E-Control wird sich auch weiterhin intensiv auf EU-Ebene zur Energieunion und anderen relevanten Energiethemen in den zuständigen Gremien mit ihrem Fachwissen einbringen.

15 Jahre Liberalisierung haben für die Kunden unbestreitbar viel Positives gebracht, auch die Energieunternehmen sind kundenorientierter und effizienter geworden. Mein Dank gilt allen, die zu dieser Entwicklung beigetragen haben. Das Erreichte ist aber kein Grund, um sich selbstzufrieden zurückzulehnen. Es gilt, bereits jetzt an den Rahmenbedingungen für die nächsten 15 Jahre zu arbeiten.



**DI Walter Boltz**  
Vorstand Energie-Control Austria



**Mag. (FH) DI (FH) Martin Graf, MBA**  
Vorstand der Energie-Control Austria

Mit der Liberalisierung des Strommarktes 2001 und des Gasmarktes 2002 startete gleichzeitig auch die Regulierung der Strom- und Gasnetze durch die E-Control. Liberalisieren und gleichzeitig regulieren? Was wie ein Widerspruch klingen mag, ist leicht zu erklären. Denn Liberalisierung bedeutet nicht die völlige Befreiung von jeglichen Regelungen. Liberalisierung bedeutet sicherzustellen, dass sich Marktmechanismen frei entfalten können. Das erfordert auch eine Regulierung der Monopolbereiche, der Strom- und Gasnetze. Die Netze sind natürliche Monopole, weil es gesamtwirtschaftlich wenig sinnvoll wäre, dieselbe Strom- oder Gasleitung zweimal oder öfter zu verlegen. Deshalb erledigt das ein einziges (Monopol-) Unternehmen. Das bedeutet, dass es pro Netzgebiet (im Groben sind das die Grenzen eines Bundeslandes bzw. einer Stadt) nur einen Netzbetreiber gibt.

#### **Neues Modell der Netzentgeltfestlegung**

Was Kunden an Netzkosten ihrem Netzbetreiber zahlen müssen, legt die E-Control

jährlich als zuständige Regulierungsbehörde fest. Mit Anfang dieses Jahres sind die Netzkosten für Strom und Gas zwar gestiegen, seit der Liberalisierung zahlen alle Stromkunden in Österreich aber jährlich rund ein Viertel weniger Netzkosten als noch auf Basis der Entgelte aus 2001. Das ist eine jährliche Ersparnis von mehr als 500 Millionen Euro – und das ohne Berücksichtigung der Inflation. Tatsache ist aber, dass sich die Stromversorgung stark geändert hat und dieser Wandel unter anderem hohe Investitionen in die Stromnetze erfordert. Daher muss auch das Modell der Netzentgeltfestlegung entsprechend angepasst werden. Dieses neue System wird gemeinsam mit der Branche und den Sozialpartnern erarbeitet und diskutiert.

#### **Wandel der Energieversorgung**

Wie bereits erwähnt, hat sich die Energieversorgung in den vergangenen 15 Jahren dramatisch gewandelt. Früher war die Energiewelt einfach und simpel. Der Strom wurde überwiegend in Großkraftwerken produziert und von dort an

die Verbraucher geliefert. Jeder der großen Versorger hatte sein eigenes Marktgebiet, Konkurrenz und Wettbewerb waren Fremdwörter, der Wechsel eines Kunden nicht möglich. Jetzt produzieren immer mehr Verbraucher ihren Strom selbst – sie sind nicht nur Konsumenten, sondern gleichzeitig Produzenten. Der Wettbewerb hat deutlich zugenommen, immer mehr Lieferanten rittern um die Gunst der Kunden.

Die Digitalisierung schreitet auch in der E-Wirtschaft immer weiter voran, neue innovative Geschäftsmodelle kommen auf den Markt. Die E-Control wird alles unternehmen, um auch für diese neuen Geschäftsmodelle wettbewerbsfördernde Rahmenbedingungen sicherzustellen.

#### **Investitionen in die Netze**

Jetzt haben die Netzbetreiber dafür zu sorgen, dass das Netz zukunftsfit wird und für die technologischen Herausforderungen gerüstet ist. Dafür wird die E-Control wie bisher marktkonforme Investitionsanreize setzen, um das analoge Stromnetz in ein digitales,

smartes Stromnetz der Zukunft zu entwickeln. Diese Investitionen sind nicht nur für die Versorgungssicherheit wichtig, sondern tragen auch zu einem Wirtschaftswachstum und zu Beschäftigung am Wirtschafts- und Arbeitsstandort Österreich bei.

Mein Dank für die gute Zusammenarbeit im vergangenen Jahr gilt unseren Mitarbeitern, unseren Partnern, Wegbegleitern und der Branche. Es wurde viel weitergebracht. Nicht minder viel steht für die kommenden Jahre an – nämlich der Umbau zu einem smarten, sicheren und nachhaltigen Energiesystem der Zukunft. Die E-Control und alle ihre Mitarbeiter stehen mit ihrem Know-how dafür zur Verfügung, diesen Weg zu beschreiten.



**Mag. (FH) DI (FH) Martin Graf, MBA**  
Vorstand Energie-Control Austria

# EINLEITUNG – MASSGEBLICHE ENTWICKLUNGEN IM JAHR 2015

## Preis- und Mengenentwicklung im Jahr 2015

### **MENGEN**

Insgesamt wurden im Berichtsjahr 84,4 TWh oder 7,5 Mrd Nm<sup>3</sup> Erdgas an Endkunden abgegeben. Dies entspricht einem Verbrauchszuwachs um 7,1%. Damit ist erstmals seit 2013 wieder der inländische Gasverbrauch über einen längeren Zeitraum gestiegen.

Aufbringungsseitig ist anzumerken, dass die inländische Produktion weiterhin rückgängig war und um 4,4% gegenüber dem Vorjahr reduziert wurde. Da die Importe nahezu gleich blieben – sie nahmen um 1,6% zu – und die Exporte mit 6,6% doch vergleichsweise deutlich zunahm, musste der aufbringungsseitige Saldo durch vermehrte Speicherabrufe ausgeglichen werden. Insgesamt stieg damit die Speicherentnahme um 21,7%, während die Befüllung um 18,2% zurückging.

Durch die erhöhte Netto-Speicherentnahme war auch der Speicherstand zum Jahresende niedriger als im Vorjahr. Er erreichte 5,0 Mrd. Nm<sup>3</sup> oder 55,6 TWh, was einem Füllungsgrad von 60,4% entspricht. Trotzdem war der Speicherinhalt der zweithöchste (mit dem nahezu gleich hohen aus 2011) seit 2009. Bezogen auf den Verbrauch entspricht der Speicherstand rund zwei Drittel des Berichtsjahres.

Der Inlandstromverbrauch stieg 2015 im Bereich des öffentlichen Netzes um 1,9% oder 1,1 TWh und in der gesamten Versorgung um

1,7% oder 1,2 TWh. Dabei war in allen Monaten, mit Ausnahme des Mai, jeweils ein Verbrauchsanstieg zu verzeichnen.

Die Stromaufbringung war, vor allem im zweiten Halbjahr, durch einen starken Rückgang der Wasserkrafterzeugung gekennzeichnet: Die Laufkraftwerke erzeugten insgesamt um 2,4 TWh bzw. 9,5% und die Speicherkraftwerke um 1,2 TWh oder 8,0% weniger. Demgegenüber erzeugten die Wärmekraftwerke um 3,07 TWh oder 21,7% mehr. Die Windeinspeisung stieg, vor allem infolge von Neuinbetriebnahmen, um 29,8% oder 0,9 TWh an.

Gegenüber dem Ausland erhöhten sich sowohl die Importe wie auch die Exporte stark, sodass sich der Austauschsaldo (Importe vermindert um Exporte) um 8,4% erhöhte.

In den Großspeichern waren mit Ende Dezember 1,6 TWh vorrätig, was einem Füllungsgrad von 51,4% entspricht. Dieser war, bedingt einerseits durch stärkeren Speichereinsatz in den Wintermonaten und einem geringeren natürlichen Zufluss in den Sommermonaten, um 4,6% unter dem des Vorjahres, liegt damit aber trotzdem im Schwankungsbereich der letzten Jahre.

### **Entwicklung Ökostrommengen**

Wie in den vergangenen Jahren kam es 2014 nicht nur zu einem Anstieg des geförderten Ökostroms, sondern auch der

Anteil am gesamten Endverbrauch konnte gesteigert werden. Der Anteil des geförderten Ökostroms stieg von 12,6% (7.140 GWh Ökostrom bei einer Abgabe an Endverbraucher von 56.841 GWh) auf 14,5% (8.199 GWh bei einer Abgabe an Endverbraucher von 56.514 GWh). Die Erzeugung aus gefördertem Ökostrom konnte im Jahr 2014 um 14,8% gesteigert werden.

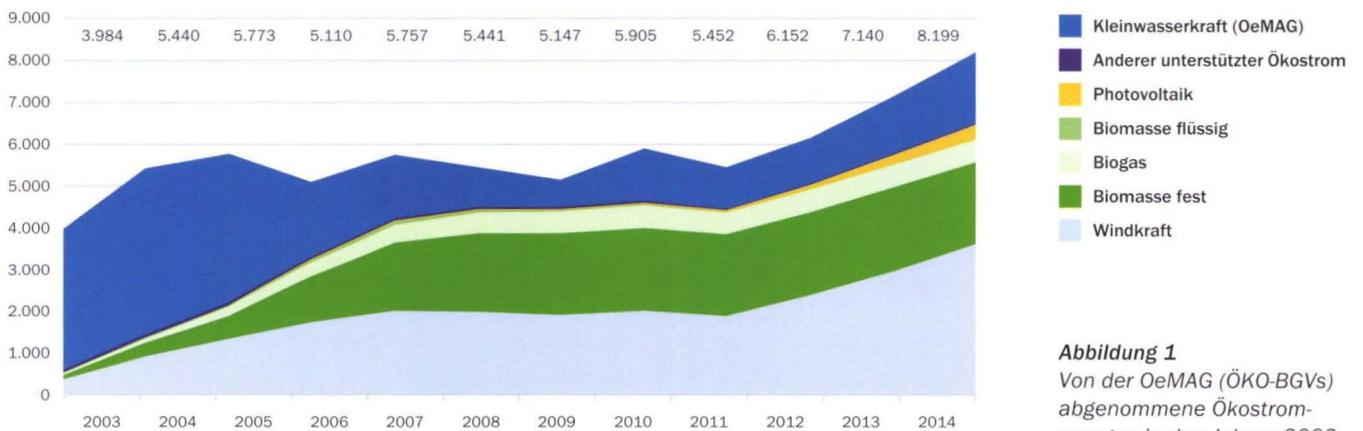
Bezogen auf die einzelnen Technologien ergibt sich ein ähnliches Bild wie in den vergangenen Jahren. Den größten Zuwachs gab es im Bereich der Windkraft mit zusätzlichen 670 GWh. Bei der Kleinwasserkraft wurden um 332 GWh mehr Strom abgenommen und bei der Photovoltaik waren es 136 GWh.

Prozentual bedeutet das für die einzelnen Technologien eine Steigerung von 2013 auf 2014 um:

- > Kleinwasserkraft +24%
- > Windkraft +23%
- > Photovoltaik +63%

Im Bereich der rohstoffabhängigen Technologien sowie bei Deponie- und Klärgas und der Geothermie wurde 2014 weniger Strom vergütet. Nach 2.584 GWh im Jahr 2013 gingen die von der OeMAG aus diesen Quellen abgenommenen Mengen 2014 auf 2.505 GWh zurück. Diese Entwicklungen sind in Abbildung 1 „Von der OeMAG (ÖKO-BGVs) abgenommene Ökostrommengen in den Jahren 2003 bis 2014“ dargestellt.

**VON DER OEMAG ABGENOMMENE ÖKOSTROMMENGEN 2003 BIS 2014 in GWh**



**Abbildung 1**  
Von der OeMAG (ÖKO-BGVs) abgenommene Ökostrommengen in den Jahren 2003 bis 2014

Quelle: OeMAG, E-Control

<b>ÖKOSTROM - EINSPEISEMENGEN UND VERGÜTUNGEN IN ÖSTERREICH</b>				
<b>1. Halbjahr 2015 im Vergleich zum 1. Halbjahr 2014</b>				
Energieträger	Einspeise- menge in GWh	Vergütung netto in Mio. EUR	Geförderter Ökostrom- Einspeiseanteil in % an der Gesamt- abgabemenge	Durchschnitts- vergütung in Cent/kWh
<b>1. Halbjahr 2015</b>			1)	
Kleinwasserkraft (unterstützt)	824	42,7	2,84%	5,19
<b>Sonstige Ökostromanlagen</b>	<b>4.088</b>	<b>464,9</b>	<b>14,11%</b>	<b>11,37</b>
Windkraft	2.545	224,5	8,8%	8,82
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	1.039	137,4	3,6%	13,22
Biomasse gasförmig *)	281	49,6	1,0%	17,62
Biomasse flüssig	0,03	0,005	0,0001%	13,73
Photovoltaik	214	53,1	0,74%	24,84
Deponie- und Klärgas	10	0,4	0,03%	4,54
Geothermie	0,03	0,001	0,0001%	3,25
<b>Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen</b>	<b>4.913</b>	<b>507,7</b>	<b>16,95%</b>	<b>10,33</b>
<b>1. Halbjahr 2014</b>			2)	
Kleinwasserkraft (unterstützt)	794	40,1	2,8%	5,05
<b>Sonstige Ökostromanlagen</b>	<b>3.176</b>	<b>366,7</b>	<b>11,2%</b>	<b>11,55</b>
Windkraft	1.779	146,3	6,3%	8,22
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	944	127,2	3,3%	13,48
Biomasse gasförmig *)	270	47,4	1,0%	17,56
Biomasse flüssig	0,1	0,01	0,0003%	11,56
Photovoltaik	172	45,3	0,61%	26,29
Deponie- und Klärgas	10	0,5	0,04%	4,71
Geothermie	0,3	0,010	0,001%	3,52
<b>Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen</b>	<b>3.970</b>	<b>406,8</b>	<b>14,0%</b>	<b>10,25</b>

**Abbildung 2**  
Ökostromeinspeisemengen  
und -vergütungen im 1. Halb-  
jahr 2015 im Vergleich zum  
1. Halbjahr 2014

\*) inklusive Betriebskostenzuschläge

1) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 28.975 GWh für das 1. Halbjahr 2015 (Stand 08/2015)

2) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 28.345 GWh für das 1. Halbjahr 2014 (Stand 08/2015)

Quellen: OeMAG, E-Control

Vergleicht man die Werte des 1. HJ. 2015 mit jenen aus dem 1. HJ. 2014, so ist zu erwarten, dass für das Jahr 2015 in Summe erneut mit einer Steigerung zu rechnen ist. Die größten Zuwächse sind wieder im Bereich der Wind- und Kleinwasserkraft sowie der Photovoltaik zu erwarten. Sollte sich der Endverbrauch im 2. HJ. 2015 ähnlich weiterentwickeln, so ist für das Gesamtjahr mit einem Anteil des geförderten Ökostroms von rund 17% zu rechnen.

**GROSSHANDELSPREISE INKL.  
MARKTMONITORING GROSSHANDEL  
Preisentwicklung**

**Strom Großhandelsmarkt 2015**

Im deutsch-österreichischen Stromgroßhandelsmarkt gab es 2015 eine Fortsetzung der Entwicklungen des Vorjahrs. Der kurzfristige Bereich, d.h. Intraday, Day-ahead-Markt oder andere Handelsprodukte mit Lieferzeitpunkt in naher Zukunft, zeichnete sich durch sehr geringe Volatilität und ein moderates Preisniveau aus. Durch die wirtschaftliche Entwicklung ist der Stromverbrauch gegenüber dem Vorkrisenjahr 2007 in Deutschland um 5,1% gesunken und in Österreich mit 1,5% leicht gestiegen (Quelle: Destatis, Statistisches Bundesamt bzw. E-Control). Insgesamt lagen Österreich und Deutschland zusammen mit einem Verbrauch von 659 TWh im Jahr 2014 damit etwa auf dem Niveau

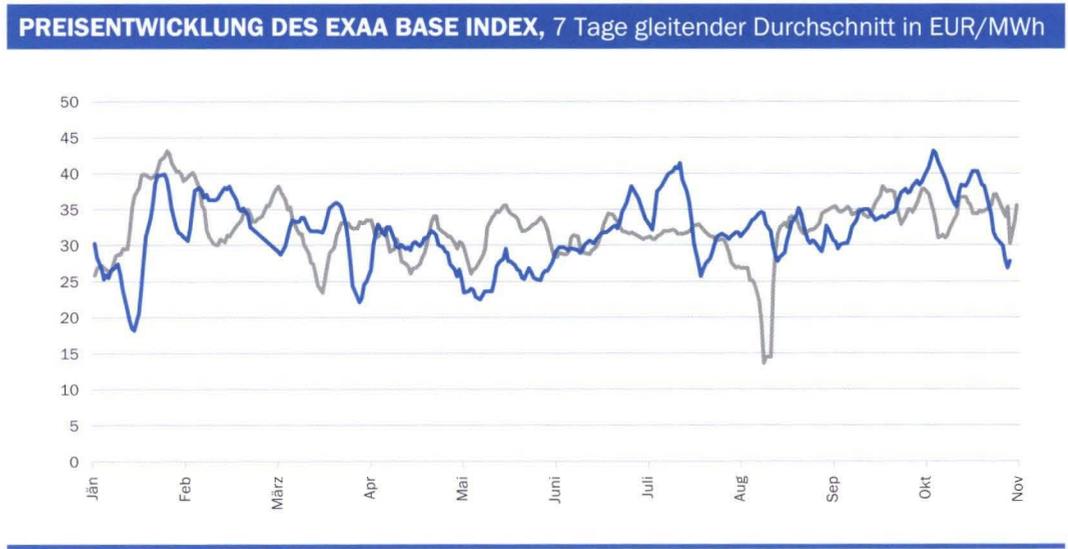
von 2002/2003. Im Jahr 2015 zeigen die Zahlen für die ersten Quartale ebenfalls keine nennenswerten Wachstumsimpulse. Neben mangelnden positiven Signalen auf der Nachfrageseite hatte 2015 weiterhin die vorrangige Einspeisung der subventionierten PV- und Windmengen einen erheblichen Einfluss auf die Merit Order und die daraus resultierenden Preise. Zwar kamen in Deutschland im letzten Jahr weniger PV und Windanlagen ans Netz als in den Vorjahren, mit über 78 GW installierter Engpassleistung (40 GW Wind, 38 GW PV) für Österreich/ Deutschland im Jahr 2015 entsprach dies immerhin einem Zuwachs von rund 3 GW gegenüber dem Vorjahr.

Bei den konventionellen Energieträgern geriet dadurch hauptsächlich die Stromerzeugung aus Erdgas in Österreich/Deutschland unter Druck, hier fiel der Beitrag zur deutschen Bruttostromerzeugung von 14% im Jahr 2011 auf 9,6% im Jahr 2014 (Quelle: Destatis, Statistisches Bundesamt). In Österreich fiel der Anteil der Erzeugung der Wärmekraftwerke an der gesamten Versorgung im gleichen Zeitraum von 39,4% auf 24,5%. Die Bruttostromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik stieg in Österreich von 3% auf 6,6% und in Deutschland von 11,2% auf 14,7%. Die Erzeugung aus Braunkohle und Steinkohle, die in Deutschland im Gegensatz zu Österreich

eine nicht unerhebliche Rolle spielt, konnte aufgrund der günstigen Kohlepreise dort um rund 2% zulegen. Diese Verschiebungen im Kraftwerkspark und der Stromerzeugung, sowie das niedrige Preisniveau aller Primärenergieträger sorgten daher ähnlich wie im Vorjahr für moderate Grundlastpreise von rund 32 Euro/MWh.

Im Terminmarkt herrschte 2015 unter den HändlerInnen weiter eine tendenziell pessimistische Erwartung was die Preissituation in den nächsten Jahren betrifft, vor. Die Jahreskontrakte für 2017 und 2018 wurden das Jahr über tendenziell unter dem Year-Ahead gehandelt, es konnte also weiterhin „Backwardation“ beobachtet wer-

den. In Summe gehen also HändlerInnen in den nächsten Jahren weiter von einer sehr komfortablen Situation am Strommarkt aus, wobei die Möglichkeit, dass in einzelnen Stunden aufgrund der stark volatilen Einspeisung von Wind und PV auch hohe Preispitzen auftreten können im Preis für das Jahresgrundlastband dabei nicht berücksichtigt wird. Ab dem 3. Quartal erreichten sowohl das Grundlastband 2016 wie 2017 Preise von deutlich unter 30 Euro/MWh. Betrachtet man die Year-Ahead Futures dabei über die letzten zehn Jahre (Abbildung 4), wird erkennbar, dass das Preisniveau signifikant unter jenem von 2005 lag und sich die Annäherung von Base- und Peakkontrakten sich langsam fortsetzte.



**Abbildung 3**  
 Preisentwicklung am Spotmarkt Strom der EXAA, Base Index im 7 Tage gleitenden Durchschnitt

Quelle: EXAA, Berechnungen E-Control

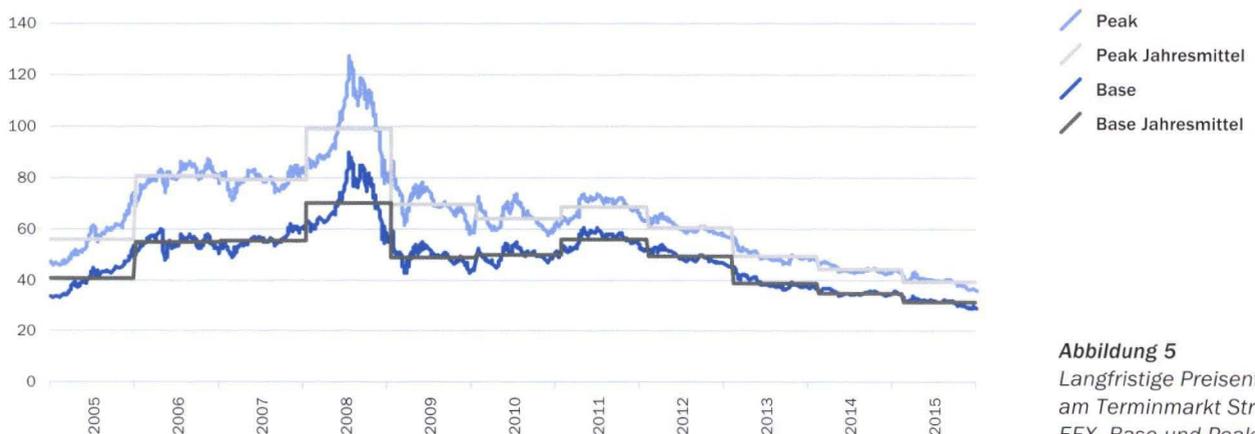
**PREISENTWICKLUNG DER EEX GRUNDLAST-JAHRESKONTRAKTE in EUR/MWh**



**Abbildung 4**  
Preisentwicklung am Terminmarkt Strom der EEX, Base-Kontrakt für die Lieferjahre 2016 bzw. 2017

Quelle: EEX

**HISTORISCHE PREISENTWICKLUNG EEX YEAR-AHEAD KONTRAKTE in EUR/MWh**



**Abbildung 5**  
Langfristige Preisentwicklung am Terminmarkt Strom der EEX, Base und Peak Year-ahead

Quelle: EEX, Berechnungen E-Control

### **Preisentwicklung**

#### **Gas Großhandelsmarkt 2015**

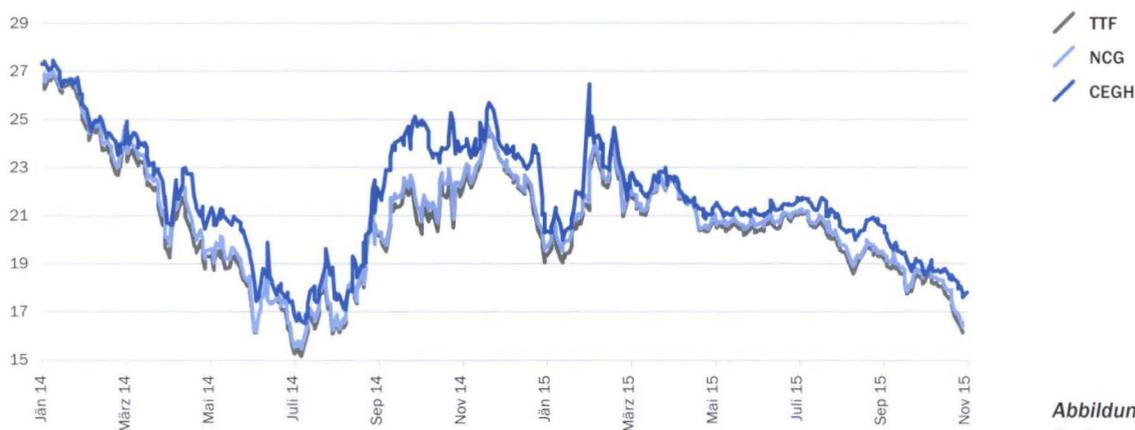
Im Gegensatz zum Vorjahr kam es im 3. Quartal 2015 im kurzfristigen Gashandel zu einem regelrechten Preisverfall. An einzelnen europäischen Gashandelsplätzen konnten Preise von unter 17 Euro/MWh erzielt werden. Auch der österreichische VTP (CEHG) folgte mit leichten Aufschlägen dieser Entwicklung. Damit wurde bereits ein ähnliches Preisniveau wie im äußerst günstigen Sommer 2014 erreicht, langfristig betrachtet konnte im Day-ahead-Markt ein derartiges Preisniveau im Nachgang zur Finanz- und Wirtschaftskrise 2009/2010 beobachtet werden. Im Vergleich dazu lagen beispielsweise die Preise 2012 und 2013 über 25 Euro/MWh.

Bereits der Sommer 2015 war mit 21 Euro/MWh durch ein moderates Preisniveau gekennzeichnet, das allerdings noch durch die vermehrten West-Ost-Flüsse und die Nachfrage nach Reverse Flow in die Ukraine gestützt wurde. Mit der erneuten Einigung zwischen Russland und der Ukraine im September 2015, welche die Gasversorgung bis März 2016 in der Ukraine sicherstellen soll, setzte ein Rückgang der Nachfrage nach Gasflüssen in diese Region ein. Damit einher ging ein temperaturmäßig sehr moderater Beginn des Wintergashalbjahres mit Temperaturen weit über dem langjährigen Mittel. Diese Entwicklungen lösten dann den Preisverfall ab Ende September aus (Abbildung 7). Während die Preisspreads des CEGH mit dem niederländischen TTF oder dem deutschen NCG nicht

an das Ausnahmejahr 2013 heranreichen konnten, in dem im Jahresmittel vernachlässigbare Preisdifferenzen zu beobachten waren, lag der Preisaufschlag 2015 im Mittel unter jenem der Vorjahre. Gegenüber dem deutschen NCG lag der Preis am VTP im Day-ahead-Bereich gut 50 Cent/MWh im Jahresmittel höher.

Abseits dieser gasspezifischen Entwicklungen erwarteten auch die Ölhändler sinkende Preise im Jahr 2015 für ihr Produkt. Abbildung 6 „Entwicklung der Gas- bzw. Rohölpreise in Europa (TTF, Brent) und den USA (Henry Hub, WTI)“ zeigt dabei die Entwicklung der Rohölpreise in Europa (Sorte Brent) und in Nordamerika (WTI). Während im Jahr 2013 bzw. bis September 2014 ein Barrell für über 100 USD gehandelt wurde, fielen die Preise für die Sorte Brent bis Jänner 2015 auf unter 50 USD/bbl. Im Jahresverlauf konnten die Preise dann bis Sommer 2015 wieder auf über 65 USD/bbl zulegen, bevor dann ab August ein weiterer Preissturz zu verzeichnen war. Der besonders starke Preisdruck ab Sommer 2015 wurde maßgeblich durch die Nervosität der Investoren aufgrund schlechter Wirtschaftsmeldungen aus China ausgelöst. Ängste bezüglich eines sich dadurch verlangsamenden weltweiten Wirtschaftswachstums und die einhergehende Stagnierung der Energienachfrage sorgten für starke Preisabschläge bis zum Jahresende 2015. Auch angebotsseitig war die wachsende Produktion von Rohöl, allen voran in Ländern, die vormals stark importabhängig waren, ein

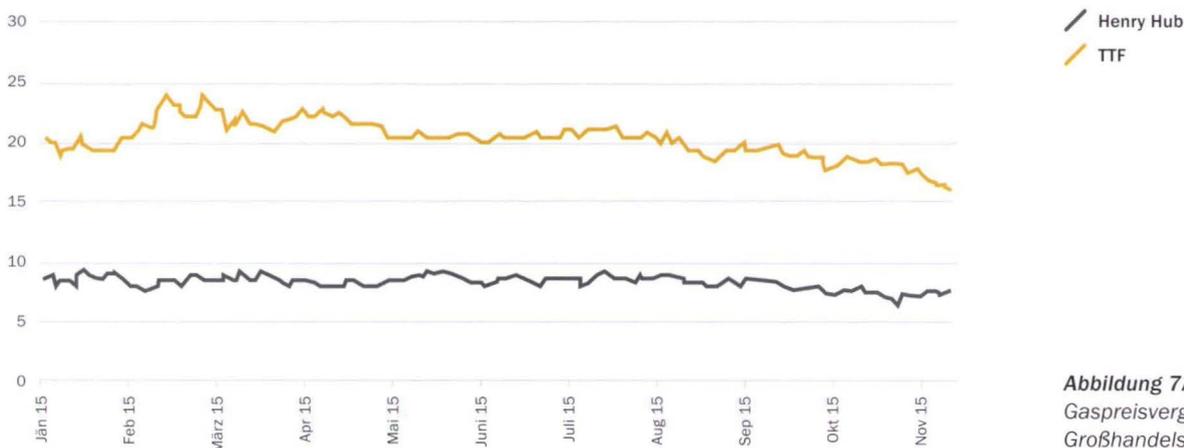
**PREISENTWICKLUNG EUROPÄISCHER GASHUBS AM DAY-AHEAD-MARKT in EUR/MWh**



**Abbildung 6**  
Preisentwicklung an den Gashubs im Day-ahead-Markt

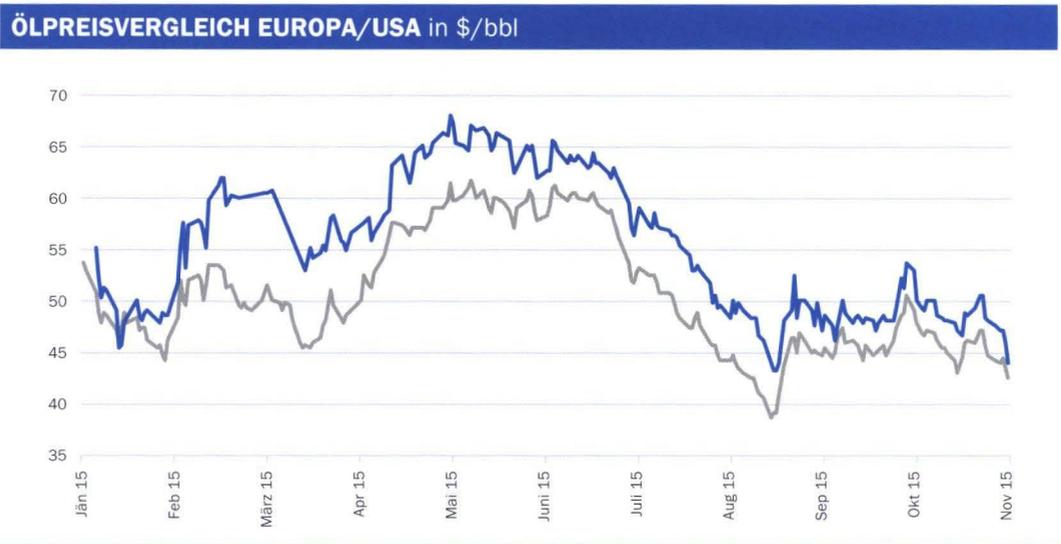
Quelle: ICIS Heren, CEGH Gas Exchange

**GASPREISVERGLEICH EUROPA/USA in EUR/MWh**



**Abbildung 7A**  
Gaspreisvergleich in den Großhandelsmärkten in Europa und den USA

Quelle: GoBoerse, OenB, ICIS Heren, Berechnungen E-Control



**Abbildung 7B**  
Ölpreisvergleich in den  
Großhandelsmärkten in  
Europa und den USA

Quelle: GoBoerse, OenB, ICIS Heren, Berechnungen E-Control

entscheidender Faktor. Obwohl sich Gas mittlerweile größtenteils als eigenständige Commodity im Großhandel etabliert hat, werden größere Preisausschläge wie Ende August 2015, als der amerikanische Ölpreis auf unter 40 USD/bbl fiel, durchaus auf die Gasmärkte übertragen. Der generelle Abwärtstrend, der durch die schlechten wirtschaftlichen Aussichten im Herbst 2015 einsetzte, hatte demnach nicht nur in Europa, sondern auch am amerikanischen Gasknotenpunkt Henry Hub einen dämpfenden Effekt. Dort fielen die Gaspreise gegen Jahresende auf unter 6 Euro/MWh (Abbildung 6 „Entwicklung der Gas- bzw. Rohölpreise in Europa [TTF, Brent] und den USA [Henry Hub, WTI]“).

Am Gas-Terminmarkt folgten die Preise dem generellen Trend der Within- und Day-ahead-Märkte. Startete das Jahr noch recht kräftig mit Preisen über 23 Euro/MWh, verfielen die Notierungen der Jahreskontrakte in den deutschen Marktgebieten NCG und Gaspool im Zeitablauf zunehmend. Noch stärker als im kurzfristigen Handel spielen im Terminmarkt die Erwartungen der Händler über zukünftige Entwicklungen eine entscheidende Rolle. Daher waren 2015 in diesem Bereich pessimistische wirtschaftliche Prognosen sowie die generell optimistisch prognostizierte Versorgungslage von Erdgas in Europa ausschlaggebend. Als Zeichen für die fortschreitende Integration der Märkte bewegten sich die beiden deutschen Hubs dabei auf gleichem

### PREISENTWICKLUNG AM GASTERMINMARKT in EUR/MWh



**Abbildung 8**  
Preisentwicklung im Gasgroßhandel, Jahreskontrakt 2016

Quelle: EEX

Preisniveau. Am österreichischen VTP wird der Jahreskontrakt bzw. das Frontjahr an der Börse zum Handel angeboten, jedoch gab es lediglich an einem Tag Ende Juni einen tatsächlichen Umsatz. Regelmäßigere börsliche Trades gibt es hier bei den Futures mit verhältnismäßig kürzerer Fälligkeit wie Month-ahead oder 2-Months-ahead.

#### ENDKUNDENPREISE

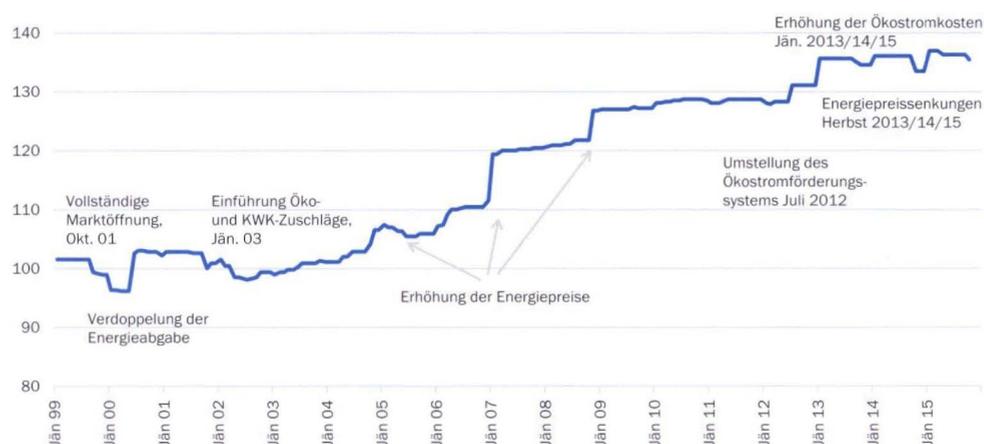
Am Endkundenmarkt hat sich 2015 einiges getan, auch wenn die Endkundenpreise bei Weitem nicht das Preisniveau des Großhandelsmarktes erreicht haben. Die Energiepreise werden seit der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 2001 nicht reguliert. Behördlich festgelegt werden die Systemnut-

zungstarife (durch die Regulierungsbehörde) sowie Steuern und Abgaben (durch Bund, Länder, Gemeinden). Die Systemnutzungstarife werden bis auf den Messpreis, der als Höchstpreis definiert ist, als Festpreise festgesetzt. Netzbetreiber können somit den Messpreis auch niedriger ansetzen, haben dabei jedoch alle Kunden gleich zu behandeln, d.h., je Zählertyp ist allen Netzkunden ein einheitlicher Preis in Rechnung zu stellen.

#### Strom

Die Entwicklung des Strom-Verbraucherpreisindex (VPI) spiegelt die Entwicklung der Gesamtkosten bei Haushaltskunden wider und berücksichtigt neben Energiepreis auch Netznutzungskosten (inkl. Messentgelte), Steuern

### ENTWICKLUNG DES STROM-VERBRAUCHERPREISINDEX



**Abbildung 9**  
Entwicklung des Strom-  
Verbraucherpreisindex  
(Index Oktober 2001 = 100)

Quelle: Statistik Austria, E-Control

und Abgaben. Anfang 2015 ist der VPI-Strom, wie auch in den beiden Jahren zuvor, gestiegen und erreichte mit 136,7 Punkten den Höchststand seit der Marktliberalisierung (Abbildung 9).

Die Steigerung ist vor allem auf die Änderung der Ökostromkosten zurückzuführen. Hierbei wurden die verbrauchsbezogenen Komponenten geringfügig gesenkt, die Ökostrompauschale dagegen stark erhöht. Für einen Musterhaushalt bedeutete dies eine Erhöhung der Ökostromkosten von 68 Euro/a (exkl. USt.) auf 86 Euro/a (exkl. USt.). Seit dem 1.2.2015 wird allen Kunden eine – je

nach Netzebene unterschiedlich hohe – KWK-Pauschale verrechnet, für Haushalte beträgt sie 1,25 Euro/a.

Die Systemnutzungsentgelte stiegen Anfang 2015 im österreichischen Durchschnitt geringfügig um 0,27%. Mit 5,3% verzeichneten hierbei Haushalte in Klagenfurt den höchsten Anstieg, in Linz kam es zu einer Preissenkung von 8%.

Eine Entspannung brachten die Energiepreissenkungen einiger Anbieter, u.a. der Salzburg AG (-6%), der Energie Steiermark (-11%) und der Energie Graz (-10%) in der ersten Hälfte des

Jahres und der Energie-Allianz-Unternehmen – Energie Burgenland (-5,9%), EVN (-4,5%) und Wien Energie (-4,7%) – im Herbst. Insgesamt haben 48 Stromlieferanten ihre Energiepreise zwischen zwei und 20% reduziert, was für einen Musterhaushalt eine Ersparnis gegenüber dem Vorjahr von bis zu 65 Euro<sup>1</sup> brutto ausmachen kann. Von den fallenden Großhandelspreisen haben die Kunden der Linz AG und der Energie AG in Oberösterreich sowie jene der Kelag und der Energie Klagenfurt in Kärnten und der Tiwag in Tirol im Jahr 2015 nicht profitiert, da diese Lieferanten ihre Energiepreise nicht gesenkt haben.

Anfang November betrug der Energiepreis beim Bestbieter im Haushaltskundenbereich

2,98 Cent/kWh inkl. Neukundenrabatten (Pullstrom), was sogar um 30% unter dem günstigsten Angebot des Vorjahresmonats von 4,35 Cent/kWh lag, das auch bei Pullstrom zu finden war. Der gewichtete Energiepreis Österreichs hat sich im gleichen Zeitraum von 7,24 Cent/kWh auf 6,95 Cent/kWh wesentlich weniger reduziert, also um nur vier Prozent. Die Terminmarktpreise sind dagegen um 15% gesunken.<sup>2</sup> Da Preise für Industriekunden enger und zeitnaher an die Großhandelspreise gebunden sind als dies bei Kleinkunden der Fall ist, profitierte die Industrie auch mehr vom Preisverfall. Ihre Preise lagen im ersten Halbjahr 2015 im Vergleich zur zweiten Hälfte des Vorjahres um 7% niedriger (Abbildung 10).

**ENERGIEPREISE ENDVERBRAUCHER VS. EEX TERMINMARKTPREISE in Cent/kWh**



**Abbildung 10**  
Energiepreise Strom der Endverbraucher vs. EEX-Terminmarktpreise Year-ahead

Quelle: Tarifikalkulator und Industriepreiserhebung E-Control und EPEX/EEX

<sup>1</sup> Bruttoersparnis berücksichtigt Energiekosten inkl. Umsatzsteuer  
<sup>2</sup> Monatsdurchschnitte der Terminmarktpreise Year-ahead an der EEX/EPEX Börse

Die Gaskosten für Haushalte sind im Jahr 2015 gesunken, was vor allem auf die Reduktionen der Energiepreise seitens der Lieferanten zurückzuführen ist. Im österreichischen Durchschnitt reduzierten sich die Systemnutzungsentgelte nur geringfügig um 0,42%, wobei einzeln betrachtet starke Unterschiede nach Netzbereichen zu beobachten waren – Haushalte in Klagenfurt verzeichneten mit 6,22% den höchsten Anstieg, Haushalte in Niederösterreich mit drei Prozent die höchste Preissenkung.

Seit Jahresbeginn haben insgesamt neun von 33 Lieferanten ihre Energiepreise für

Haushaltskunden zwischen drei und zehn Prozent gesenkt, u.a. die Tigas (-3,2%), die VKW (-4,5%), die Energie Steiermark (-7,5%), die Energie Graz (-9,2%), die Unternehmen der Energie Allianz (Energie Burgenland, EVN und Wien Energie um -4,8%) und die Stadtwerke Bregenz (-4,46%). Die Energie AG gewährte ihren Bestandskunden Preisnachlässe in Form von zeitlich begrenzten Rabatten. Der gewichtete Energiepreis der regionalen Lieferanten für Dezember ist dadurch im Vergleich zum Vorjahresmonat um fünf Prozent gesunken. Dagegen sind die Industriepreise, die den Importerdgaspreisen mit etwas Verzögerung folgen, in der ersten

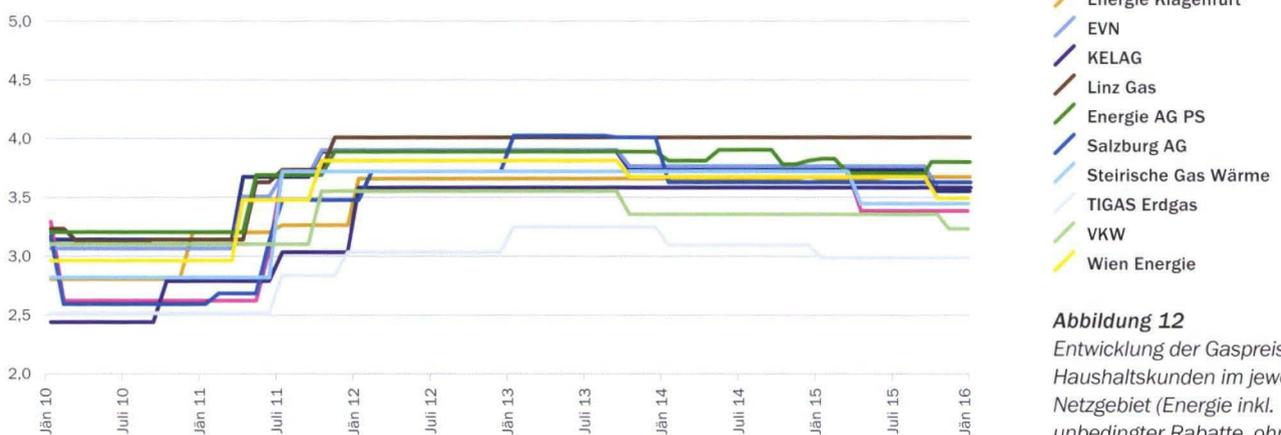
**GROSSHANDELSPREISE VS. ENDKUNDENPREISE (Index 2007 = 100)**



**Abbildung 11**  
Energiepreise Gas der Endverbraucher vs. Importerdgaspreise

Quelle: Tarifikalkulator und Industriepreiserhebung E-Control, Statistik Austria

### ENERGIEPREISE GAS FÜR HAUSHALTE OHNE NEUKUNDENRABATTE in Cent/kWh



**Abbildung 12**

Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (Energie inkl. unbedingter Rabatte, ohne Netz, Steuern und Abgaben) Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 15.000 kWh/Jahr

Quelle: Tarifkalkulator E-Control

Hälfte 2015 im Durchschnitt um drei Prozent gestiegen (Abbildung 11).

Anfang November 2015 betrug der Energiepreis für Haushaltskunden beim Bestbieter österreichweit 1,79 Cent/kWh inkl. Neukundenrabatte (goldgas), was deutlich unter dem günstigsten Angebot des Vorjahresmonats von 2,38 Cent/kWh (gasdiskont) lag. Trotz der einzelnen Preisreduktionen befinden sich die Energiepreise der angestammten Lieferanten mit 2,99 bis 4,01 Cent/kWh noch immer auf einem viel

höheren Niveau (Abbildung 12). Dadurch kann das Einsparpotenzial beim Wechsel zum günstigsten Lieferanten je nach Verbrauchsmenge sehr hoch ausfallen. Das Einsparpotenzial ist in den letzten zwei Jahren ununterbrochen gestiegen, da die neuen alternativen Lieferanten mit niedrigen Preisen stark um die Marktanteile kämpfen.

## Entwicklung des rechtlichen Rahmens im Jahr 2015

### **ÄNDERUNG TARIFIERUNG VERTEILERNETZEBENE**

#### ***Dritte Anreizregulierungsperiode der Stromverteilernetze***

Seit 1. Jänner 2014 läuft die dritte Anreizregulierungsperiode für die österreichischen Stromverteilernetzbetreiber. Die Kostenentwicklungen der Verteilernetzbetreiber werden seither auf Basis eines entsprechend weiterentwickelten Regulierungsmodells reguliert. Die Ausgestaltung der Regulierungssystematik wurde im Rahmen von zwei Papieren öffentlich konsultiert und die entsprechenden Festlegungen des Vorstandes sind in einem mehr als 100 Seiten starken Regulierungsdokument zusammengefasst, das auf der Homepage der E-Control zum Download bereitsteht.

Durch einen entsprechenden Antrag auf Kostenfeststellung und Festsetzung von Ausgleichszahlungen gemäß § 50 Abs. 6 EIWOG 2010 eines dem Netzbereich Niederösterreich zuzuordnenden Verteilernetzbetreibers wurde mit Beschluss des Vorstandes der E-Control ein Verfahren zur Feststellung der Kosten, der Zielvorgaben sowie des Mengengerüsts gemäß § 48 EIWOG 2010 für sämtliche Netzbetreiber im Netzbereich Niederösterreich eingeleitet. Dadurch kam es im Jahr 2015 zu einer Kostenprüfung von acht neuen Unternehmen, die während der laufenden dritten Anreizregulierungsperiode in das Regulierungsre-

gime miteinbezogen wurden. Hätte man ein neuerliches Benchmarking-Verfahren unter Einbeziehung der neu hinzukommenden Unternehmen durchgeführt, wären auch Auswirkungen auf die Zielvorgaben der übrigen Unternehmen zu erwarten gewesen – ein Effekt, der im Sinne der Stabilität und Vorhersehbarkeit des Regulierungsmodells während der Regulierungsperiode vermieden werden sollte. Aus diesem Grund wurde für die neu geprüften niederösterreichischen Unternehmen von einer Ermittlung individueller Zielvorgaben mittels Benchmarking abgesehen und eine generelle Produktivitätsvorgabe iHv 3,5% festgelegt.

#### ***Zweite Anreizregulierungsperiode der Gasverteilernetze***

Im Gasverteilernetzbereich wurde für 2012 die Kostenermittlung zum letzten Mal anhand der Systematik für die erste Regulierungsperiode durchgeführt. Für die zweite Regulierungsperiode vom 1. Jänner 2013 bis 31. Dezember 2017 wurde der Regulierungsrahmen geringfügig angepasst. 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“. Die Ausgestaltung der Regulierungssystematik zu Gas wurde ebenfalls öffentlich konsultiert und steht auf der Homepage der E-Control zum Download bereit.

### ÖKOSTROMPAUSCHALE- VERORDNUNG 2015

Für das Jahr 2015 war neben dem Ökostromförderbeitrag auch die Ökostrompauschale neu festzulegen. Am 18. Dezember 2014 wurde die Ökostrompauschale-Verordnung 2015 kundgemacht.

In Abbildung 13 ist diese Entwicklung dargestellt. Aufgrund des im ÖSG 2012 vorgesehenen Mechanismus kam es dabei zu einer Verdreifachung auf den einzelnen Netzebenen.

ENTWICKLUNG DER ÖKOSTROMPAUSCHALE		
	2012-2014	2015-2017
für die auf Netzebene 1 bis 3 angeschlossenen Netznutzer	35.000 Euro	104.444 Euro
für die auf Netzebene 4 angeschlossenen Netznutzer	35.000 Euro	104.444 Euro
für die auf Netzebene 5 angeschlossenen Netznutzer	5.200 Euro	15.517 Euro
für die auf Netzebene 6 angeschlossenen Netznutzer	320 Euro	955 Euro
für die auf Netzebene 7 angeschlossenen Netznutzer	11 Euro	33 Euro

**Abbildung 13**  
Entwicklung der Ökostrompauschale

Quelle: E-Control

## Entwicklung des europäischen regulatorischen Rahmens im Jahr 2015

### SOMMERPAKET DER EUROPÄISCHEN KOMMISSION

Am 15. Juli 2015 publizierte die Europäische Kommission das sogenannte „Sommerpaket“ als ersten konkreten Vorschlag ihrer Überlegungen zur Energieunion.

- > Consultation Paper on Electricity Market Design
- > Consultation Paper on Risk Preparedness in the Area of Security of Electricity Supply
- > Zusätzlich wurde der sogenannte „New Deal for Energy Consumers“ vorgestellt.

Die darin für die E-Control relevanten (auf die Legislativvorschläge zu ETS und energy efficiency labelling wird deshalb im Folgenden nicht weiter eingegangen) Kommunikationen sind die öffentlichen Konsultationen zu

Es ist noch zu früh, die Vorschläge im Einzelnen zu diskutieren, da Legislativvorschläge erst ab 2016 zu erwarten sind. Aus Sicht der E-Control sind folgende Aspekte bereits jetzt hervorzuheben:

### **Consultation Paper on Electricity Market Design**

In ihrer Konsultation kritisiert die EU-Kommission die unkoordinierte und weitreichende Förderung von Ökostrom. Zusammen mit der Schwäche des Emissionshandels, der relativ günstigen Kohle und dem rückläufigen Stromverbrauch verursacht das erhebliche Störungen am Großhandelsmarkt.

Durch Parallelmechanismen, die einerseits zu einem rascheren Ökostromausbau führen, andererseits aber verhindern, dass diese Erzeugungsformen vollständig und gleichberechtigt am Markt teilnehmen, entsteht ein Ungleichgewicht zur konventionellen Stromerzeugung.

Die EU-Kommission fordert daher, dass Ökostromförderungen effizient gestaltet sein müssen und zwischenstaatlich zu koordinieren sind. Mittelfristig muss es das Ziel sein, die Ökostromtechnologien zur Teilnahme im Markt zu bewegen. Technologische Entwicklungen und verbesserte Regelungen, die z.B. durch die Teilnahme an Regelenergiemärkten neue Erlösquellen erschließen, können dabei helfen.

Weiters andiskutierte Ideen:

- > Verstärkung der Großhandelsmarktarrangements
- > Marktkoppelung, grenzüberschreitende Märkte für Ausgleichsenergie
- > Zukünftige Rolle der Verteilnetzbetreiber
- > Stärkere Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber durch Einrichtung regionaler

Kooperationszentren und gemeinsames Congestion Management

- > Stärkere Europäisierung der Befugnisse von ACER und der ENTSOs

Die Konsultation enthält viele altbekannte Feststellungen, wie:

- > Beschleunigung und Integration von Spot- und Regelleistungsmärkten
- > Akzeptanz von Preisspitzen
- > Anpassung von inadäquaten Netztarifstrukturen
- > Stromnetzoptimierung und Netzausbau
- > Anreize für kleinere Erzeugungsanlagen und größere Verbraucher zur Erbringung von Systemdienstleistungen

### *Kapazitätsmechanismen*

Im derzeitigen Strommarkt wird die Bereitstellung von Kapazität (Leistung) nicht monetär vergütet, sondern nur die tatsächlich gelieferte Menge an Strom (Arbeit). Man spricht darum von einem Energy-only-Markt. In einem Kapazitätsmarkt wird bereits die Bereitstellung von Leistung (Kapazität) abgegolten. Schnell steuerbare Kraftwerke wie etwa Gas- oder Kohlekraftwerke würden Geld dafür erhalten, dass sie als Reservekapazität bereitgehalten werden, um bei Versorgungsengpässen einzuspringen.

Um die Versorgungssicherheit mit Strom zu erhöhen, sollten EU-Länder stärker zusammenarbeiten. Derzeit wird die Versorgungssicherheit in vielen Mitgliedsländern rein national betrachtet. Verfügbare Erzeugungskapazitäten in Nachbarländern werden außer

Acht gelassen. In Engpassituationen können diese jedoch einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Für die Versorgungssicherheit ist eine stärkere Koordination zwischen den Übertragungsnetzbetreibern nötig. Ein grenzüberschreitend integrierter europäischer Markt kann über Netze, die nur von national verantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern betrieben werden, nicht optimal funktionieren.

Eine sinnvolle Verzahnung der Funktionen von nationalen Übertragungsnetzbetreibern und überregionalen Netzsicherheitskooperationen ist deshalb einer der Kernpunkte der Marktdesigninitiative der EU-Kommission, um die Integration der Märkte voranzubringen und die Versorgungssicherheit zu erhöhen.

Die Bewertung der Versorgungssicherheit ist eng verknüpft mit der Frage, ob die Einführung von Kapazitätsmechanismen notwendig ist. Während Österreich und Deutschland an der Weiterentwicklung des bisherigen Strommarktmodells arbeiten, in dem der Energiepreis für ausreichende Flexibilität und Investitionsanreize im Strommarkt sorgen sollte, gehen andere Mitgliedsländer wie Großbritannien, Frankreich oder Italien bereits dazu über, weitere Mechanismen zu implementieren, die zusätzliche Investitionsanreize bieten sollen.

Diese sogenannten Kapazitätsmechanismen bergen die Gefahr hoher zusätzlicher Kosten

für Endverbraucher und sind auf Grund ihrer zumeist nationalen Ausgestaltung nur schwer mit den europäischen Zielen eines integrierten Strombinnenmarktes vereinbar. Die EU-Kommission hat derartige Mechanismen daher in ihre Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen aufgenommen und konkrete Kriterien definiert, die vor deren Einführung zu prüfen bzw. in der Ausgestaltung zu berücksichtigen sind. Sollten Mitgliedsländer tatsächlich Kapazitätsmechanismen einführen, sind diese für ausländische Marktteilnehmer zu öffnen. Nur so können grenzüberschreitende Marktverzerrungen minimiert werden.

Den Vorschlag der EU-Kommission, ein Referenzmodell für einen grenzüberschreitenden Kapazitätsmechanismus zu erarbeiten, hält die E-Control für nicht zielführend. Grenzüberschreitende Kapazitätsmechanismen sind zwar besser als nationalstaatliche. Das ändert aber nichts daran, dass die Lösung selbst schlecht ist. Kapazitätsmechanismen sind und bleiben ein kostspieliges Fördersystem. Die Versorgungssicherheit kann mit anderen Maßnahmen (wie Ausbau des grenzüberschreitenden Stromhandels sowie rascher Netzausbau) effektiver und billiger gewährleistet werden. Es ist wesentlich sinnvoller, Strom bei Bedarf aus nicht ausgelasteten Kraftwerken im Ausland zu beziehen, als um teures Geld eigene Kraftwerke zu bauen, die dann nur in wenigen Stunden des Jahres eingesetzt werden. Eine Zusammenarbeit mit den Nachbarländern hat auch volkswirtschaftliche Vorteile.

***Consultation Paper on Risk Preparedness in the Area of Security of Electricity Supply***

Die Europäische Kommission konsultiert Fragen zur grundsätzlichen Notwendigkeit der besseren Koordinierung von Maßnahmen vor und während kritischer Netzsituationen. Die Europäische Kommission fragt sich, ob es im Strom ähnlich zum Gas sinnvoll wäre, statt der bisherigen SoS Directive zukünftig eine SoS Regulation mit verpflichtenden Vorgaben zu haben.

Aktuell erfolgt zu diesem Thema verhältnismäßig wenig Abstimmung auf regionaler oder EU-weiter Ebene, weder auf Ebene der Übertragungsnetzbetreiber noch unter den Regulatoren. Daraus folgt, dass die Zuständigkeiten in den Ländern unterschiedlich verteilt sind und teilweise bei den Regulatoren und bei Ministerien liegen.

Eine regionale Koordination von grundsätzlichen Vorgehensweisen und ein regionaler Austausch ist nach Meinung der E-Control durchaus wünschenswert. Zu beachten ist dabei allerdings, dass sich eine eventuelle Regulation auf organisatorische und/oder politische Gesichtspunkte der Krisenprävention und -bewältigung beschränken sollte, da das operative Vorgehen bereits durch die Network Codes, im Speziellen den NC Emergency and Restoration, abgedeckt wird. Gerade durch relativ neuartige Bedrohungsszenarien (z.B. Cyber-Attacke) erscheint es prinzipiell sinnvoll, gewisse Themen zentral zu diskutieren und auf einer über die nationalen Grenzen hinausreichenden Ebene zu koordinieren.

***New Deal for Energy Consumers***

Die EU-Kommission hat in ihrem „Sommerpaket“ auch Vorschläge für konsumentenfreundlichere Energiemärkte gemacht. Österreich hat hier bereits ein sehr hohes Niveau und liegt vergleichsweise weit vorne. In anderen Ländern sind aber nach wie vor Mängel beim Endkundenmarkt zu beobachten. Die Preise sind in vielen Mitgliedsländern reguliert, der Wechsel in einigen Ländern mühsam. Daher ist es nötig, dass die Verbesserungen für Konsumenten aus dem dritten Energiepaket in allen Ländern besser umgesetzt werden.

Die EU-Kommission möchte die Rechte der Energiekonsumenten weiter stärken. Dazu gehört auch eine bessere Information der Bevölkerung. Die EU-Kommission wünscht sich außerdem, dass Verbraucher stärker am Energiemarkt teilnehmen. Sie sollen durch Smart Meter (intelligente Stromzähler) und zeitabhängige Stromtarife von günstigen Strompreisen profitieren. Dies könnte auch über Energiedienstleistungsunternehmen geschehen.

Gemeinschaftswechselaktionen (wie bspw. jene des VKI in Österreich) bewertet die EU-Kommission positiv. Die Verbraucher sollen in eine genauso starke Position gebracht werden wie die Käufer und Verkäufer auf den Großhandelsmärkten, so die Kommission. Unabhängig von den tatsächlichen Wechselzahlen sind solche Aktionen vor allem wichtig, um das Bewusstsein der Konsumenten für den Wechsel zu schärfen und Impulse im Markt zu schaffen.

Die EU-Kommission spricht sich auch für eine Unterstützung „schutzbedürftiger Kunden“ aus. Welche Personengruppen dies umfasst, wird aber nicht einheitlich definiert, was auch nicht sinnvoll wäre, da die Sozial- und Lebensstandards in der EU doch sehr unterschiedlich sind. In Österreich hat die E-Control eine Definition für Energiearmut vorgestellt. Energiearme Haushalte sind einkommensschwache Haushalte mit gleichzeitig hohen Energiekosten. Nur wenn beide Phänomene gleichzeitig auftreten, sollte man von Energiearmut zu sprechen.

Nach dem Willen der EU-Kommission sollen in der EU staatlich festgelegte Strom- und Gaspreise für Konsumenten, die künstlich niedrig sind, auslaufen. Die Kommission will dazu Initiativen starten, wird aber keine konkreten Gesetzesvorschläge vorlegen. Im Großteil der Mitgliedstaaten entstehen die Strom- und Gaspreise für Konsumenten nicht frei am Markt, sondern werden staatlich festgelegt.

#### **GEMEINSAME STROMPREISZONE ZWISCHEN DEUTSCHLAND UND ÖSTERREICH**

Der gemeinsame Strommarkt zwischen Deutschland und Österreich besteht seit Beginn der Liberalisierung und brachte für beide Staaten klare Vorteile. Er ist der größte gemeinsame Strommarkt Europas und gilt als ein Paradebeispiel für einen eng zusammengewachsenen Strommarkt. Die Energiesysteme – Übertragungsnetz und Erzeugung – wurden über Jahrzehnte davor schon entsprechend ausgestaltet. Deshalb unterstüt-

zen auch grenznahe österreichische Kraftwerke das deutsche Netz mit Spitzenerzeugung, wenn es zu Netzproblemen kommt.

#### **ACER-Stellungnahme**

Die Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden (ACER) hat am 23. September 2015 eine (rechtlich nicht bindende) Stellungnahme verabschiedet, in der sie sich für die Teilung der zwischen Österreich und Deutschland eingerichteten grenzüberschreitenden Preiszone ausspricht. Auslöser dafür ist ein von der polnischen Regulierungsbehörde (URE) beantragtes „Peer review“-Verfahren gem. Art. 7 Abs. 4 der Verordnung (EG) Nr. 713/2009, in dem die Entscheidungen der Regulierungsbehörden in der Region Mitteleuropa (Deutschland, Polen, Tschechische Republik, Ungarn, Österreich und Slowenien), zwischen Österreich und Deutschland keine permanente Kapazitätsallokation im Wege einer Auktion durchzuführen, auf Übereinstimmung mit den Regelungen über das Engpassmanagement gemäß der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 geprüft werden. Nach Auffassung der polnischen Behörde, der sich ACER angeschlossen hat, würde das Fehlen eines Kapazitätsvergabemechanismus zwischen Österreich und Deutschland die dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung stehende Kapazität u.a. an der deutsch-polnischen Grenze reduzieren. Die betroffenen Übertragungsnetzbetreiber und Regulierungsbehörden haben innerhalb der viermonatigen Frist, in der sie einen Umsetzungsplan zur Einführung eines Kapazitätsallokationsverfahrens vorlegen sollten, einen Brief an ACER

und die Europäische Kommission verfasst. In diesem wurde über den Stand der Diskussion informiert und die unterschiedlichen Positionen dargelegt.

#### **Meinung der E-Control**

Die E-Control vertritt die Ansicht, dass an der Grenze zu Deutschland kein struktureller Engpass besteht, der die Einführung einer Kapazitätsallokation erforderlich machen würde; überdies würde eine solche die Situation an der polnisch-deutschen Grenze, wenn überhaupt, nur geringfügig entlasten. Hintergrund dürfte vielmehr ein innerdeutscher Engpass sein: Der Ausbau leistungsfähiger Nord-Süd-Verbindungsleitungen geht nicht zeitgleich mit dem Zuwachs insbesondere an Windkraftanlagen in Norddeutschland einher, sodass Ringflüsse über Polen und die Tschechische Republik entstehen, welche den kommerziellen Handel in der Region beeinflussen. Bis das Übertragungsnetz in der Region hinreichend ertüchtigt ist, sollte jedoch nach den bisher vorliegenden Berechnungen mit gezielten Steuerungsmaßnahmen und Kraftwerkseinsätzen (Redispatch) das Auslangen gefunden werden. Darüber hinaus sind schon verbindlich weitere unterstützende Netzinvestitionen wie Phasenschieber zur Begrenzung der Flüsse z.B. zwischen Deutschland und Polen geplant. Jedenfalls sind verschiedene alternative Optionen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität auf ihre volkswirtschaftlichen Auswirkungen sowie ihre Binnenmarktverträglichkeit hin zu untersuchen, um die kosteneffizienteste und effektivste Lösung zu finden, die auch mit den Zielsetzungen einer

Europäischen Energieunion und eines integrierten Strommarktes übereinstimmt.

Deshalb hat die E-Control juristisch die von ACER vorgeschlagene Trennung des gemeinsamen deutsch-österreichischen Strommarktes bekämpft und brachte im November eine Klage beim Europäischen Gericht (EuG) und eine Beschwerde beim Beschwerdeausschuss von ACER ein. Denn die ACER-Stellungnahme steht aus Sicht der E-Control nicht im Einklang mit dem einschlägigen Rechtsrahmen und weist gravierende sachliche wie prozedurale Mängel auf.

Zusätzlich ist es für die österreichische Position erfreulich, dass sich auch Interessengruppen und Unternehmen gegen die Trennung der gemeinsamen deutsch-österreichischen Strompreiszone öffentlich aussprechen. Die Interessenvertretungen Österreichs Energie, Industriellenvereinigung und Wirtschaftskammer sowie das größte heimische Stromunternehmen Verbund haben sich 2015 den rechtlichen Schritten der E-Control angeschlossen. Zudem unterstützt auch die Arbeiterkammer alle Maßnahmen zum Erhalt der Preiszone.

Die ACER-Stellungnahme hätte zudem die Ergebnisse einer von 2015 bis 2016 laufenden umfassenden Untersuchung zur technischen und wirtschaftlichen Effizienz von Preiszonen in Europa berücksichtigen sollen. Die aktuelle Strompreiszonenkongfiguration wird gerade von ENTSO-E, der Vereinigung europäischer Übertragungsnetzbetreiber, im Rahmen des so-

genannten „Bidding Zone Review“-Prozesses unter Einbeziehung betroffener Marktteilnehmer untersucht. Anstatt die Ergebnisse dieses Verfahrens abzuwarten, hat ACER auf Basis einer stark eingeschränkten Betrachtung voreilig eine eigene Empfehlung abgegeben.

#### **Mögliche wirtschaftliche Auswirkungen bei Einführung eines Kapazitätsallokationsverfahrens**

Beschränkungen des Stromhandels zwischen Deutschland und Österreich würden zu gesamteuropäischen Wohlfahrtsverlusten von bis zu 140 Millionen Euro jährlich führen.

Mit der Teilung der Strompreiszone würde nach den bisher vorliegenden Studien der Wettbewerb abnehmen und die Zahl der Anbieter am österreichischen Großhandelsmarkt sinken. Etablierte Marktakteure könnten ihre Marktmacht ausnützen, was zu höheren Preisen führen würde. Würde die gemeinsame Preiszone aufgeteilt, müssten auch bestehende Verträge an die neue Marktsituation angepasst werden. Die Kosten für Neuverhandlungen und Vertragsveränderungen wären speziell für kleinere Marktteilnehmer eine erhebliche Belastung.

Der durchschnittliche Stromgroßhandelspreis in Österreich würde in verschiedenen Szenarien steigen (um bis niedrige einstellige Eurobeträge pro Megawattstunde). Auch die Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Industrie würde unter den höheren Großhandelspreisen für Strom leiden.

#### **Mittelfristige Einschätzung ohne Kapazitätsallokation**

Die E-Control geht davon aus, dass die Netz-situation mittelfristig weiter mit Netzstabilisierungsmaßnahmen (Redispatch) gut beherrscht werden kann.

Auch der weitere Netzausbau sollte die Situation entspannen. Abschätzungen der deutschen und der österreichischen Übertragungsnetzbetreiber lassen erwarten, dass das weiter ausgebaute Netz die Belastungen der Zukunft bewältigen kann. So sollen etwa die deutsch-österreichischen Grenzleitungen signifikant ausgebaut werden. Zudem werden die innerdeutschen Netzverstärkungen sowie die Phasenschieber an der deutsch-polnischen sowie der deutsch-tschechischen Grenze die Stromflüsse über die östlichen Nachbarn deutlich reduzieren.

#### **ENERGIE-INFRASTRUKTUR: ZWEITE UNIONSLISTE VORRANGIGER ENERGIE-INFRASTRUKTURPROJEKTE**

Seit 1. Juni 2013 ist die Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur<sup>3</sup> (kurz Infrastruktur-Verordnung) in Kraft, welche die bis dahin bestehenden TEN-E-Leitlinien abgelöst hat. Sie behandelt u.a. die Identifizierung von Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest, kurz PCI), die für die rechtzeitige Realisierung von vorrangigen transeuropäischen Energieinfrastrukturkorridoren und -gebieten erforderlich sind. Aus dem PCI-Status eines Projektes ergeben sich verschiedene mögliche Vorteile für ein Projekt

<sup>3</sup> Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die trans-europäische Energieinfrastruktur, ABl. 2013 L 115 S. 39.

hinsichtlich Genehmigungsverfahren, regulatorischer Behandlung und finanzieller Unterstützung durch die EU im Rahmen der Connecting Europe Fazilität (kurz CEF).

Basierend auf einem Pilot-Auswahlverfahren hat die Europäische Kommission im Herbst 2013 eine erste Unionsliste mit 248 vorrangigen Energieinfrastrukturprojekten verabschiedet, die als delegierte Verordnung am 10. Jänner 2014 in Kraft getreten ist.<sup>4</sup>

Die PCI-Liste ist alle zwei Jahre zu aktualisieren, d.h., Vorhaben müssen neu eingereicht werden, und vormals als vorrangig eingestufte Projekte können den PCI-Status auch wieder verlieren. Um in die Liste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse aufgenommen zu werden, muss ein Projekt mehrere Kriterien erfüllen. Insbesondere muss es für eines der in Anhang I zur Infrastruktur-Verordnung genannten Infrastrukturkorridore und -gebiete erforderlich sein, zumindest zwei Mitgliedstaaten (oder einen Mitgliedstaat und einen EWR-Staat) betreffen und einen höheren potenziellen Gesamtnutzen als Kosten aufweisen. Strom- und Gasvorhaben müssen überdies erheblich zur Marktintegration, Wettbewerb (nur bei Gas), Nachhaltigkeit oder Versorgungssicherheit beitragen. Die Aktivitäten zur Vorbereitung des Auswahlprozesses für die zweite Unionsliste sind bereits 2014 unter Einbindung der nationalen Regulierungsbehörden angelaufen. Am 18. November 2015 wurde die zweite Unionsliste mit 195 vorrangigen Energieinfrastrukturprojekten von der Europäischen Kommission veröffentlicht, die als delegierte Verordnung voraussichtlich Anfang 2016

in Kraft treten wird. Diese Liste umfasst die nachfolgenden Strom- und Gasvorhaben aus Österreich bzw. mit österreichischer Beteiligung (im Folgenden finden sich die englischen Bezeichnungen laut Kommunikation der Europäischen Kommission vom 18. November 2015, für die es zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch keine deutsche Sprachversion gab):

#### **Strom**

- > 2.1 Austria internal line between Westtirol and Zell-Ziller (AT) to increase capacity at the Austrian/German border
- > 2.18 Capacity increase of hydro-pumped storage in Austria – Kaunertal, Tyrol (AT)
- > 2.20 Capacity increase of hydro-pumped storage in Austria – Limberg III, Salzburg (AT)
- > 2.21 Hydro-pumped storage Riedl in the AT/DE border area
- > 2.22 Hydro pumped storage Pfaffenboden in Molln (AT)
- > 3.1 Cluster Austria – Germany between St. Peter and Isar, including the following PCIs:
  - > 3.1.1 Interconnection between St. Peter (AT) and Isar (DE)
  - > 3.1.2 Internal line between St. Peter and Tauern (AT)
- > 3.2 Cluster Austria – Italy between Lienz and Veneto region, including the following PCIs:
  - > 3.2.1 Interconnection between Lienz (AT) and Veneto region (IT)
  - > 3.2.2 Internal line between Lienz and Obersielach (AT)
- > 3.4 Austria – Italy interconnection between Wurlmloch (AT) and Somplago (IT)

<sup>4</sup> Delegierte Verordnung (EU) Nr. 1391/2013 der Kommission vom 14. Oktober 2013 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur in Bezug auf die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse, ABl. 2013 L 349 S. 28.

**Gas**

- > 6.4 PCI Bidirectional Austrian – Czech interconnection (BACI) between Baumgarten (AT) – Reinthal (CZ/AT) – Brečlav (CZ)
- > 6.24 Cluster phased capacity increase on the Bulgaria – Romania – Hungary – Austria bidirectional transmission corridor (currently known as „ROHUAT/BRUA“) to enable 1.75 bcm/a in the first phase and 4.4 bcm/a in the second phase, including new resources from the Black Sea:
- > 6.24.3 GCA Mosonmagyaróvár CS (development on the Austrian side) (1st phase)
- > 6.25 Cluster infrastructure to bring new gas to the Central and South-Eastern European region with the aim of diversification, including one or more of the following PCIs:
- > 6.25.2 Pipeline system from Greece to Austria [currently known as “TESLA”]
- > 6.25.3 Further enlargement of the Bulgaria – Romania – Hungary – Austria bidirectional transmission corridor [currently known as „ROHUAT/BRUA“, phase 3]
- > 6.26 Cluster Croatia – Slovenia – Austria at Rogatec, including the following PCIs:
- > 6.26.4 GCA 2014/04 Murfeld (AT)

**Aufteilung der Investitionskosten**

Für PCIs, die ausreichend ausgereift sind, können die Vorhabenträger bei den betroffenen Regulierungsbehörden einen Investitionsantrag einschließlich eines Antrages zur grenzüberschreitenden Kostenaufteilung einreichen. Über diese Investitionsanträge haben die Regulierungsbehörden innerhalb von 6 Monaten koordinierte Entscheidungen hinsichtlich der Aufteilung der Investitions-

kosten sowie über ihre Einbeziehung in die Nutzungsentgelte zu erlassen. Die im Rahmen von ACER zusammenarbeitenden nationalen Regulierungsbehörden haben auf Basis der ersten Investitionsanträge einen Review-Prozess begonnen, dessen Erkenntnisse 2015 in eine Überarbeitung der 2013 veröffentlichten ACER-Empfehlung Nr. 07/2013 über Kostenaufteilungsanträge eingeflossen sind. Die überarbeitete ACER-Empfehlung Nr. 05/2015 wurde im Dezember 2015 auf der Homepage von ACER veröffentlicht.

**Methoden für energiesystemweite Kosten-Nutzen-Analysen**

Die Infrastruktur-Verordnung verpflichtet ENTSO-E und ENTSG zur Veröffentlichung einer Methode für eine harmonisierte energiesystemweite Kosten-Nutzen-Analyse. Diese bildet insbesondere die Grundlage für die Auswahl von PCIs, etwaige Kostenaufteilungsverfahren sowie die Auswahl förderwürdiger Vorhaben durch die EU. Nach der Veröffentlichung der Methoden im November 2013 und Abgabe einer Stellungnahme durch ACER, die Europäische Kommission sowie Mitgliedstaaten wurden diese am 4. Februar 2015 durch die Europäische Kommission genehmigt.

**Indikatoren und Referenzwerte für Investitionskosten**

Bis zum 16. Mai 2015 hatten die im Rahmen von ACER zusammenarbeitenden nationalen Regulierungsbehörden eine Reihe von Indikatoren und entsprechende Referenzwerte für einen Vergleich der Investitionskosten pro Einheit bei vergleichbaren Strom- und Gasvorhaben zu definieren und zu veröffentlichen.

Die Indikatoren und Referenzwerte wurden auf der Homepage von ACER veröffentlicht.<sup>5</sup>

#### **Erster Fortschrittsbericht über Strom- und Gas-PCIs**

Ab 2015 hat ACER den für die Zwecke der Projektauswahl eingerichteten Regionalen Gruppen jährlich einen konsolidierten Bericht über Strom- und Gas-PCIs zu übermitteln. In diesem sind die erzielten Fortschritte zu bewerten und gegebenenfalls Empfehlungen für die Bewältigung der aufgetretenen Verzögerungen und Schwierigkeiten zu geben. Die Aktivitäten zur Ausarbeitung der von den Vorhabenträgern hierfür zu liefernden Berichte sowie die Abstimmung zwischen ACER, der Europäischen Kommission und den jeweiligen betroffenen zuständigen Behörden sind bereits 2014 angelaufen. Per 30. Juni 2015 wurde der erste Fortschrittsbericht über Strom- und Gas-PCIs veröffentlicht.<sup>6</sup>

Um Adressaten der Infrastruktur-Verordnung sowie sonstigen Interessenten einen Überblick über die Infrastruktur-Verordnung anzubieten, hat die E-Control auf ihrer Homepage unter „Marktteilnehmer“ eine eigene Seite zum Thema EU-Energie-Infrastruktur-Paket veröffentlicht.

#### **NETZWERKCODES UND FRAMEWORK GUIDELINES**

Netzkodizes und Leitlinien stellen EU-weit harmonisierte Marktregeln dar, mit denen die allgemeinen Regelungen des dritten Binnen-

marktpakets konkretisiert und operationalisiert werden sollen. In beiden Fällen handelt es sich im rechtlichen Sinne um Verordnungen der Kommission.

#### **Gas**

Im Gasbereich sind bislang Netzkodizes zur Kapazitätsallokation, zur Bilanzierung und zur Interoperabilität sowie Leitlinien zur Transparenz und zum Engpassmanagement erlassen worden (siehe hierzu auch das Kapitel „Internationale Mitarbeit im Gasbereich“). Hervorzuheben ist, dass der Netzkodex zur Bilanzierung seit 1. Oktober 2015 und jener zur Kapazitätsallokation seit 1. November 2015 anwendbar sind. Um Überschneidungen zwischen nationalen und europäischen Rechtsakten zu vermeiden, wurden die entsprechenden österreichischen Marktregeln (Gas-Marktmodell-Verordnung 2012, Allgemeine Bedingungen) angepasst und um jene Bestimmungen bereinigt, die nunmehr in den Netzkodizes enthalten sind.

#### **Strom**

Im Strombereich gilt seit dem 14. August 2015 die Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, die ursprünglich von ENTSO-E als Netzkodex ausgearbeitet worden war. Die Umsetzung der Leitlinie hat bereits begonnen; so laufen derzeit die Verfahren zur Bestimmung von Kapazitätsberechnungsregionen auf Basis eines von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Vorschlags.

<sup>5</sup> Siehe ACER-Homepage: [http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/UIC%20Report%20-%20Gas%20infrastructure.pdf](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/UIC%20Report%20-%20Gas%20infrastructure.pdf) für Gas und [http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/UIC%20Report%20-%20Electricity%20infrastructure.pdf](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/UIC%20Report%20-%20Electricity%20infrastructure.pdf) für Strom (3.11.2015).

<sup>6</sup> Siehe ACER-Homepage: [http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/Consolidated%20report%20on%20the%20progress%20of%20electricity%20and%20gas%20Projects%20of%20Common%20Interest.pdf](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Consolidated%20report%20on%20the%20progress%20of%20electricity%20and%20gas%20Projects%20of%20Common%20Interest.pdf) (3.11.2015).

## ÜBERBLICK NETZKODIZES STROM 2015



Abbildung 14  
Überblick Netzkodizes Strom

Quelle: Europäische Kommission

Darüber hinaus wurden in Österreich sowie in fast allen anderen Mitgliedstaaten der EU die Verfahren zur Benennung von „Nominated Electricity Market Operators“ (NEMOs) abgeschlossen. Damit werden nunmehr formal Strombörsen mit der Durchführung der Market-Coupling-Aufgaben betraut. Am 14. Dezember 2014 wurden die EXAA AG, EPEX Spot SE und Nordpool Spot AS als NEMOs für Österreich durch die E-Control benannt.

Im abgelaufenen Jahr wurden wesentliche Fortschritte der Beschlussfassung der Strom-Network Codes und Guidelines erreicht. Die drei Netzanschluss Codes zu Erzeugern, Verbrauchern und Hochspannungskabel konnten im Juni, September und Oktober im Cross-Border Committee positiv abgeschlossen werden und befinden sich nun in der Phase vor Veröffentlichung und Inkrafttreten.

Auch die Leitlinie zur Forward-Kapazitätsallokation ist bereits abgestimmt. Im Jahr 2016 bleiben im Strombereich somit noch die Leitlinien zu System Operation, Notsituationen und Netzwiederaufbau sowie Strom-Regelenergie zur Fertigstellung. In die abgeschlossenen und laufenden Prozesse ist die E-Control teilweise federführend involviert.

Zum Teil sind die Netzkodizes und Leitlinien als solche unmittelbar anwendbar, zum Teil erfordern sie weitere Umsetzungsschritte wie etwa die Entwicklung bestimmter Berechnungsmethoden und die Genehmigung von allgemeinen Bedingungen. In manchen Fällen müssen auch bestehende Verordnungen, sonstige Marktregeln und technisch-organisatorische Regeln (TOR) angepasst werden; aus heutiger Sicht werden auch Gesetzesnovellen vereinzelt notwendig sein.

# TÄTIGKEITEN DER REGULIERUNGS- BEHÖRDE 2015

## Strommarkt

### **REGULIERUNG DER NETZE: KOSTEN- ERMITTLUNG UND ENTGELTFESTSETZUNG STROM IM JAHR 2015**

Während das Stromübertragungsnetz nach wie vor im Rahmen einer Kosten-Plus-Regulierung auf Basis jährlicher Kostenprüfung reguliert wird, unterliegt ein Teil der österreichischen Stromverteilernetzbetreiber seit 1. Jänner 2006 einer Anreizregulierung, die sich bislang über zwei Regulierungsperioden zu je vier Jahren erstreckte. In der mit 1. Jänner 2014 begonnenen 3. Anreizregulierungsperiode sind deutlich mehr Stromverteilernetzbetreiber von der Anreizregulierung umfasst, da alle Stromverteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von über 50 GWh im Kalenderjahr 2008 in diese Systematik einzubeziehen sind. Das bedeutet, dass die Netzbetreiber kostenseitig einem Anreizregulierungspfad unterliegen und daher die Entgeltentwicklungen im Wesentlichen nicht auf laufende Kostenentwicklungen im Betrieb des Netzes während der Anreizregulierungsperiode zurückzuführen sind. Die Netzbetreiber haben nach dem gültigen Regulierungsregime bis 2019 entsprechende Kostenvorgaben zu erzielen.

Das im Jahr 2015 per Bescheid festgestellte Kosten- und Mengengerüst der einzelnen Netzbetreiber bildete die Basis für die Ermittlung der Entgelte 2016, welche in weiterer Folge mit Beginn des darauffolgenden Jahres in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung

(SNE-VO) bzw. deren Novelle verlautbart wird (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 – Novelle 2016 per 1. Jänner 2016).

Da für jeden Netzbereich einheitliche Entgelte ermittelt werden, sorgt ein Ausgleichszahlungsmechanismus dafür, dass Unterschiede in der Erlösstruktur zwischen den Netzbetreibern (Über- bzw. Unterdeckungen) bereinigt werden. 2016 sind erstmalig seit Beginn der Stromnetzregulierung keine Netzentgeltsenkungen erzielbar, was auf folgende allgemeine Faktoren zurückzuführen ist:

- > Erhöhung der anzuerkennenden Kosten wegen geringerer Abgabemengen an Netzkunden aufgrund des Regulierungskontos gem. § 50 EIWOG 2010
- > Niedrigere Mengenbasis für die Entgeltbestimmung
- > Anstieg der Investitionen in den letzten Jahren für den Ausbau bzw. die Erneuerung der Netze

Hohe Steigerungen gibt es in den Netzgebieten Niederösterreich (+11,3%), Tirol (+11,0%) und Innsbruck (+11,2%). Hier schlugen die hohen Investitionskosten in die Netze, geringere Stromabgabemengen sowie Aufrollungen von nicht beeinflussbaren Kosten für die Nutzung von funktional vorgelagerten Stromnetzen (vorgelagerte Netzkosten) am deutlichsten durch. In den restlichen Netzgebieten sind im Haushaltsbereich moderate Entgeltsteigerungen zu verzeichnen, in Graz

### ÜBERSICHT ANPASSUNG NETZNUTZUNGS- UND NETZVERLUSTENTGELT VON 30.09.2001 BIS 01.01.2016 Gewichtet nach Mengen 2011

Entgelt- anpassung pro Ebene	Anpassung 2001–2005		Anpassung 2006–2009		Anpassung 2010–2013		Anpassung 2014		Anpassung 2015		Anpassung 2016			Gesamtanpassung	
	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	in % <sup>2)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>
Ebene 3	-6,62	-12,7	-3,24	-6,2	-2,04	-3,9	-0,93	-1,8	0,22	0,4	3,59	6,9	9,1	-9,03	-17,4
Ebene 4	-6,17	-10,7	-1,10	-1,9	-1,50	-2,6	-0,62	-1,1	0,62	2,0	3,52	6,1	7,2	-5,26	-9,1
Ebene 5	-59,93	-19,6	-9,47	-3,1	-7,82	-2,6	-3,22	-1,1	1,16	0,4	13,53	4,4	6,0	-65,76	-21,5
Ebene 6	-27,40	-13,5	-3,88	-1,9	-4,00	-2,0	-3,51	-1,7	2,11	1,0	9,82	4,8	5,9	-26,87	-13,2
Ebene 7 – gemessen	-56,71	-19,8	-13,90	-4,9	-11,90	-4,2	-4,98	-1,7	-0,65	-0,2	11,50	4,0	5,8	-76,64	-26,8
Ebene 7 – nicht gemessen	-308,50	-24,0	-38,80	-3,0	-27,27	-2,1	-22,75	-1,8	2,36	0,2	50,83	4,0	5,7	-344,13	-26,7
Ebene 7 – unterbrechbar	-7,94	-12,7	-0,59	-0,9	-2,24	-3,6	-1,41	-2,3	-0,50	-0,8	3,36	5,4	6,9	-9,22	-14,8
	<b>-473,3</b>	<b>-21,00</b>	<b>-71,0</b>	<b>-3,15</b>	<b>-56,8</b>	<b>-2,52</b>	<b>-37,4</b>	<b>-1,66</b>	<b>5,3</b>	<b>0,24</b>	<b>96,1</b>	<b>4,27</b>	<b>5,93</b>	<b>-536,9</b>	<b>-23,82</b>

Entgelt- anpassung pro Netzbereich	Anpassung 2001–2005		Anpassung 2006–2009		Anpassung 2010–2013		Anpassung 2014		Anpassung 2015		Anpassung 2016			Gesamtanpassung	
	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	in % <sup>2)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>
Burgenland	-32,3	-33,5	-6,0	-6,3	-4,1	-4,2	0,6	0,6	-0,2	-0,2	2,1	2,2	4,0	-39,8	-41,3
Kärnten	-16,5	-12,7	1,8	1,4	11,6	8,9	-0,2	-0,1	0,7	0,6	4,8	3,7	3,8	2,3	1,8
Klagenfurt	-3,6	-15,2	0,8	3,3	-0,3	-1,5	0,3	1,4	1,3	5,6	1,1	4,5	4,8	-0,4	-1,8
Niederösterreich	-50,6	-16,9	-3,4	-1,1	-5,8	-1,9	-21,5	-7,2	-6,1	-2,0	24,0	8,0	11,3	-63,4	-21,2
Oberösterreich	-58,6	-19,5	-16,9	-5,6	-14,9	-5,0	-7,1	-2,4	-5,7	-1,9	8,5	2,8	4,3	-94,8	-31,6
Linz	-18,1	-19,5	-7,6	-8,2	-3,2	-3,5	-4,9	-5,3	-4,4	-4,7	1,8	2,0	3,4	-36,3	-39,2
Salzburg	-50,0	-27,6	-13,2	-7,3	-11,1	-6,1	-3,3	-1,8	-0,8	-0,5	5,3	3,0	5,2	-73,0	-40,4
Steiermark	-107,7	-28,6	-24,0	-6,4	-23,4	-6,2	0,9	0,2	11,8	3,1	8,6	2,3	3,7	-133,7	-35,5
Graz	-14,6	-29,9	-3,1	-6,3	-0,6	-1,3	-1,8	-3,7	-0,5	-1,1	0,7	1,4	2,4	-20,0	-40,8
Tirol	-27,2	-14,7	-3,5	-1,9	-0,9	-0,5	-10,4	-5,6	-0,7	-0,4	15,7	8,5	11,0	-26,8	-14,5
Innsbruck	-3,3	-10,4	1,4	4,5	-0,3	-0,9	0,2	0,5	0,6	2,1	3,3	10,7	11,2	2,0	6,4
Vorarlberg	-9,3	-11,2	2,0	2,4	-2,0	-2,4	-3,7	-4,5	-2,5	-3,0	4,5	5,5	6,8	-10,9	-13,1
Wien	-81,5	-20,1	0,6	0,2	-2,0	-0,5	13,5	3,3	11,5	2,8	15,1	3,7	4,3	-42,7	-10,6
Kleinwalsertal	-0,1	-6,4	0,0	-1,9	0,3	14,9	-0,1	-6,2	0,1	4,9	0,4	21,5	20,4	0,5	26,7
	<b>-473,3</b>	<b>-21,00</b>	<b>-71,0</b>	<b>-3,15</b>	<b>-56,8</b>	<b>-2,52</b>	<b>-37,4</b>	<b>-1,66</b>	<b>5,3</b>	<b>0,24</b>	<b>96,1</b>	<b>4,27</b>	<b>5,93</b>	<b>-536,9</b>	<b>-23,82</b>

1) Prozentuale Änderung der Anpassung im angegebenen Betrachtungszeitraum bezogen auf erzielte Erlöse aus Mengen 2011 multipliziert mit dem Entgelt 2001

2) Prozentuale Änderung der Anpassung im angegebenen Betrachtungszeitraum bezogen auf erzielte Erlöse aus Mengen 2011 multipliziert mit dem Entgelt des Vorjahres

#### Abbildung 15

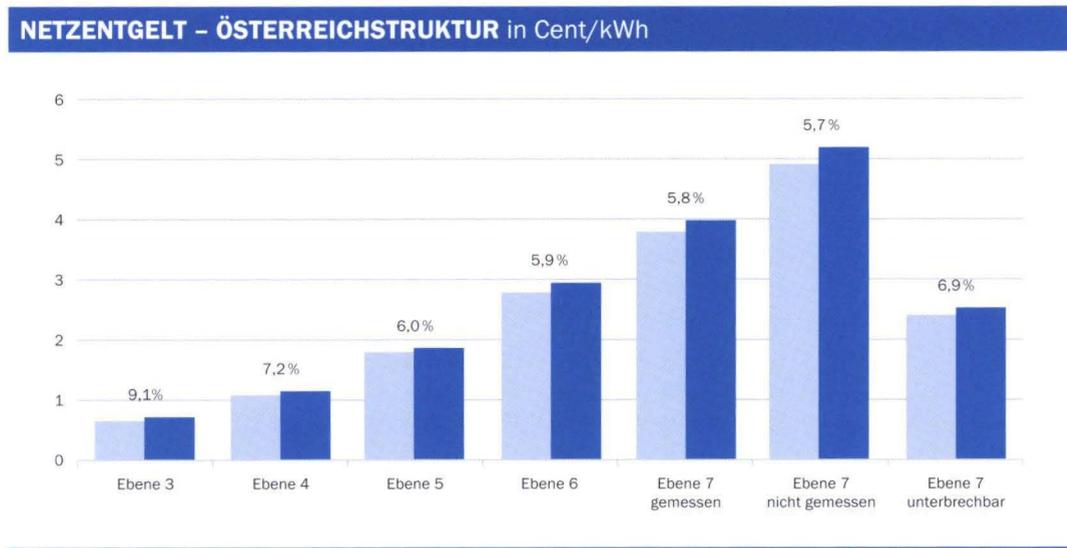
Anpassung der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte von 30.9.2001 bis 1.1.2016

Quelle: E-Control

beträgt das Plus etwa 2,4%, in Linz 3,4%. Außergewöhnlich hohe Steigerungen von 20,4% gibt es aufgrund von Sondereffekten im Netzbereich Kleinwalsertal in Vorarlberg. Das dortige Netzgebiet ist an einen deutschen Netzbetreiber angeschlossen, wo eine außerordentliche Erhöhung der vorgelagerten deutschen Netzkosten erfolgte.

Im Bereich der Netzverlustentgelte gab es deutliche Veränderungen, die im Wesentlichen auf Effekten aus der Berücksichtigung von höchstgerichtlichen Entscheidungen beruhen. Hintergrund der Verfahren ist, dass Erzeuger seit dem Jahr 2009 zur Zahlung von Netzverlustentgelten verpflichtet sind. Für die Jahre 2009 bis 2011 wurden von zahlreichen Erzeugern Gerichtsverfahren gegen die Ent-

geltverrechnung angestrengt. In der den Entgelten für 2016 zu Grunde liegenden Kostenbasis wurden die Rückzahlungserfordernisse aus individuellen Gerichtsentscheidungen und die auf Basis von Höchstgerichtsentscheidungen getroffenen Vergleiche netzebenenkonform berücksichtigt. Nach Durchführung der Kostenwälzung ergaben sich hieraus unterschiedliche Kostenbelastungen für die einzelnen Netzebenen. Hierbei handelte es sich um einen einmalig im Rahmen der Novelle 2016 behandelten Effekt, weshalb bei der Entgeltentwicklung für 2017 in den Netzbereichen mit starken Entgeltsteigerungen spürbare Senkungen zu erwarten sind. Die betroffenen Netzbereiche sind neben dem Übertragungsnetz vor allem Niederösterreich, Salzburg, Steiermark, Vorarlberg und Wien.



**Abbildung 16**  
Netzentgeltentwicklung  
Österreichstruktur

Quelle: E-Control

In Summe ergibt sich gegenüber dem Vorjahr eine um rd. 5,9% höhere Kostenbelastung durch Netzentgelte im Jahr 2016 bei gleichem Verbrauchsverhalten der Kunden. Trotz dieser Erhöhung liegen die Entgelte des Jahres 2016 um durchschnittlich rd. 24% unter jenen aus 2001. Ergänzend ist hierbei darauf hinzuweisen, dass diese Senkung auf nominalen Werten beruht – unter Berücksichtigung der generellen Inflationsentwicklung liegen die Entgelte um rund 40% unter den Basiswerten aus 2001.

Aufgrund des anhaltenden Investitionsbedarfs der Stromnetze und den Preissteigerungen für Netzbetreiber sind Entgeltensenkungen in den nächsten Jahren nur mehr schwer bzw. bestenfalls eingeschränkt realisierbar. Eine in den letzten Jahren stabile Entwicklung der Abgabemengen führt hierbei ebenfalls nicht zu einer Entlastung der verbrauchsabhängigen Entgelte.

#### ***Investitionen in die österreichische Stromnetzinfrastuktur***

Durch den liberalisierten Strommarkt und die damit verbundenen dynamischen Veränderungen sind die Anforderungen sowohl an die Verteilnetz- als auch an die Übertragungsnetzinfrastuktur stark gestiegen. Der marktpreisbestimmte Kraftwerkseinsatz, 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 weniger als in den Jahren zuvor. Hier sind vor allem bei Verteilnetzbetreibern in Oberösterreich und der Steiermark größere Investitionsprojekte abgeschlossen worden. Primär wurde im Stromnetzbereich vor allem in Leitungserneuerung sowie Kapazitätserweiterung investiert, um der Versorgungssicherheit und dem hohen Anschluss- und Einspeisebedarf der erneuerbaren Energien (vorrangig Windenergie) gerecht zu werden. Wiederum gestiegen, aber weiter auf moderatem Niveau, waren die Investitionen in „smarte“ Technologien (Smart Meter, Smart Grids).

Im Übertragungsnetz werden derzeit vorrangig Projekte zu Erweiterungen und zum Ausbau im Umspannungsbereich sowie Kapazitätserweiterungen beim Leitungsnetz durchgeführt. Auch zukünftig kann mit einem ähnlichen Niveau an Investitionstätigkeit im Stromnetzbereich gerechnet werden. Dies ist vor allem auf die schon erwähnte Umrüstung der Netzinfrastuktur sowie die erhöhten Kapazitäts- und Netzanschlussbedürfnisse 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 Ende dieses Jahres ausfällt.

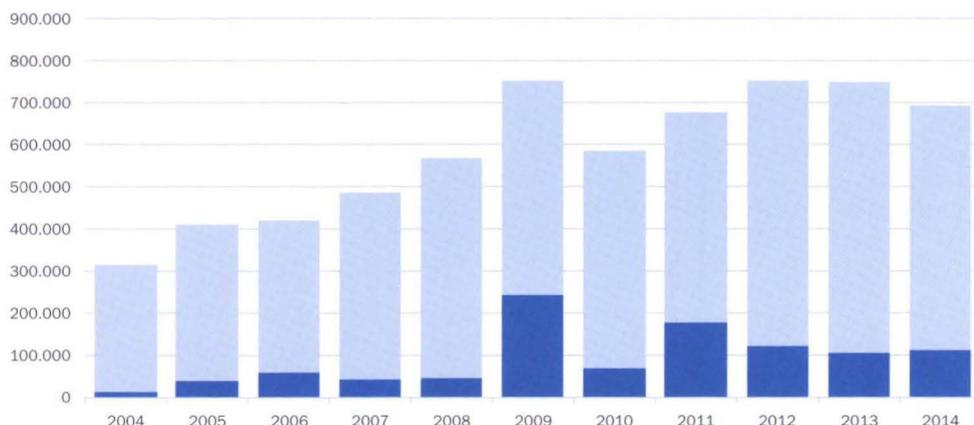
Erstinstanzlich ist im Dezember ein positiver Umweltbescheid seitens des Landes Salzburg erstellt worden. Eine Realisierung dieses Projektes würde zu einem markanten Investitionsanstieg im Übertragungsnetzbereich für die kommenden Jahre führen.

Abschließend stellt Abbildung 17 die Entwicklung der Investitionen im Stromverteils- und Übertragungsnetz der vergangenen 11 Jahre dar. Bis zum Jahr 2013 ist ein kontinuierlicher Anstieg der Investitionstätigkeiten erkennbar. Einerseits wurden diese durch neue Projekte bei Übertragungs- und Verteilernetzen getrieben, andererseits durch vermehrte Erneuerungsinvestitionen in das Bestandsnetz verursacht. Für die kommenden Jahre wird ein leichtes Abflachen des Investitionsniveaus

erwartet, da der Großteil der Erweiterungs- sowie Erneuerungsprojekte abgeschlossen sein wird. Der zukünftige Fokus im Verteilnetz wird vor allem auf der Integration erneuerbarer Energien (Wind & Solar) sowie dem Roll-out der Smart Meter liegen. Im Übertragungsnetz stehen primär Aufrüstungsinvestitionen im Vordergrund. Ein möglicher positiver Bescheid für die Salzburg-II-Leitung kann natürlich zu einem deutlichen Investitionssprung im Übertragungsnetz führen. Die weiterhin vorteilhaften regulatorischen Rahmenbedingungen für die Unternehmen bieten auch in der Zukunft nicht nur die entsprechende Abgeltung in Form kostenorientierter Netzentgelte, sondern auch die nötigen Anreize, Investitionen zeitgerecht durchzuführen.

**ENTWICKLUNG DER BRUTTOINVESTITIONEN IM STROMNETZ in TEUR**

Verteilnetz ■  
Übertragungsnetz ■



**Abbildung 17**  
Entwicklung der Bruttoinvestitionen im Stromnetz

Quelle: E-Control

**AUFSICHT MARKTEILNEHMER****Netzqualität**

Gemäß § 19 Abs. 1 EIWOG 2010 hat die Regulierungsbehörde Standards für Netzbetreiber bezüglich der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der gegenüber den Netzbenutzern und anderen Marktteilnehmern erbrachten Dienstleistungen und Kennzahlen zur Überwachung der Einhaltung der Standards mit Verordnung festzulegen. Auf die Netzbetreiber hingegen fällt entsprechend § 19 Abs. 4 EIWOG 2010 die Pflicht, die in der Verordnung festgelegten Kennzahlen jährlich der Regulierungsbehörde zu übermitteln und zu veröffentlichen.

Zur Wahrnehmung der ihr vom Gesetzgeber übertragenen Aufgabe wurde seitens der E-Control die NetzdienstleistungsVO Strom 2012 in der Fassung der Novelle 2013, END-VO 2012 idF Novelle 2013, erlassen.

Netzbetreiber haben der Verpflichtung zur Veröffentlichung und Übermittlung an die Regulierungsbehörde gemäß § 14 Abs. 1 Z 1 bis 6 END-VO 2012 idF Novelle 2013 sowie der Verpflichtung zur Übermittlung der in § 14 Abs. 2 und 3 END-VO 2012 idF Novelle 2013 genannten Kennzahlen erstmals am 31. März 2015 auf Basis der im Jahr 2014 erhobenen Daten nachzukommen.

Die Qualität der Netzdienstleistung wird unter dem Überbegriff „Versorgungsqualität“ eingeordnet. Versorgungsqualität wird dabei als laufende Qualität der Versorgung der Kunden

mit Strom angesehen und kann in drei unterschiedliche Qualitätstypen unterteilt werden:

- > Kommerzielle Qualität
- > Spannungsqualität
- > Verfügbarkeit (= Ausfall- und Störungsdaten)

**Kommerzielle Qualität**

Die kommerzielle Qualität der Netzdienstleistung stellt vor allem auf die Dienstleistungen der Netzbetreiber gegenüber Kunden ab, wie z.B. Beantwortung von Anfragen, Erstellung von Kostenvoranschlägen, Einhaltung von Fristen und Terminen, transparente Veröffentlichung relevanter Informationen etc.

Zur Überwachung der Einhaltung der definierten Standards sind die Kennzahlen des § 14 (1) END-VO 2012 idF Novelle 2013 von Verteilernetzbetreibern zu erheben, jährlich zum 31. März für das vorangegangene Kalenderjahr an die Regulierungsbehörde zu übermitteln sowie in geeigneter Weise, jedenfalls aber auf der Internetpräsenz des Verteilernetzbetreibers, von jedem Verteilernetzbetreiber individuell zu veröffentlichen.

Gemäß § 13 NetzdienstleistungsVO Strom 2012 in der Fassung der Novelle 2013 (END-VO 2012 idF Novelle 2013) gelten die festgelegten Standards als erfüllt, wenn sie vom Netzbetreiber in mindestens 95% der entsprechenden Fälle je Standard eingehalten werden.

- > Erstmals Fristen für Netzzugang und Netzzutritt

- > Erhöhung der Qualität der Rechnungslegung (inkl. Fristen zur Übermittlung und Rechnungskorrektur)
- > Klare und konsumentenfreundliche Regelung zur Abschaltung/Wiederherstellung
- > Erweiterte Standards zur Zählerstandsermittlung (inkl. Fristen und Bedingungen für Ablesungen vor Ort)
- > Klare Regelungen zu Terminvereinbarungen
- > Fristenwahrung im Beschwerdemanagement
- > Verbesserte und leicht zugängliche Kundeninformationen

#### **Spannungsqualität**

Gem. § 8 END-VO 2012 idF Novelle 2013 hat der Verteilernetzbetreiber für jeden Netzbenutzer in seinem Netzgebiet die Spannungsqualität an der Übergabestelle entsprechend der Norm EN 50160 sicherzustellen. Um den Verteilernetzbetreibern die Einführung der Messung der Spannungsqualität in ihren Umspannwerken zu erleichtern, wird für die Messung in Umspannwerken ein stufenweiser Zeitplan vorgesehen. Der Stufenplan soll gewährleisten, dass spätestens zum 1. Jänner 2020 eine bundesweite Messung in allen Umspannwerken durchgeführt wird. Gemäß § 16 (3) Z 2 END-VO 2012 idF Novelle 2013 haben Messungen in 10% der Umspannwerke ab 1. Jänner 2014 zu erfolgen, in 50% der Umspannwerke ab 1. Jänner 2016 und in 100% der Umspannwerke ab 1. Jänner 2020. Die jeweilige Auswahl der Messstellen ist mit der Regulierungsbehörde abzustimmen.

#### **Ausfall- und Störungsdaten**

##### *Datengrundlagen*

Die für Ausfall- und Störungsdaten im Vorfeld notwendigen Datenerhebungen werden seit dem Jahr 2002 durchgeführt. Seit dem Auswertungsjahr 2003 werden bei dieser Erhebung 100% der österreichischen Netzbetreiber erfasst, basierend auf folgenden Grundlagen:

##### > **Elektrizitätsstatistikverordnung.**

Die Erhebung, Auswertung und Publikation der Ergebnisse der statistischen Auswertung der Versorgungsunterbrechungen in Österreich erfolgt auf Grundlage der Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit über statistische Erhebungen für den Bereich der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätsstatistikverordnung 2007).

##### > **Netzdienstleistungsverordnung Strom.**

In Zusammenhang mit in § 19 Abs. 2 EIWOG 2010 aufgezählten Aspekten werden in der Netzdienstleistungsverordnung Strom (END-VO 2012) Standards für Netzbetreiber bezüglich der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der gegenüber den Netzbenutzern und anderen Marktteilnehmern erbrachten Dienstleistungen sowie Kennzahlen zur Überwachung der Einhaltung dieser Standards festgelegt. Ab Berichtsjahr 2014 per Stichtag 31.3. haben die Netzbetreiber für das vorangegangene Kalenderjahr die errechneten Zuverlässigkeitskennzahlen SAIDI und ASIDI auf Basis ungeplanter Versorgungsunterbrechungen (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) an die Regulierungsbehörde zu

übermitteln und auf der eigenen Internetpräsenz zu veröffentlichen. Wenn diese Kennzahlen (basierend auf einem gleitenden 3-Jahres-Durchschnitt) 170 (SAIDI) bzw. 150 (ASIDI) Minuten im Jahr nicht übersteigen, kann von einer ausreichend guten Versorgungssicherheit im jeweiligen Netz ausgegangen werden. Durch die hier angeführten Rahmenbedingungen für den Erhebungsumfang soll eine Erfassung aller Stromversorgungsunterbrechungen mit einer Länge von > 1 s, deren Ursache in der Mittel- oder Hochspannung liegt und die Auswirkungen auf die Netzbenutzer bzw. Kunden der Hoch-, Mittel- und Niederspannung haben, gewährleistet sein.

> **Energielenkungsdatenverordnung Strom.**

Die Ermittlung der Verfügbarkeit von Netzen mittels Monitoring der Versorgungssicherheit ist für Vorkehrungen im Krisenfall ebenfalls wichtig. Diese werden in der Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung 2014 (E-EnLD-VO 2014) definiert.

Im Rahmen eines IT-Projekts wurde bis Anfang 2015 die Erfassung und Auswertung der Daten modernisiert und automatisiert. Dabei wurden alle archivierten Daten der österreichischen Netzbetreiber in die neue Datenbasis übertragen. Das – für andere Applikationen bereits aktive – E-Control-Portal wird mit 2016 um die AuSD-Applikation erweitert und den Netzbetreibern zur Verfügung gestellt, sodass sie die Daten jederzeit selbst einsehen bzw. einpflegen können. Damit wird bezüglich der Datenvalidierung, Datenverarbeitung und Datenqualität der

Ausfalldaten Strom ein weiterer wichtiger Meilenstein erreicht.

*2014: Ein stürmisches Jahr*

Die kundengewichtete Nichtverfügbarkeit (SAIDI, die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die Gesamtzahl der Netzbenutzer), errechnet auf Basis langer Versorgungsunterbrechungen exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse, beträgt für Österreich 49,62 Minuten. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen (auch hier exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) errechnen sich hier Werte von 16,36 Minuten und 33,26 Minuten.

Der Wert für die leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit (ASIDI, die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die installierte Nennscheinleistung der Transformatoren) auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) liegt für das Berichtsjahr 2014 für Österreich bei 45,50 Minuten. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen (auch hier exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) errechnen sich Werte von 17,81 Minuten und 27,69 Minuten.

Das Ergebnis der Bewertung für das Jahr 2014 zeigt zwar, dass die kundenbezogene Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung gegenüber dem Vorjahr in etwa gleichgeblieben ist, dennoch kann man über ein außergewöhnliches Jahr sprechen: Rechnet man die durch außergewöhnliche Ereignisse verursachten Ausfälle zu allen anderen geplanten

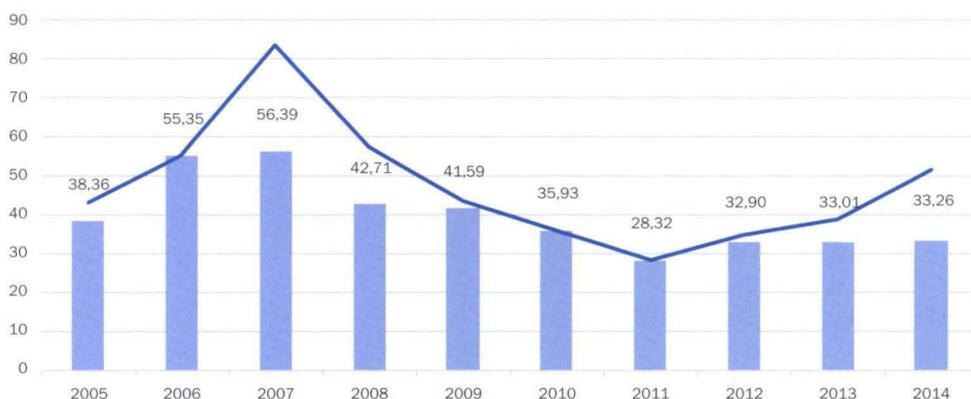
und ungeplanten Unterbrechungen hinzu, ergibt die Berechnung der beiden Kennzahlen Werte von 67,92 Minuten bzw. 67,74 Minuten im Jahr, was einen für Österreich ungewöhnlich hohen Wert darstellt.

Die Ursache liegt in mehreren Ereignissen. Anfang des Jahres richteten Schneestürme in Teilen Kärntens Schäden an Stromleitungen an und verursachten großräumige Ausfälle, welche – aufgrund der Schneemengen – tagelang nicht beseitigt werden konnten. Dieses Ereignis wurde als regional außergewöhnliches Ereignis eingestuft und im nationalen Wert für die Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit ausgenommen. Weitere im Jahr 2014 seitens der Netzbetreiber gemeldete

Ereignisse waren Vereisungen in der Steiermark und Kärnten (Anfang Februar) und die Stürme Yvette (Mitte Mai) und Gonzalo (Oktober). Diese Ereignisse verursachten 3438 Unterbrechungen mit einer Gesamtdauer von 975.557 Minuten. Betroffen waren mehr als 1,5 Millionen Kunden.

Die in Abbildung 18 ausgewiesenen Naturkatastrophen (Regional Außergewöhnliche Ereignisse – RAE), wie die Stürme „Kyrill“, „Paula“ und „Emma“ in den Jahren 2007, 2008 und 2009 sowie Hochwasser und Überschwemmungen in 2013, wurden bei der Berechnung gesondert berücksichtigt (SAIDI inkl. RAE dargestellt als blaue Linie).

**SAIDI: VERLAUF DER JÄHRLICHEN KUNDENBEZOGENEN UNGEPLANTEN NICHTVERFÜGBARKEIT DER LETZTEN 10 JAHRE in Min.**



**Abbildung 18**  
SAIDI: Verlauf der jährlichen kundenbezogenen ungeplanten Nichtverfügbarkeit der letzten 10 Jahre

Quelle: E-Control

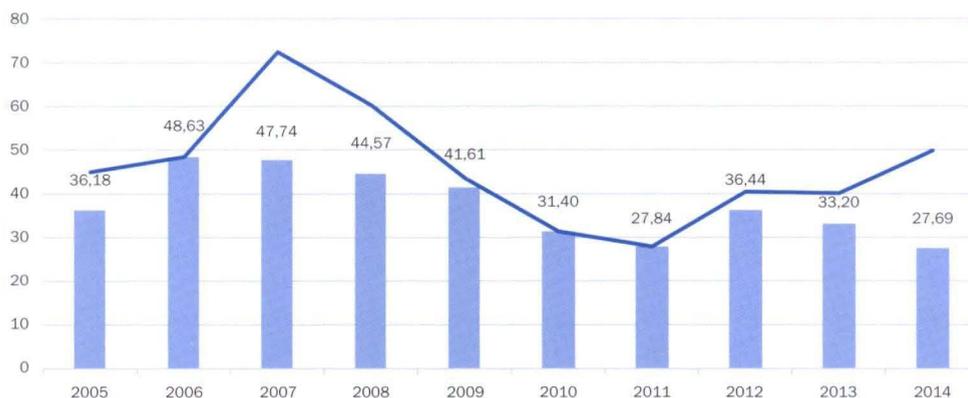
Auch in Abbildung 19 wurden regional außergewöhnliche Ereignisse bei der Berechnung gesondert berücksichtigt (ASIDI inkl. RAE dargestellt als blaue Linie).

#### **Aufsicht Regelzonenführer (NEP)**

Gemäß § 39 Abs. 1 EIWOG ist die E-Control mit der Überwachung der Netzentwicklungspläne (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber beauftragt. In diesem Zusammenhang wurden von den Übertragungsnetzbetreibern Austrian Power Grid (APG) und Vorarlberger Übertragungsnetz (VÜN) gemäß § 37 EIWOG heuer erneut die Netzentwicklungspläne eingereicht und Ende November 2015 vom Vorstand der E-Control per Bescheid genehmigt.

Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, jährlich Zehnjahresnetzentwicklungspläne zu erstellen. Diese haben Szenarien als Grundlage für Projekte von nationalem und internationalem Interesse, Kostenabschätzungen, Risikoanalysen sowie die einzelnen Projekte mit detaillierter Beschreibung zu beinhalten. Die Netzentwicklungspläne sind sowohl von den Übertragungsnetzbetreibern selbst als auch von der E-Control zu konsultieren. Anschließend erfolgt eine Prüfung auf technische und wirtschaftliche Sinnhaftigkeit der Projekte durch die E-Control. Per Bescheid werden die positiv bewerteten Projekte genehmigt. Die Netzentwicklungspläne beinhalten Projekte in nationalem/europäischem Interesse, Netzverbund- und Netzanschlussprojekte sowie

#### **ASIDI: VERLAUF DER JÄHRLICHEN LEISTUNGSBEZOGENEN UNGEPLANTEN NICHTVERFÜGBARKEIT DER LETZTEN 10 JAHRE in Min.**



**Abbildung 19**  
ASIDI: Verlauf der jährlichen leistungsbezogenen ungeplanten Nichtverfügbarkeit der letzten 10 Jahre

Quelle: E-Control

seit 2012 auch Projekte, die keines vollständigen Neubaus von Leitungen bedürfen, sondern die Adaption von bestehenden Netzen zur Leistungssteigerung und optimiertem Betrieb des gesamten Übertragungsnetzes beinhalten. Dieses Vorgehen nach dem „NO-VA-Prinzip“ (Netzo-optimierung vor -verstärkung und -ausbau) wurde seitens der E-Control positiv bewertet.

Bereits in den vergangenen Jahren wurden neben den allgemein (in den Konsultationsversionen) zugänglichen Informationen weitere, vertrauliche Informationen vor allem zu technischen Projektdetails und Kosten abgefragt. Diese Abfrage erfolgt seit dem Jahr 2014 nach einem standardisierten Schema. Dies ermöglicht eine strukturiertere und detailliertere Prüfung der Daten und bietet eine leichtere Vergleichbarkeit mit vergangenen und Folgejahren. Auch das Monitoring bereits genehmigter Projekte aus dem NEP wird dadurch erleichtert.

Vor allem in Zusammenhang mit der Auswahl von Projects of Common Interest (PCIs) auf europäischer Ebene basierend auf dem Energieinfrastrukturpaket der EU ist eine fundierte Analyse der österreichischen Netzausbauprojekte wichtig und eine intensive sowie gute Zusammenarbeit der unterschiedlichen Beteiligten ausschlaggebend für eine optimale Förderung der österreichischen Interessen.

#### **Aufsicht Verrechnungsstellen**

Im Rahmen der Aufsichtsfunktion der E-Control über die Verrechnungsstellen erfolgten im

Jahr 2015 Evaluierungen zweier Themenkreise mit Änderungen des Strom-Regelwerks im Umfeld der Bilanzgruppenkoordinatoren.

Die APCS in ihrer Funktion als Verrechnungsstelle und Bilanzgruppenkoordinator betreibt zur Abdeckung des Counterparty-Risikos ein Risikomanagementsystem, das derzeit stark auf historischen Werten basiert. So wird die Sicherheitenanforderung auf Basis von beobachteten, schon abgerechneten Werten ermittelt. Aufgrund der zunehmenden Kurzfristigkeit und Volatilität des europäischen und somit auch österreichischen Strommarktes wird in Zukunft ein höheres Gewicht auf die aktuelle Situation der jeweiligen Bilanzgruppen gelegt. Vorschläge wurden erarbeitet: Sie umfassen beispielsweise einen zusätzlichen Datenaustausch mit dem Regelzonenführer zum zeitnahen Erkennen offener Positionen auch regelzonenüberschreitend, worauf ggf. mit einer umgehenden Sicherheitenanforderung reagiert werden kann. Das neue Risikomanagement sieht neben der Vertragskündigung die Möglichkeit einer zeitnahen (vorläufigen) Sperre einer Bilanzgruppe vor. Hierdurch kann im Bedarfsfall der weitere Anfall von Ausgleichsenergie eingeschränkt werden. Weiters erfolgte eine Änderung des Einflusses der Bonität. Die Wahrscheinlichkeit des Eintritts der Solidarhaftung soll durch das neue Risikomanagement minimiert werden und damit allen Marktteilnehmern zugutekommen. Die Änderungen wurden konsultiert und sollen 2016 in neuen Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators (AB-BKO) münden.

Eine weitere Aufgabe der Verrechnungsstelle ist die Abrechnung der Ausgleichsenergie. Die Vorgehensweise inklusive verwendeter Formeln ist in den AB-BKO geregelt. Durch die Verschiebungen im Kostengefüge der Beschaffung der Regelreserve und einige systematische Änderungen sowie zunehmenden Vermarktungsmöglichkeiten (Intraday) seit Einführung des aktuellen Ausgleichsenergiesystems kommt es zunehmend zu nicht vorgesehenen Preisauswirkungen. Es traten verstärkt negative Werte des sogenannten Clearingpreises 2 auf, d.h., es konnten nicht wie angestrebt 20% der Kosten an Bilanzgruppen mit Endverbrauchern verrechnet werden. Es wurden Preismodellsimulationen durchgeführt, die zeigten, dass durch Parameteranpassungen sowie veränderte Basispreisberechnung die negativen Sozialisierungen abgeschwächt werden können. Daher wird die untere Schranke des Maximums der Umlagenfunktion und der minimale Wert der Umlagenfunktion halbiert sowie der Basispreis nur bei Abruf von Tertiärregelenergie basierend auf Tertiärregelenergiepreisen berechnet und weiters ein für alle Marktteilnehmer verfügbarer Intraday-Börsepreis einbezogen. Die Änderungen wurden Ende 2015 in geänderten AB-BKO genehmigt und sollen Anfang 2016 in Kraft treten. Da diese Änderungen das Problem nicht vollständig lösen werden, ist eine weitere genauere Beobachtung erforderlich.

#### **Genehmigung allgemeine Verteilernetzbedingungen**

Die von der E-Control in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern und Interessenvertretern entwickelte Musterfassung setzt die Novelle

zum EIWOG 2010, BGBl. I Nr. 174/2013, und die Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012, END-VO 2012) in der Fassung der Novelle BGBl. II Nr. 192/2013 um. Die Schwerpunkte der neuen Musterfassung liegen in der Erhöhung der Netzqualität und der Stärkung der Rechte der Netzkunden (EIWOG, Umsetzung der END-VO 2012) sowie bei der zivilrechtlichen Umsetzung der Smart-Meter-Bestimmungen des EIWOG. Dabei wurde besonderes Augenmerk auf die Konsumentenschutzthemen (Recht auf Grundversorgung, genauere Regelung von Mahnungen und Abschaltungen, Vorauszahlungen und Sicherheitsleistungen etc.) gelegt.

Auf dieser Basis reichten alle Netzbetreiber neue Allgemeine Bedingungen ein. Mittlerweile verfügen alle österreichischen Verteilernetzbetreiber über genehmigte Allgemeine Bedingungen auf Basis der derzeitigen Rechtslage.

#### **Allgemeine Lieferbedingungen (Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit elektrischer Energie)**

Nach § 80 Abs. 1 EIWOG 2010 haben Versorger Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit elektrischer Energie für Kunden, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, zu erstellen (im Folgenden: AGB). Die AGB sowie ihre Änderungen sind der Regulierungsbehörde vor ihrem Inkrafttreten in elektronischer Form anzuzeigen und in geeigneter Form zu veröf-

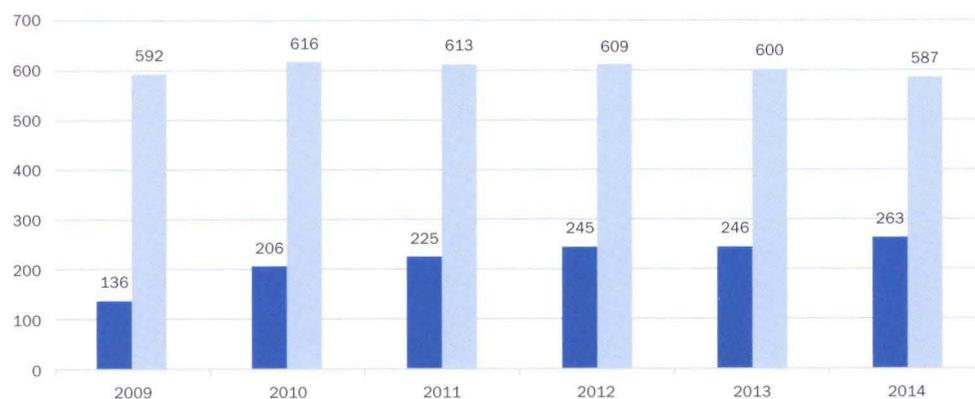
fentlichen. Die Regulierungskommission, als Organ der E-Control, hat gemäß § 12 Abs. 1 Z 4 E-ControlG nach eingehender Prüfung die Anwendung von AGB, die gegen ein gesetzliches Verbot oder gegen die guten Sitten verstoßen, mit Bescheid zu untersagen. Die E-Control führt demnach eine sogenannte Ex-ante-Prüfung der AGB durch. Ein Verfahren vor den ordentlichen Gerichten, z.B. im Wege einer Verbandsklage, ist allerdings trotz einer eventuell erfolgten Nicht-Untersagung möglich.

Im Jahr 2015 zeigten dreizehn Stromlieferanten erstmalig AGB an sowie weitere fünf Stromlieferanten Änderungen ihrer bereits bestehenden AGB, dies insbesondere noch anlässlich des am 26.5.2014 kundgemachten Verbraucherrechte-Richtlinie-Umsetzungsgesetzes – VRUG, BGBl. I Nr. 33/2014.

Aufgrund dieses Gesetzes wurde ein neues Gesetz – das Fern- und Auswärtsgeschäfte-Gesetz – FAGG – erlassen sowie Änderungen im Konsumentenschutzgesetz (KSchG) vorgenommen. Wesentliche Vorteile für den Verbraucher bringt die dadurch erfolgte Verlängerung der Rücktrittsfrist auf 14 Tage (anstelle von 7 Werktagen bzw. 1 Woche) bei Fernabsatzverträgen sowie bei außerhalb von Geschäftsräumen abgeschlossenen Verträgen zwischen Unternehmern und Verbrauchern iSd KSchG. Der Rücktritt vom Vertrag ist darüber hinaus nun formfrei möglich. Kommt ein Unternehmer seinen das Rücktrittsrecht betreffenden Pflichten nicht nach, verlängert sich die Rücktrittsfrist um 12 Monate. Darüber hinaus wurden für Unternehmer weitreichende, vor Vertragsabschluss an den Verbraucher zu richtende Informationspflichten normiert. Im Zuge der informel-

#### DAY-AHEAD-HANDELSVOLUMEN EPEX SPOT UND STROMVERBRAUCH IN ÖSTERREICH UND DEUTSCHLAND in TWh

Handelsvolumen ■  
Verbrauch ■



**Abbildung 20**  
Handelsvolumen am EPEX Spot-Day-ahead-Markt (Gebotszone Deutschland-Österreich) sowie jährlicher Stromverbrauch in Deutschland und Österreich

Quelle: EPEX Spot, ENTSO-E Consumption Data

len Vorabstimmung der E-Control mit den Stromlieferanten konnte bei bedenklichen Klauseln schon frühzeitig ein Einlenken der Unternehmen herbeigeführt werden, sodass im Jahr 2015 kein Verfahren mit einer Untersagung der Anwendung von AGB beendet werden musste.

#### **Aufsicht Handelsplätze EPEX Spot und EXAA**

Der kurzfristige physische Stromhandel in Österreich erfolgt im Wesentlichen über die beiden Strombörsen EPEX Spot SE und EXAA. Beide Handelsplätze ermöglichen den Marktteilnehmern einen Handel von Spotprodukten.

#### *Entwicklung des Handelsvolumens der EPEX Spot SE*

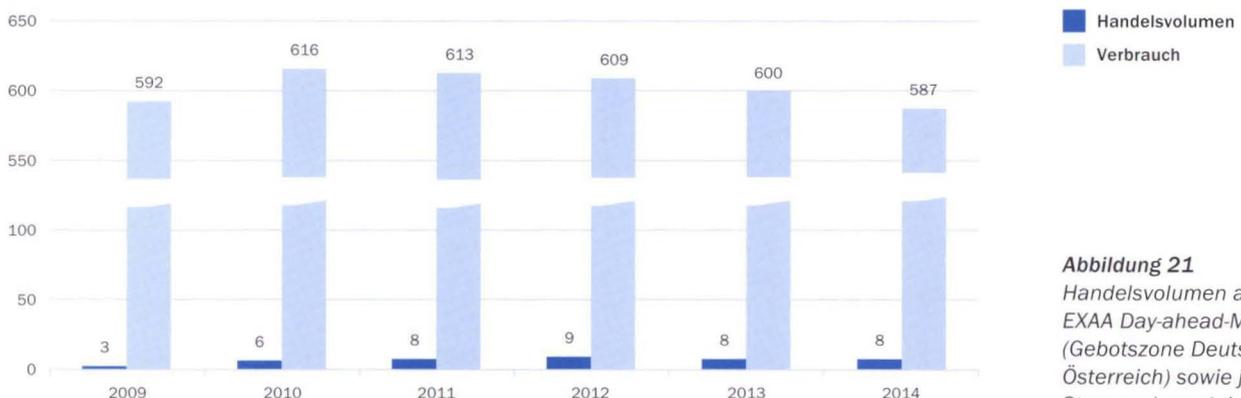
Die EPEX Spot SE bündelt den Spothandel für die Gebotszonen Deutschland-Österreich,

Frankreich und die Schweiz und konnte sich in den vergangenen Jahren als wichtiger europäischer Handelsplatz etablieren. Seit der Einführung im Jahr 2009 hat sich das Handelsvolumen beinahe verdoppelt und betrug im Jahr 2014 für die Gebotszone Deutschland-Österreich rund 263 TWh. Dies entspricht einem Anteil von ca. 45% des tatsächlichen physischen Gesamtstromverbrauchs in beiden Ländern sowie einem Anstieg von über 10% gegenüber dem Handelsvolumen im Vorjahr (siehe Abbildung 20).

#### *Entwicklung des Handelsvolumens an der EXAA*

Die EXAA bietet Marktteilnehmern seit dem Jahr 2002 die Möglichkeit zum physischen Handel von Day-ahead-Produkten für Deutschland und Österreich. Im Dezember 2012 wurde zudem auch ein spezieller Han-

### **DAY-AHEAD-HANDELSVOLUMEN EXAA UND STROMVERBRAUCH IN ÖSTERREICH UND DEUTSCHLAND in TWh**



**Abbildung 21**  
Handelsvolumen am EXAA Day-ahead-Markt (Gebotszone Deutschland-Österreich) sowie jährlicher Stromverbrauch in Deutschland und Österreich

Quelle: EXAA Market Analysis, ENTSO-E Consumption Data

del für Strom aus erneuerbaren Quellen eingeführt. Der EXAA Day-ahead-Markt zeigte in den letzten Jahren eine sehr konstante Entwicklung und wies im Jahr 2014 wie im Jahr davor ein Handelsvolumen von rund 8 TWh auf. Im Verhältnis zum Gesamtstromverbrauch in Deutschland und Österreich wird jedoch nur ein geringer Anteil von ca. ein bis zwei Prozent über die EXAA gehandelt (siehe Abbildung 21).

#### **Zusammenfassung**

Die Handelsvolumina der Strombörsen EPEX Spot und EXAA weisen trotz des generell sinkenden Stromverbrauchs eine konstante bzw. steigende Tendenz auf. Ein Treiber hierfür ist der steigende Anteil erneuerbarer Energien, der zu einer immer kurzfristigeren Vermarktung führt. Es ist davon auszugehen, dass sich der Trend auch in den kommenden Jahren fortsetzen wird.

#### **Aufsicht Lieferanten**

§ 88 Abs. 1 EIWOG 2010 sieht eine Reihe von Überwachungsaufgaben für die Landesregierungen in Form einer Grundsatzbestimmung vor. Die endgültige Festlegung der genauen Inhalte der Datenabfrage obliegt den neun Landesregierungen als zuständige Behörden. Gleichzeitig hat die Regulierungsbehörde gemäß Abs. 8 das Format der zu liefernden Daten zu definieren.

Die Datenqualität und Abdeckung der Erhebungen gemäß § 88 Abs. 1 EIWOG 2010 konnten verglichen mit dem vorangegangenen Berichtsjahr erneut verbessert werden. Aufgrund der gesteigerten Qualität wurden somit erstmalig

das Wechselverhalten und die Auswirkungen auf den Markt weiter analysiert.

Aktive Wechsler über alle Kundengruppen hinweg erzielten im Berichtsjahr 2014 demnach Nettoeinsparungen (auf Basis der gewechselten Mengen und der Energiepreise einschließlich aller Abgaben, Steuern und sonstiger staatlich verursachter Belastungen, die auf der Rechnung nicht getrennt ausgewiesen werden) in der Größenordnung von 90 Millionen Euro.

#### **MARKTAUFSICHT**

##### **Regelreservemarkt**

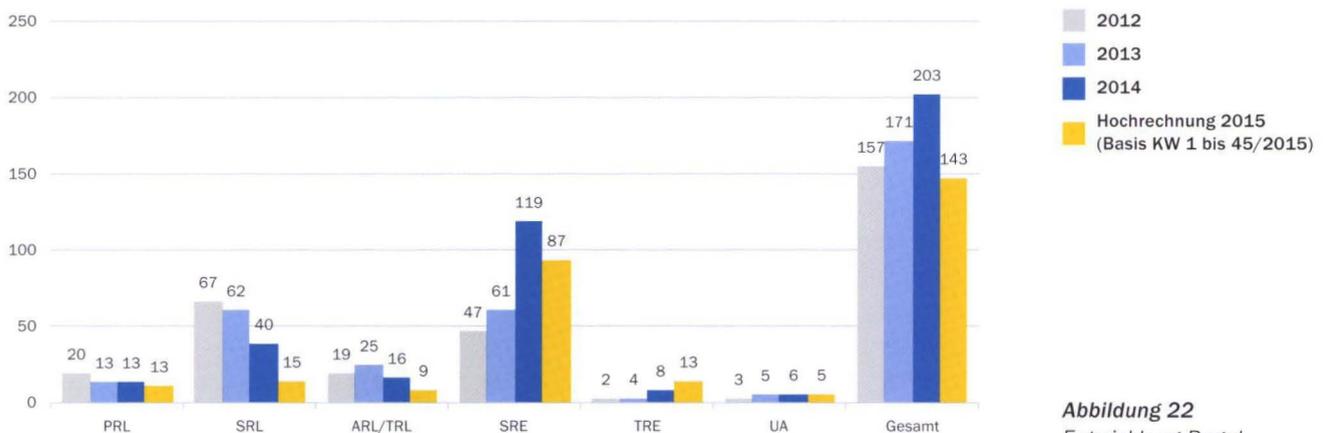
Die Beschaffung der Regelreserve erfolgt seit Anfang 2012 vollständig marktbasierend durch die Austrian Power Grid (APG). Die Entwicklungen auf den verschiedenen Märkten werden von der E-Control detailliert überwacht. Die Komponenten der Regelreservekosten, aus denen sich die Ausgleichsenergiekosten zusammensetzen, sind in der Vergangenheit stark gestiegen, hauptsächlich verursacht durch geringen Wettbewerb am Regelreservemarkt und die wachsende Menge volatiler erneuerbarer Einspeisung mit mangelnder Nutzung kurzfristiger Prognosen. Um dem entgegenzuwirken, hat die E-Control nationale Initiativen zur Belebung des Regelreservemarktes und internationale Kooperationen zur Eindämmung der Kosten für Regelreserve eingeleitet. Die Marktteilnehmer werden auf der Homepage der APG veröffentlicht; es sind einige neue dazugekommen, bestehende haben 2015 ihr Produktportfolio ausgeweitet und es wurden neue Typen von Anlagen aufgenommen, wie industrielle Verbraucher

und Power2Heat-Anlagen zur Fernwärmeerzeugung, sowie Anlagen, die sich in anderen Bilanzgruppen befinden. Es wird weiterhin gezielt versucht, den Wettbewerb zu beleben. Dies wird durch die Änderungen bei der Beschaffung z.B. durch tägliche Auktionen (ab November 2015) bei der Sekundärregelung sowie das 2015 auf die unteren Netzebenen ausgeweiteten Netznutzungsentgeltes für Regelreserve begünstigt. In den nächsten Monaten ist mit weiteren Markteintritten neuer Teilnehmer und der Vergrößerung bestehender Pools zu rechnen.

Seit Mai 2013 wird 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. Dies hat neben einer Reduktion der abgerufenen Energie und damit der Kostenbasis auch den Effekt, einen Teil der Regelreserven zugunsten der Netzsicherheit freizusetzen. Durch die im April 2014 begonnene Beteiligung an der International Grid Control Cooperation (IGCC) mit neun europäischen Übertragungsnetzbetreibern konnten wesentliche Mengen an aktivierter Regelenergie und damit Kosten eingespart werden. Weitere Kooperationsprojekte bei der Sekundär- und Tertiärregelung sind in Umsetzung. Bei der Primärregelung besteht bereits seit 2013 eine erfolgreiche Kooperation mit dem Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid, die im April 2015 auf Deutschland und die Niederlande ausgedehnt wurde. Damit handelt es sich mit 783 MW um den größten europäischen Markt in diesem Bereich. Die Liquidität wur-

#### ENTWICKLUNG REGELRESERVEKOSTEN in Mio. Euro



**Abbildung 22**  
Entwicklung Regelreservekosten

Anmerkung: 2012 bis 2014: jeweils KW1 bis KW52; 2015: 1. Jänner bis 31. Dezember

Quelle: E-Control

de dadurch wesentlich erhöht und die Preise haben sich auf niedrigem Niveau stabilisiert. Durch die Exportmöglichkeiten wurde für österreichische Teilnehmer der Markt mehr als verdoppelt. Weitere Länder sind an einer Beteiligung interessiert.

2015 hat es Phasen mit hohen gebotenen Mengen und niedrigen wöchentlichen Kosten gegeben, trotzdem bleiben die Kosten stark schwankend. Erstmals seit der marktbasierter Beschaffung der gesamten Regelreserve (2012) sind die Jahreskosten im Vergleich zum Vorjahr gesunken, wobei der Bedarf sich nicht verringert hat. Wesentlicher Treiber für den steigenden Bedarf nach allen Formen der Flexibilität im Stromsektor sind vor allem die zunehmenden Mengen an volatiler Erzeugung durch Wind und PV in ganz Europa, dies führt auch tendenziell zu steigenden Preisen für alle Flexibilitätsprodukte. In Summe sind die Kosten für die Regelerzeugungsprodukte im Jahr 2015 auf unter 150 Mio. Euro bzw. um etwa 30 % gegenüber dem Vorjahr gesunken. D.h., die gesetzten Maßnahmen haben deutliche Wirkung gezeigt. Eine weitere genaue Beobachtung der Situation und eine Fortführung der Marktorientierung ist erforderlich.

#### **SMART METER**

Im Jahr 2012 wurde in Österreich mit dem Erlass der auf § 83 Abs. 1 EIWOG 2010 basierenden Intelligente-Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) durch den Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFW, nunmehr: BMWFW) der Startschuss für die Einführung von intelligenten Messge-

räten in Österreich gegeben. Die Verordnung wurde Ende 2014 novelliert. Die Verordnung sieht vor, dass bis Ende 2019 mindestens 95% aller österreichischen Stromkunden mit einem intelligenten Messgerät auszustatten sind. Der festgeschriebene Einführungsplan sieht zudem eine stufenweise Umsetzung vor: Bis Ende 2015 ist nunmehr seit der Novelle 2014 ein Projektplan über die stufenweise Einführung von intelligenten Messgeräten samt Angabe eines Zielerreichungspfades vorzulegen und bis Ende 2017 sind wie bisher 70% aller Kunden mit einem intelligenten Messgerät auszustatten. Die gesamte Einführung wird auf Grundlage der Verpflichtungen aus der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL 2009/72/EG<sup>7</sup>, die nach Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse eine Einführung von intelligenten Messgeräten für mindestens 80% aller Stromkunden bis Ende 2020 vorsieht, durchgeführt. Aufgrund des ambitionierten Zeitrahmens haben die Netzbetreiber viel Arbeit vor sich, um die Einführung zeitgerecht und für alle Kunden zufriedenstellend abzuschließen. Um diesen komplexen Vorgang zu überwachen, hat der Gesetzgeber den Netzbetreibern umfangreiche Berichtspflichten gegenüber dem BMWFW und der Regulierungsbehörde auferlegt. Die E-Control ist zur Erstellung eines Fortschrittsberichts verpflichtet. Dieser Verpflichtung wurde im Jahr 2013 für das Jahr 2012 erstmals nachgekommen. Im Jahr 2015 erfolgte nun die Aktualisierung dieser Daten auf Basis der abgefragten Daten für das Jahr 2014. Details zur Einführung sind den entsprechenden Monitoringberichten zu ent-

<sup>7</sup> Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 55.

nehmen, diese sind auf der Homepage der E-Control<sup>8</sup> abrufbar.

Die E-Control geht davon aus, dass die Projekte – neben den bereits gestarteten Ausschreibungen – spätestens im Jahr 2015 ausgeschrieben und anschließend zeitnah gestartet werden sollten, um den vorgegebenen Terminplan zeitgerecht abschließen zu können. Ob dieses Ziel von den Netzbetreibern eingehalten werden kann, wird in den kommenden Jahren zu überprüfen sein.

#### **BERICHT UNBUNDLING/ZERTIFIZIERUNG**

Hinsichtlich der Entflechtungsvorgaben für Übertragungsnetzbetreiber ist es bereits in den vergangenen Jahren zu den positiven Zertifizierungsentscheidungen in Bezug auf die Austrian Power Grid AG (APG) und die Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH gekommen.

Aufgrund der Ausgestaltung der APG als unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber (ITO) müssen alle Verträge zwischen der APG und dem vertikal integrierten Unternehmen in der Verbund-Gruppe von der Regulierungsbehörde bei Vorliegen der gesetzlichen Voraussetzungen genehmigt werden. Dadurch werden insbesondere Quersubventionen vom Netzbetreiber zum vertikal integrierten Unternehmen hintangehalten.

Alle Netzbetreiber (Verteiler- sowie Übertragungsnetzbetreiber) haben nach Einleitung von Missbrauchsverfahren bereits ihre Firmennamen und Logos derart geändert, sodass sie nicht mehr mit dem vertikal integrierten Unter-

nehmen – insbesondere dem Lieferanten – verwechselt werden können. Mittels Verpflichtungszusagen durch die Netzbetreiber konnte die Behörde auch durchsetzen, dass die Firmenbeschriftung der Trafos, Autos etc. in unterscheidbarer Form vom vertikal integrierten Unternehmen geändert wurde.

#### **VERSORGUNGSSICHERHEIT**

##### **Langfristprognose**

Gemäß § 15 Energielenkungsgesetz 2012 wurde der diesjährige Monitoring Report zur Versorgungssicherheit Strom erstellt. 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.

Für 2025 wird ein energetischer Endverbrauch von 64.002 GWh erwartet, der einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 0,40% für den Prognosezeitraum 2015–2025 entspricht. Bis 2020 werden 63.343 GWh erwartet, was einer durchschnittlichen Steigerung von 0,56% entspricht. Dies ist wiederum ein Rückgang gegenüber der Prognose aus dem Vorjahr, hier wurde noch ein durchschnittliches Wachstum von 0,9% pro Jahr bis 2020 prognostiziert. Hauptverantwortlich zeigt sich das niedrige Nachfragewachstum in den letzten Jahren (Ausnahme 2010), das im Modell Eingang fand.

<sup>8</sup> <http://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/smart-metering/monitoring>

Die aktuellen Prognosen des energetischen Endverbrauchs der ENTSO-E und der E-Control haben sich wie schon in den letzten Jahren weiter angenähert und verlaufen mit einer minimalen Abweichung voneinander somit fast ident, mit einer knapp gering höheren Prognose der E-Control von im Schnitt 0,35% verglichen mit ENTSO-E. Somit wird auch wegen Energieeffizienzsteigerungen ein stagnierender energetischer Endverbrauch in Österreich erwartet.

Obwohl es Unsicherheiten und Zurückhaltung bei Kraftwerksausbauten gibt, lässt das prognostizierte Leistungsmaximum der verfügbaren Kraftwerke über den betrach-

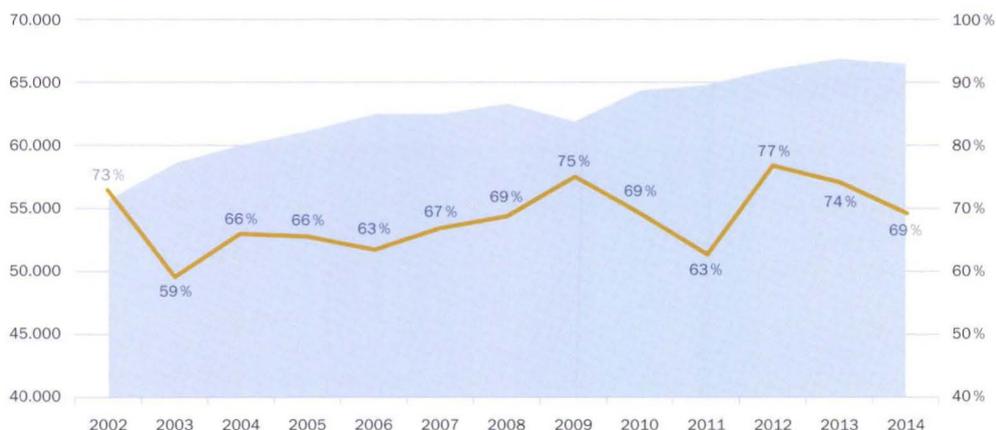
teten Zeitraum bis 2025 und die prognostizierten Lastspitzen keine Versorgungsprobleme erwarten. Im konservativen Szenario der E-Control läge die installierte Leistung mehr als 10 GW über der erwarteten Spitzenlast, die gesicherte Leistung immerhin noch etwa 3 GW darüber.

**MARKTAUFSICHT ÖKOSTROM**

In der Vergangenheit sind in Österreich sowohl der Stromverbrauch<sup>9</sup> als auch die erzeugten Mengen gestiegen. So wurden im Jahr 1990 im öffentlichen Netz 43,5 TWh Strom (inklusive Pumpstrom, Netzverluste, Eigenverbrauch Kraftwerke) verbraucht und

**ANTEIL STROM AUS ERNEUERBAREN AM ENDVERBRAUCH in GWh**

Verbrauch öffentliches Netz inkl. Pumpstrom in GWh (links) ■  
 Anteil Öko an Verbrauch inkl. Pumpstrom in % (rechts) —



**Abbildung 23**  
 Anteil Strom aus Erneuerbaren am Endverbrauch

Quelle: E-Control

<sup>9</sup> Die Daten zum Stromverbrauch beziehen sich auf die Statistiken der Energie-Control Austria. Der Stromverbrauch setzt sich zusammen aus Bruttostromerzeugung + physikalische Importe - physikalische Exporte. Der Anteil Pumpstrom ist inkludiert.

44,1 TWh Strom produziert, der Anteil der Erneuerbaren am Verbrauch lag bei 70%.

Bis zum Jahr 2014 stieg die verbrauchte Menge um 53% an. 2014 wurden 67 TWh Strom (inklusive Pumpstrom, Netzverluste, Eigenverbrauch Kraftwerke) verbraucht und es wurden 65 TWh Strom produziert. Nach ersten Auswertungen lag der Anteil des Stroms aus Erneuerbaren (inländische Erzeugung) am Verbrauch im Jahr 2014 bei 69%<sup>10</sup>. Eine erste Auswertung ergab für das Jahr 2012 73% – nach aktuellem Datenstand 77% und für 2013 70% – nach aktuellem Datenstand 74%. Die Unschärfe ergibt sich aufgrund von Strommengen sonstiger Kraftwerke < 10 MW, die erst zu einem späteren Zeitpunkt detailliert zugeordnet werden können. Für 2014 ist damit zu rechnen, dass sich der Anteil des gesamten Stroms aus Erneuerbaren in etwa auf dem Niveau von 2013 befunden hat. Der Höchststand von 2012 konnte somit aber nicht erreicht werden. Dieser konnte damals

vor allem aufgrund einer sehr guten Wasserführung erreicht werden. In Abbildung 23 „Anteil Strom aus Erneuerbaren am Endverbrauch“ ist die Entwicklung des Verbrauchs im öffentlichen Netz inklusive Pumpstrom dargestellt sowie der Anteil von Strom aus Erneuerbaren (geförderter Ökostrom und Wasserkraft).

In Abbildung 24 sind die im ÖSG 2012 definierten Ausbauziele dargestellt.

#### Zielerreichung 2015

Erste Hochrechnungen ergaben für das Jahr 2015 in Summe einen Zubau von 4.763 GWh. Laut Stand Mitte 2015 ist jedoch damit zu rechnen, dass der Ausbau unter dieser Prognose bleiben wird. Vor allem im Bereich der festen Biomasse ist das zusätzliche Unterstützungsvolumen durch ein größeres Projekt belegt, dessen Realisierungszeitpunkt noch nicht feststeht. Die in Summe angepeilten 4.350 GWh sollten jedoch unabhängig davon erreicht werden.

AUSBAUZIELE LAUT ÖSG 2012 – ZUSÄTZLICHE INSTALLIERTE LEISTUNG				
	2015		2020	
	MW	GWh	MW	GWh
Wasserkraft	700	3.500	1.000	4.000
Windkraft	700	1.500	2.000	4.000
Biomasse und Biogas	100	600	200	1.300
Photovoltaik	500	500	1.200	1.200

**Abbildung 24**  
Ausbauziele laut ÖSG 2012  
– zusätzliche installierte  
Leistung verglichen mit 2010

Quelle: E-Control

<sup>10</sup> Anmerkung: Basierend auf Erfahrungen der letzten Jahre ist damit zu rechnen, dass dieser bei aktualisierten Daten, welche erst Mitte/Ende des Jahres 2015 zur Verfügung stehen werden, um bis zu 4% höher sein könnte.

Betrachtet man die einzelnen Technologien so werden die Ziele 2015 nach dieser Hochrechnung ausschließlich von der Windkraft erfüllt. In diesem Bereich ergibt sich voraussichtlich eine Übererfüllung von +1.000 GWh. Es ist anzunehmen, dass die Partizipation der Windkraft am Resttopf, auf Kosten der übrigen Technologien, überdurchschnittlich stark war. Zum Resttopf gilt jedoch zu sagen, dass das ÖSG 2012 keine Aufteilung für diesen nach Technologien vorsieht. Bei den übrigen Technologien ist auch aufgrund des oben genannten Zustandes und einer geringen Reduktion der Einspeisetarife für Neuanlagen nicht mit dem Erreichen der 2015-Ziele zu rechnen.

#### Zielerreichung 2020

Ausgehend von den Ergebnissen für 2015 wurde eine Prognose für die weitere Ent-

wicklung des Zubaus bis 2020 erstellt. Laut dieser Prognose sollten die Ziele in Summe bis 2020 erfüllt werden (siehe Abbildung 25).

Im Gegensatz zur Prognose im letztjährigen Bericht wurden die Tarife für rohstoffabhängige Technologien nicht reduziert. Für den weiteren Ausbau von Kleiner und Mittlerer Wasserkraft wurden neue Auswertungen der OeMAG herangezogen und mit dem potentiellen Ausbau aufgrund der garantierten Einspeisetarife kombiniert.

90% der Mittel aus dem Resttopf wurden für den Zeitraum 2015 bis 2020 der Windkraft zugerechnet, die übrigen 10% der Photovoltaik. Unter diesen Voraussetzungen ergibt sich in beiden Marktpreisszenarien, dass

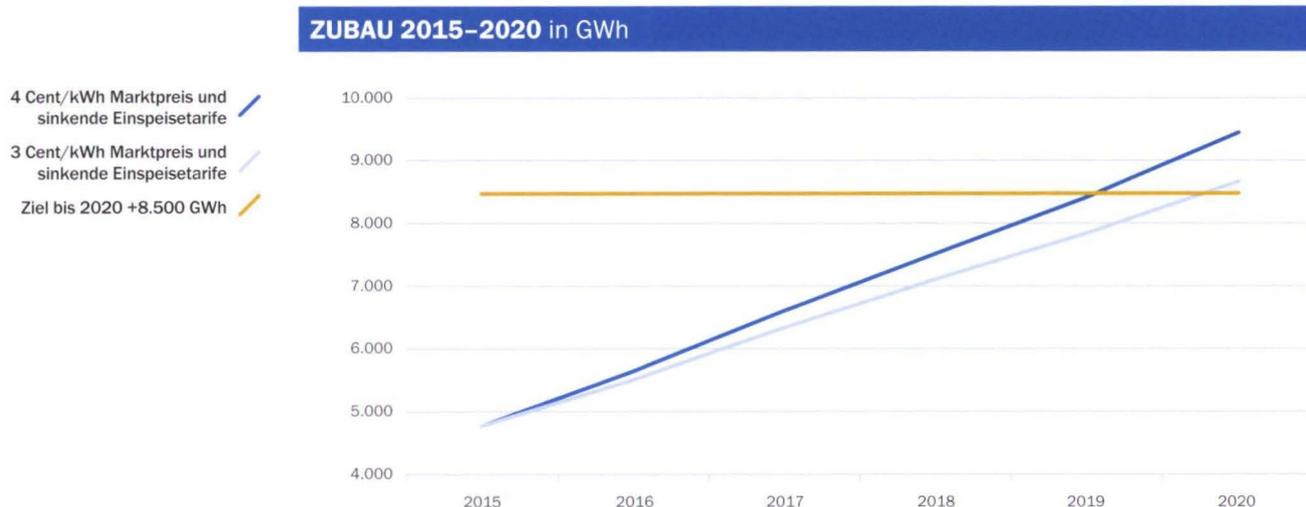


Abbildung 25  
Zubau 2015-2020

Quelle: OeMAG, E-Control

der Zubau über den gesetzlich festgelegten 8.500 GWh liegen würde. Bei einem Marktpreis von 3 Cent/kWh ergeben sich in Summe etwa 8.700 GWh und bei 4 Cent/kWh wären es zusätzliche 9.400 GWh. Für die einzelnen Technologien ergibt sich ein unterschiedliches Bild.

Die Windkraft würde zwischen 500 bis 1.000 GWh über dem angestrebten Ziel liegen. Die Photovoltaik würde je nach Marktpreisszenario leicht über oder unter dem Ziel von 1.200 GWh Zubau liegen. Im Bereich der Wasserkraft könnte das 2.000-GWh-Ziel aufgrund der aktuellen Prognose in beiden Fällen übertroffen werden. Bei den rohstoffabhängigen Technologien ist wie letztes Jahr zu erwarten, dass die Ausbauziele in keinem Fall erreicht werden. Nachdem in dieser Prognose die Einspeisetarife für die rohstoffabhängigen Technologien nicht reduziert wurden, da dies mittlerweile äußerst unrealistisch erscheint, ergibt sich für diese Technologien eine noch größere Differenz zum Ausbauziel.

### **Stromkennzeichnung**

Sämtliche Stromlieferanten, die in Österreich Endkunden beliefern, sind gesetzlich dazu verpflichtet, die Primärenergieträgeranteile der Stromerzeugung dem Endkunden zur Kenntnis zu bringen. Die österreichische Stromkennzeichnung basiert auf Nachweisen. Die E-Control überwacht die Ausstellung, Übertragung und Entwertung dieser Nachweise und überprüft auch die Richtigkeit der Stromkennzeichnung. Die Ergebnisse dieser Überprüfung werden im

jährlichen Stromkennzeichnungsbericht veröffentlicht.

Die E-Control erhielt, bezogen auf die Gesamtabgabemenge für den Endverbrauch aus öffentlichen Netzen von 67 TWh, im Zuge der diesjährigen Überprüfung Informationen über rund 84,45% dieser Menge. Auf Basis der eingelangten Daten wurde eine Stromkennzeichnung für ganz Österreich berechnet. Im Bereich der bekannten Primärenergieträger fällt ein deutlicher Anstieg der erneuerbaren Energieträger im Vergleich zum Vorjahr auf (von 78,6% auf 89,1%). Gesunken ist hingegen der Anteil der fossilen Energieträger von 14,4% auf 10,4%. Eine leichte Senkung konnte auch im Bereich der sonstigen Primärenergieträger verzeichnet werden (von 0,27% auf 0,26%). Auch der Anteil des Stroms unbekannter Herkunft (sogenannter Graustrom) verringerte sich im Vergleich zum Vorjahr von 6,8% auf 0,27%. Dieser Rückgang ist auf das seit 1.1.2015 geltende Verbot von Strom unbekannter Herkunft zurückzuführen, das von allen Lieferanten eingehalten wurde. Die verbliebenen 0,27% Graustrom entstanden durch abweichende, „schiefe“ Wirtschaftsjahre. Hier kam es zu Überschneidungen zwischen Betrachtungszeitraum und Wirtschaftsjahr, wodurch noch eine geringe Menge Graustrom dem Jahr 2014 zugerechnet werden musste.

Die eingesetzten Herkunftsnachweise kamen mit insgesamt 69,11% zum Großteil aus Österreich (Vorjahreswert: 73,10%). Im Vergleich

### NÄHERUNGSWERT FÜR DIE ÖSTERREICHISCHE STROMKENNZEICHNUNG 2014



**Abbildung 26**  
Näherungswert für die österreichische Stromkennzeichnung 2014

Quelle: Herkunftsnachweisdatenbank, E-Control

zum Vorjahr verteilen sich die Importe von Nachweisen auf mehr Länder, der größte Anteil von ausländischen Nachweisen stammt jedoch weiterhin aus Norwegen.

Die durchschnittlichen Umweltauswirkungen gemäß Stromkennzeichnung liegen bei 58,04 g/kWh CO<sub>2</sub> (im Vergleich zum Vorjahr 103,33 g/kWh) sowie 0,002 mg/kWh (im Vorjahr 0,05 mg/kWh) radioaktiver Abfall. Der Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen liegt hauptsächlich am Wegfall des Graustroms sowie des geringeren Einsatzes von Herkunftsnachweisen aus fossilen Energieträgern.

Die Anzahl an reinen Grünstromlieferanten in Österreich stieg deutlich. Strom aus 100% erneuerbaren Energien wurde im Jahr 2014 von insgesamt 107 Lieferanten (im Vorjahr 81 Lieferanten) geliefert. Innerhalb eines Jahres sind 25 Lieferanten auf Grünstrom umgestiegen bzw. neu auf den Markt getreten. Alle Ökostromanbieter (inklusive Landesenergieversorger, die reine Grünstromanbieter sind) haben eine Gesamtabgabemenge von 30.456 GWh (Vorjahreswert 17.412 GWh).

## Gasmarkt

### **WEITERENTWICKLUNG DES MARKTMODELLS**

Mit der Novelle 2015 zur Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 werden Bestimmungen bereinigt, die mit der Anwendbarkeit der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 der Kommission vom 14. Oktober 2013 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen („CAM Network Code“) ab 1. November 2015 obsolet werden.

Überdies werden diverse Anpassungen und Klarstellungen bei der Anwendung der Renominierungsbeschränkungen, den Anträgen auf Kapazitätserweiterung, den Netzzugangsverträgen von Speicher- und Produktionsanlagen, der Kapazitätsvorhaltung für Speicherunternehmen, Produzenten und Erzeuger von biogenen Gasen und die Bilanzierung von Verbrauchsmengen ohne Versorgungsvertrag vorgenommen.

Auch hinsichtlich der Kapazitätsbuchungen für sogenannte „Netzinseln“ wurde eine Neuregelung vorgenommen. Teile des Netzbereichs Oberösterreich stellen physikalisch gesehen Netzinseln im Marktgebiet Ost dar, die nur aus dem benachbarten deutschen Marktgebiet aufgespeist werden können (Schärding, Ach), was bislang insbesondere einen Versorgerwechsel nicht zugelassen hat. Eine vom Verteilergiebtsmanager zusammen mit dem benachbarten deutschen Verteilernetzbetreiber entwickelte Lösung soll auch in die-

sen Gebieten die freie Wahl des Versorgers ermöglichen. Dafür ist es erforderlich, den Verteilergiebtsmanager im Marktgebiet Ost zu berechnen und zu verpflichten, die benötigten Kapazitäten zu buchen. Ab Inkrafttreten dieser Regelung mit 1. Oktober 2015 6:00 Uhr haben Versorger das Gas für die Kunden in den genannten Netzinseln am Virtuellen Handlungspunkt des Marktgebiets Ost zur Verfügung zu stellen.

Außerdem wurde eine Anpassung bei der Festlegung des Strukturierungsbeitrags im Fernleitungsnetz vorgenommen. Auf Basis der bisherigen Erfahrungen mit dem Gas-Marktmodell kann insbesondere festgestellt werden, dass Unterlieferungen (Short-Positionen) der Bilanzgruppen wesentlich mehr Aufwand im System verursachen als Überlieferungen (Long-Positionen). Überlieferungen können grundsätzlich zu einem entsprechenden Preis immer am Virtuellen Handlungspunkt verkauft werden, wohingegen bei der Beschaffung für Unterlieferungen Engpässe entstehen können, die letztendlich auch zu einer Gefährdung des Gesamtsystems führen können. Vor diesem Hintergrund wurde nunmehr ergänzt, dass der bilanzielle Marktgebietssaldo, der den aktuellen Status des Gesamtnetzes widerspiegelt, bei der Festlegung des Strukturierungsbeitrags Berücksichtigung finden muss. Die Höhe und die Abwicklungsdetails des Strukturierungsbeitrags selbst wurden vom Marktgebietsmanager öffentlich konsultiert, traten mit 1. November

2015 6:00 Uhr in Kraft und unterliegen der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde als Teil der Allgemeinen Bedingungen des Marktgebietsmanagers.

#### **REGULIERUNG DER NETZE: KOSTENERMITTLUNG UND ENTGELT- FESTSETZUNG GAS IM JAHR 2015**

Während Gas-Fernleitungsnetzbetreiber nach wie vor auf Basis einer Tarifmethode reguliert werden, ist für Gas-Verteilernetzbetreiber seit 2008 ein langfristig stabiles Anreizregulierungssystem implementiert. Derzeit läuft die zweite Anreizregulierungsperiode für die Gas-Verteilernetzbetreiber. Die Daten der vergangenen Jahre, insbesondere die Daten des Jahres 2014, wurden von der Regulierungsbehörde zur Bildung der Gas-Netzentgelte des Jahres 2016 herangezogen.

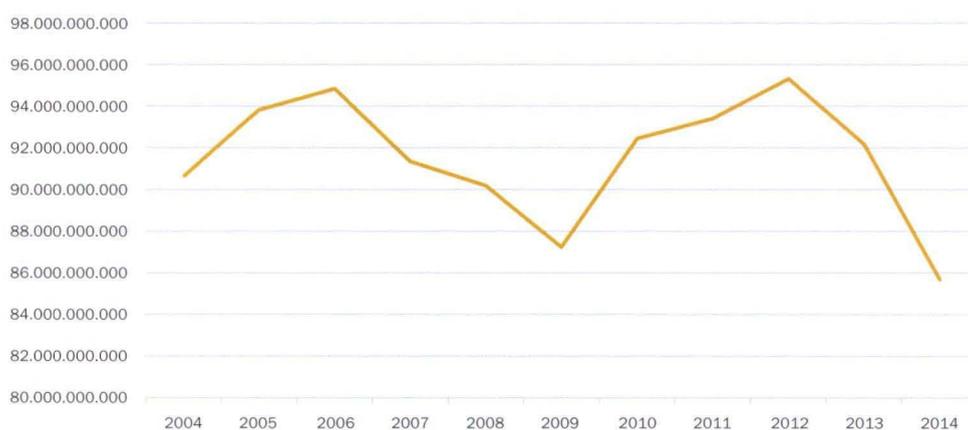
Für die Rahmenbedingungen der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013, Novelle 2016 (GSNE-VO 2013 Novelle 2016) ist die Entwicklung der darin festgesetzten Nutzungsentgelte durch mehrere Faktoren beeinflusst. Diese sind im Wesentlichen die Kosten der Netzebene 1, welche auf die neun Netzbereiche zu überwälzen sind, die direkten Kosten der Netzbetreiber im Netzbereich sowie die Mengenentwicklung in den Netzbereichen. Als Mengenbasis wird ein Dreijahresmittel der letztverfügbaren Jahre herangezogen. Für die gegenständliche Novelle wurden somit die Mengen der Jahre 2012 bis 2014 als Basis genommen. Da die im Jahr 2014 an Endverbraucher abgegebene Gasmenge be-

sonders niedrig war, musste die Jahresmengenbasis gegenüber dem Vorjahr um mehr als 6 TWh geringer festgestellt werden (Abbildung 27).

Die deutlich niedrigere Abgabemenge im Jahr 2014 hatte umfangreiche Auswirkungen auf die Kosten und Entgelte für den Gas-Verteilernetzbetrieb. Grundsätzlich hat die Regulierungsbehörde bei der Feststellung der Kosten des Netzbetriebes die Erlöse des Vorjahres kostenwirksam aufzurollen. Während außerplanmäßige Mehrerlöse so die Netzkosten senken, führen außerplanmäßige Mindererlöse zu einer Erhöhung der Kosten. Diese Aufrollung hat die Regulierungsbehörde grundsätzlich im zweiten darauffolgenden Jahr vorzunehmen. Obwohl die Netzbetreiber entsprechend ihres individuellen Effizienzgrades Kostensenkungen im Netzbetrieb durchführen müssen, führt ein derart niedriges Abgabejahr aufgrund der Aufrollung der Netzerlöse fast unweigerlich zu einer nachfolgenden Kostensteigerung. Das heißt, durch die außerplanmäßigen Mindererlöse im Jahr 2014 kam es weitgehend zu einer Erhöhung der Kosten für das Jahr 2016.

Da die im Jahr 2014 abgegebenen Mengen in den östlichen Netzbereichen besonders niedrig und der durch die Aufrollung zu bildende Differenzbetrag besonders hoch war, beschloss der Vorstand der E-Control gemäß § 71 Abs. 2 GWG 2011 die Verteilung des Differenzbetrages auf 3 Jahre (2016 bis 2018). Dadurch fiel die Erhöhung der Kosten für das

### ENTWICKLUNG DER GAS-TARIFIERUNGSMENGE in kWh



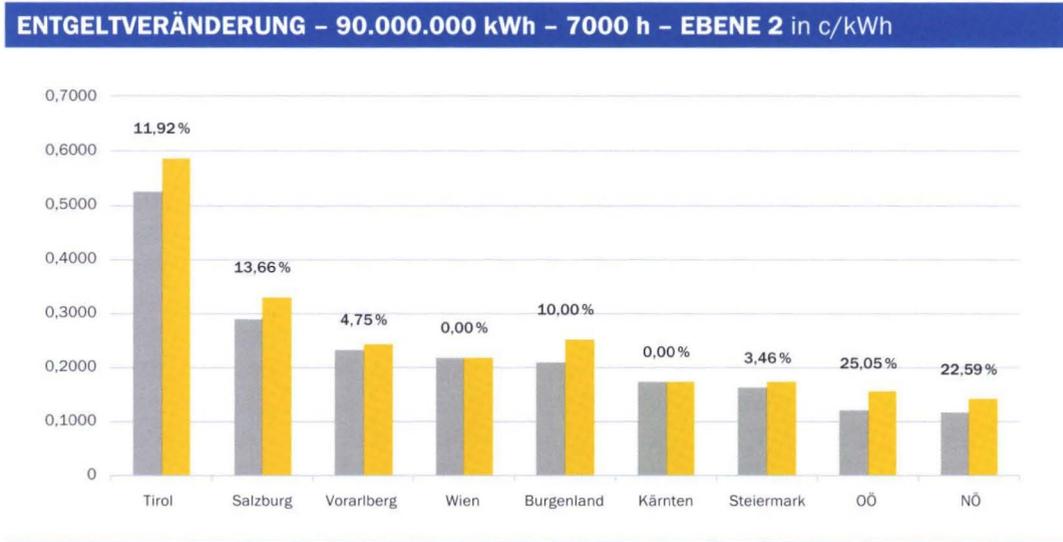
**Abbildung 27**  
Entwicklung der  
Gas-Tarifierungsmenge

Quelle: E-Control

Jahr 2016 für zahlreiche Gaskunden deutlich niedriger aus.

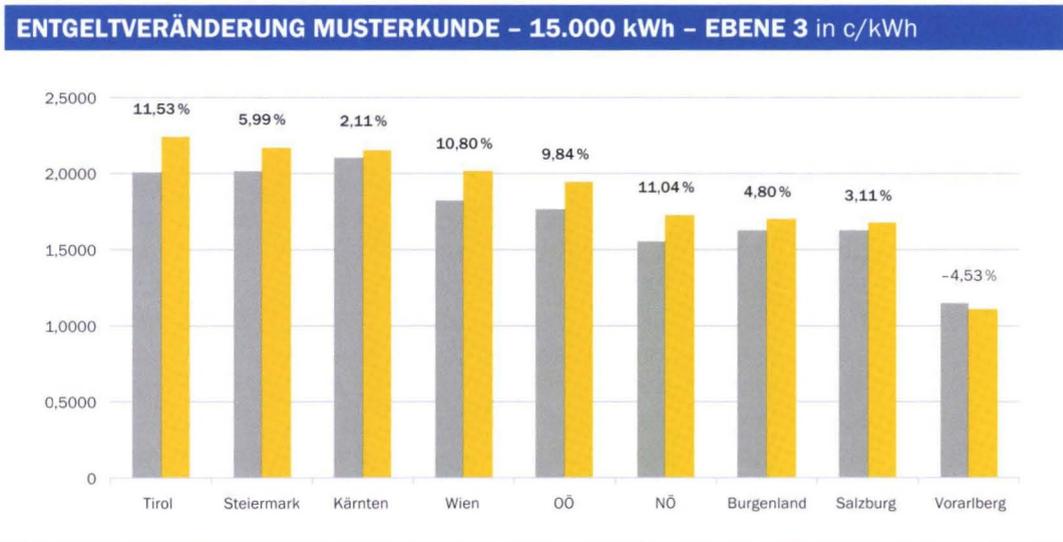
Trotzdem kam es in vielen Regionen zu einem markanten Anstieg der Netzentgelte, denn die Netzkosten mussten auf eine gesunkene Tarifierungsmenge aufgeteilt werden. Selbst bei gleichbleibenden Kosten hätte nämlich die niedrigere planmäßige Abgabemenge geringe Netzerlöse zur Folge gehabt. So musste eine Entgelterhöhung vorgenommen werden, um den Netzbetreibern weiterhin einen kostendeckenden Betrieb des Gasnetzes zu ermöglichen. Der Anstieg der Netzkosten verstärkte diese Entwicklung zusätzlich.

Wird das Entgelt verbrauchunabhängig festgesetzt oder machen verbrauchsunabhängige Entgelte einen wesentlichen Teil der Netzentgelte aus, hat ein Rückgang des Verbrauches keine derart volatilen Auswirkungen auf die Kosten und Entgelte des Gas-Netzbetriebes. Dies war der wesentliche Grund für die Erhöhung des Pauschalentgelts bei nicht gemessenen Kunden der Netzebene 3 (vorwiegend Haushalte, Klein- und Mittelbetriebe) von jährlich 30 Euro auf 36 Euro im Jahr 2016. Die dadurch einzuspielenden Erlöse wurden bei der Bestimmung der variablen Entgeltkomponenten wiederum tarifmindernd berücksichtigt, sodass es im Jahr 2016 auch bei verbrauchsärmeren



**Abbildung 28**  
Entwicklung Gas-Netzentgelt für Ebene-2-Musterkunden

Quelle: E-Control



**Abbildung 29**  
Entwicklung Gas-Netzentgelt für Ebene-3-Musterkunden

Quelle: E-Control

Kunden zu keiner unverhältnismäßigen Belastung durch die Gas-Netzentgelte kommen sollte. Wobei die Gasnetzentgelte selbstverständlich nur einen Teil der Rechnung eines Gasverbrauchers ausmachen und der aktuell niedrige Erdgaspreis den Verbrauchern zugutekommt.

Abbildungen 28 und 29 zeigen die Entgeltentwicklung für einen Musterkunden der Netzebene 2 mit einem Verbrauch von 90 GWh im Jahr und die entsprechende Entwicklung bei einem durchschnittlichen Heizkunden der Netzebene 3 mit einem jährlichen Gasverbrauch von 15 MWh. Besonders auf der Netzebene 2 waren starke Entgelterhöhungen in den Netzbereichen Tirol, Salzburg, Burgenland, Oberösterreich und Niederösterreich notwendig. In Tirol wurden die Anpassungen im Wesentlichen durch die Investitionen in das Erdgasnetz verursacht. Durch die Erschließung neuer Gebiete wird jedoch in Zukunft von einer steigenden Absatzmenge und dadurch wieder sinkenden Entgelten ausgegangen. Im Netzbereich Burgenland war die Anpassung der Ebene 2 hauptsächlich durch die geänderten Kostenwälzungsparameter verursacht, wodurch aufgrund des geringeren Verbrauchs anderer Netzbereiche und der Netzebene 3 mehr Kosten der österreichweit relevanten Ebene 1 zuzuordnen waren. Die hohen prozentuellen Steigerungen in Oberösterreich und Niederösterreich waren neben dem starken Abgaberrückgang auch auf eine sehr geringe Basis 2015 zurückzuführen. Trotz der höchsten Steigerungen in

diesen beiden Bereichen weisen sie immer noch die österreichweit niedrigsten Tarife der Ebene 2 auf. Auch auf der Ebene 3 zeigten sich besonders starke Entgelterhöhungen in Tirol, Oberösterreich, Niederösterreich und außerdem Wien.

Die mit 2014 eingeführte Entgeltbestimmung zur Berechnung des Leistungspreises, basierend auf der höchsten stündlichen Leistung eines Tages auf der Netzebene 2 (§ 10 Abs. 6a der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2014 [GSNE-VO 2013 Novelle 2014]), richtete sich vor allem an Großabnehmer mit sprunghaftem Verbrauchsverhalten und hat die Funktion, kurzfristigen Gasbezug für diese Kunden attraktiver zu bepreisen. Dadurch sollte durch diese Verbrauchergruppe in weiterer Folge ein höherer Beitrag zur Netzkostendeckung erbracht werden können. Voraussetzung für die Inanspruchnahme ist jedoch eine vertraglich vereinbarte Höchstleistung des Kunden von mehr als 400.000 kWh/h. Beispielsweise können Gaskraftwerke dadurch flexibler zur Stromerzeugung herangezogen werden. Die dadurch hervorgerufenen Leistungsspitzen machen allerdings auch Investitionen des Netzbetreibers notwendig, weshalb bei tageweiser Verrechnung vom Kunden ein spezifisch höheres Entgelt an den Netzbetreiber zu entrichten ist. Bei stetigem Verbrauchsverhalten führt die tageweise Verrechnung daher zu keiner Ersparnis für den Kunden.

Die Verbrauchsdaten aus dem Jahr 2014 zeigten, dass Verbraucher in Niederösterreich, Oberösterreich und der Steiermark in diesem Jahr auf tageweise Verrechnung optiert haben. Für diese Verbraucher war es dadurch möglich, den Gasverbrauch flexibler zu gestalten. Für Gaskraftwerke ermöglicht eine derartige Flexibilisierung der Kosten insbesondere eine weitgehendere Teilnahme am Regelenergiemarkt, da eine einmalige Leistungsspitze bei der Erzeugung von positiver Regelenergie die zu entrichtenden Gas-Netzentgelte bei weitem nicht im bisherigen Ausmaß erhöht. Dies trägt dazu bei, dass diese Kraftwerke durch ihren Gaseinsatz einen größeren Anteil der Gas-Netzkosten übernehmen können, wodurch die Höhe der Netzentgelte für alle

Netzbenutzer gedrückt wird. Andererseits können die Gaskraftwerke dadurch auch in Zeiten sinkender Strompreise noch am Strommarkt teilnehmen.

**Investitionen in die österreichische Gasnetzinfrastruktur**

Im Vordergrund bei den Investitionen der österreichischen Gasverteilernetzbetreiber standen und stehen die Versorgungssicherheit des Inlandsbedarfs sowie der Beitrag zur Marktintegration und Diversifizierung der Transportrouten. Nach dem Abschluss der Großprojekte wie der West- bzw. Südschiene werden kleinere Projekte im Verteilnetz realisiert. Hierbei stehen neben Leitungen zur Speicheranbindung auch Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen ins Leitungsnetz im

**ENTWICKLUNG DER BRUTTOINVESTITIONEN – GAS in TEUR**

- Bruttoinvestitionen Gasnetz
- Projekt „Südschiene“
- Projekt „Westeschiene“

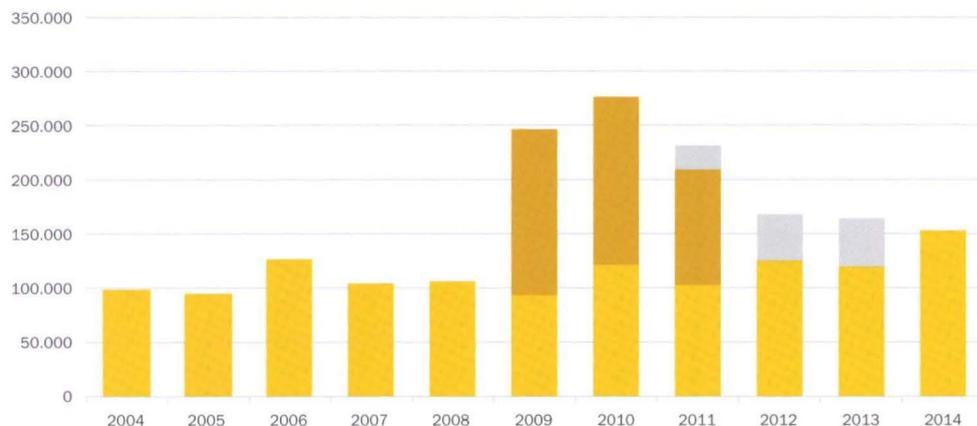


Abbildung 30  
Entwicklung der Bruttoinvestitionen im Gasnetz

Quelle: E-Control

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 Abbildung 30 zeigt sich ein leicht differenziertes Bild im Vergleich zu den vorangegangenen Jahren. Wie schon zuvor beschrieben, wurde im überregionalen Bereich 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 Netzentgelte zu gewährleisten.

## **VERÄNDERUNGEN**

### **AUF DER TRANSPORTEBENE**

#### ***CAM Network Code***

Die Gas-Marktmodell-Verordnung (GMMO-VO) wurde novelliert, um jene Bestimmungen zu bereinigen, die mit der Anwendbarkeit der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 der Kommission vom 14. Oktober 2013 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen

(„CAM Network Code“) ab 1. November 2015 obsolet wurden.

Der auf Grundlage der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 erlassene CAM Network Code sieht ein harmonisiertes Regelwerk zur Vergabe von Kapazität im Fernleitungsnetz vor. Darin enthalten sind insbesondere Bestimmungen über Standardkapazitätsprodukte und Zuweisungsverfahren sowie Vorschriften zur Zusammenarbeit benachbarter Fernleitungsnetzbetreiber mit dem Ziel einer abgestimmten Vermarktung von Kapazität an Netzkopplungspunkten. Insoweit die Verordnung (EU) Nr. 984/2013 Festlegungen trifft, ist es dem nationalen Ordnungsgeber verwehrt, eigene Regelungen vorzusehen (Sperrwirkung); entgegenstehendes nationales Recht müsste infolge des Anwendungsvorrangs von unmittelbar anwendbaren EU-Rechtsakten unangewendet bleiben. Vor diesem Hintergrund wurden die angeführten Bestimmungen der GMMO-VO 2012 zur Bündelung (§ 4), zur Kapazitätszuweisung (§ 6), zu Vertragslaufzeiten (§ 8) und zur Online-Plattform (§ 9 und 10) bereinigt oder angepasst.

Die entsprechenden Anpassungen wurden zugleich mit der Geltung des CAM Network Codes, d.h. ab dem 1. November 2015, wirksam.

#### ***Within-Day-Kapazität***

Zusätzlich zu den bereits angebotenen Standardkapazitätsprodukten (Jahr, Quartal, Monat und Tag) haben die Fernleitungsnetzbe-

treiber Gas Connect Austria GmbH und Trans Austria Gasleitung GmbH ab Oktober 2015 auch Within-Day-Kapazität dem Markt über die PRISMA-Plattform angeboten. Die regulatorischen Rahmenbedingungen dafür waren bereits großteils vorhanden, es bedurfte jedoch noch einer Ergänzung in den Allgemeinen Bedingungen des Netzzugangs zu Fernleitungen der Trans Austria Gasleitung GmbH, die im September 2015 abgeschlossen werden konnte.

#### **Gebündelte Kapazität**

Gebündelte Kapazität wurde bereits vor dem 1. November 2015 am Grenzkopplungspunkt Arnoldstein in einem Pilotprojekt zwischen Trans Austria Gasleitung GmbH und dem italienischen Fernleitungsnetzbetreiber SNAM angeboten. Mit der Anwendbarkeit des CAM Network Codes haben die Fernleitungsnetzbetreiber Gas Connect Austria GmbH und Trans Austria Gasleitung GmbH auch an den Grenzkopplungspunkten Baumgarten und Murfeld gebündelte Kapazität über die PRISMA-Plattform angeboten.

An den Grenzkopplungspunkten zu Deutschland (Oberkappel und Überackern) und Ungarn (Mosonmagyaróvár) erfolgte 2015 noch kein Angebot gebündelter Kapazität. Aufgrund der Konkurrenzsituation zwischen den Punkten Oberkappel und Überackern konnte mit den angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern auf deutscher Seite kein Einverständnis darüber erzielt werden, wie die Kapazitäten dem Markt angeboten werden sollen. Am Punkt Mosonmagyaróvár konnte mit dem angrenzenden Fernleitungsnetzbetreiber kein

Einverständnis erzielt werden, über welche Kapazitätsbuchungsplattform die gebündelte Kapazität vergeben werden soll. In beiden Fällen arbeitet die E-Control mit Hochdruck an einer Lösung und kooperiert dabei mit den angrenzenden Regulierungsbehörden.

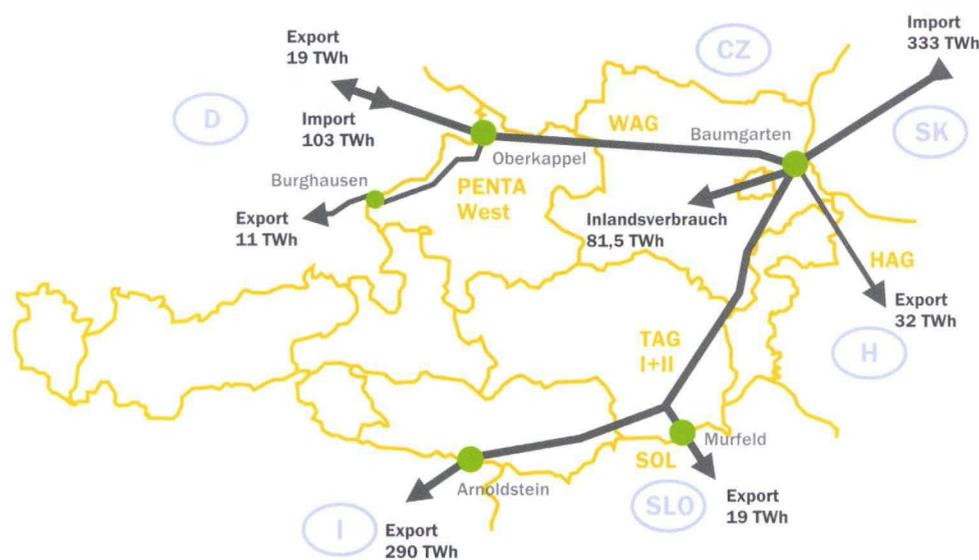
#### **Transitmengen 2014/15**

Von der im Gaswirtschaftsjahr 2014/15 physisch importierten Menge an Gas wurde rd. 87% wieder exportiert. Insgesamt wurden rd. 436 TWh physisch importiert. Der Inlandsverbrauch betrug rd. 81,5 TWh. Der größte Anteil der physikalischen Exporte ging nach Italien. Im Gaswirtschaftsjahr 2014/15 waren dies rd. 290 TWh (Abbildung 31).

#### **BERICHT UNBUNDLING/ZERTIFIZIERUNG**

Hinsichtlich der Entflechtungsvorgaben für Fernleitungsnetzbetreiber ist es bereits in den vergangenen Jahren zu den positiven Zertifizierungsentscheidungen in Bezug auf die Gas Connect Austria GmbH und die Trans Austria Gasleitung GmbH gekommen. Im Hinblick auf die Baumgarten-Oberkappel Gasleitungen GmbH als Betreiberin der West-Austria-Gasleitung (WAG) beantragte das nunmehrige Mutterunternehmen Gas Connect Austria GmbH die Zertifizierung. Nach der Stellungnahme der Europäischen Kommission konnte auch Gas Connect Austria GmbH für die WAG als ITO zertifiziert werden. Die Trans Austria Gasleitung GmbH musste aufgrund eines Eigentümerwechsels neuerlich zertifiziert werden: Die CDP GAS S.r.l. übertrug nämlich Ende 2014 ihre Beteiligung von 84,47% an der Trans Austria Gasleitung GmbH an die Snam S.p.A. Diesbezüglich wur-

## PHYSISCHE GASFLÜSSE IM JAHR 2014/2015



- > Produktion . . . . . 13 TWh
- > Speicharentnahme . . . . . 71 TWh
- > Speichereinpressung . . . . . 53 TWh
- > Eigenverbrauch  
Produktion und  
Speicher . . . . . 4,3 TWh
- > Netzverluste und  
statistische Differenz . . . . . 0,2 TWh

Abbildung 31  
Physische Gasflüsse  
im Jahr 2014/2015

Quelle: E-Control

den die Mitglieder des Aufsichtsrates, die vorher von der CDP GAS S.r.l. ernannt worden waren, durch von Snam S.p.A. ernannte Mitglieder ersetzt; weiters wurde CDP GAS S.r.l. durch Snam S.p.A. als Kreditgeber zugunsten der Antragstellerin ersetzt. Die restlichen Gesellschaftsanteile hält weiterhin die OMV-Gruppe über ihre 100%-Tochter Gas Connect Austria GmbH.

Aufgrund der Ausgestaltung von Gas Connect Austria GmbH und Trans Austria Gasleitung GmbH als unabhängige Fernleitungsnetzbetreiber (ITO) müssen alle Verträge zwischen

Gas Connect Austria GmbH bzw. Trans Austria Gasleitung GmbH und dem vertikal integrierten Unternehmen in der OMV-Gruppe von der Regulierungsbehörde bei Vorliegen der gesetzlichen Voraussetzungen genehmigt werden. Dadurch werden insbesondere Quersubventionen vom Netzbetreiber zum vertikal integrierten Unternehmen hintangehalten.

Alle Netzbetreiber (Verteiler- sowie Übertragungsnetzbetreiber) haben nach Einleitung von Missbrauchsverfahren bereits ihre Firmennamen und Logos derart geändert, dass sie nicht mehr mit dem vertikal integrierten

Unternehmen – insbesondere dem Lieferanten – verwechselt werden können. Mittels Verpflichtungszusagen durch die Netzbetreiber konnte die Behörde auch durchsetzen, dass die Firmenbeschriftung von Gebäudeteilen, Autos etc. in unterscheidbarer Form vom vertikal integrierten Unternehmen geändert wurde.

#### **AUFSICHT MARKTEILNEHMER**

##### *Netzausbauplanung Gas:*

##### *Langfristige Planung (LFP) und Koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP)*

Der Verteilergebietsmanager (VGM) hat gem. § 18 Abs. 1 Z 11 iVm § 22 Abs. 2 GWG 2011 die Aufgabe, mindestens einmal jährlich eine LFP für die Verteilerleitungsanlagen gemäß Anlage 1 zu erstellen. Der Marktgebietsmanager (MGM) ist gemäß § 14 Abs. 1 Z 7 iVm § 63 Abs. 1 GWG 2011 verpflichtet, jährlich in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern einen zehnjährigen KNEP zu erstellen.

Bei der Erstellung dieser beiden Netzausbauminstrumente sind die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, die Interessen aller Marktteilnehmer, die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) sowie die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 zu berücksichtigen. Die Bestimmungen des GWG 2011 sehen vor, dass es Ziel der Netzausbauminstrumente ist, das Netz hinsichtlich der

- > Deckung der Nachfrage an Kapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Be-

rücksichtigung von Notfallszenarien,

- > Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazitäten (Versorgungssicherheit der Infrastruktur),
- > Deckung der Transporterfordernisse bzw. der Kapazitätsanforderungen an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz sowie zu Speicheranlagen sowie
- > Pflicht zur Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 im Marktgebiet zu planen.

Der Infrastrukturstandard in Österreich beträgt 237% laut Berechnungen des VGM und MGM und gilt damit als erfüllt.

LFP und KNEP für den Zeitraum 2016–2025 wurden im Oktober 2015 vom Vorstand der E-Control genehmigt. Um sicherzustellen, dass die Anforderungen der Marktteilnehmer in den beiden Planungsinstrumenten berücksichtigt worden sind und dass der gesamte Investitionsbedarf abgebildet ist, wurde im August 2015 von Seite der Behörde eine Konsultation durchgeführt. Die eingelangten Stellungnahmen wurden auf der Homepage der E-Control veröffentlicht und in der Entscheidungsfindung entsprechend gewürdigt.

##### *Langfristige Planung 2015*

Wie bereits in den letzten Jahren umfasst die LFP auch heuer nicht nur das Marktgebiet Ost, wie vom Gesetzgeber vorgesehen, sondern auch die Marktgebiete Vorarlberg und Tirol. Im Rahmen der Erarbeitung der LFP werden

jährlich die definierten Szenarien für die Absatzprognose aktualisiert. Das Baseline-Szenario geht von einer Weiterentwicklung des Absatzes ohne Berücksichtigung zusätzlicher Kraftwerksprojekte aus. Im Maximal-Szenario werden alle gemeldeten Kraftwerksprojekte berücksichtigt. Das Minimal-Szenario unterstellt einen kontinuierlichen Rückgang des Absatzes und orientiert sich an der konsequenten Umsetzung der EU-Energieeffizienz-Richtlinie.

Im Rahmen der diesjährigen LFP wurden drei abgeänderte Projekte genehmigt und zwei Projekte weitergeführt. Die abgeänderten Projekte – Reverse Flow Auersthal, Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten und Druckanhebung Oberösterreich – wurden aufgrund

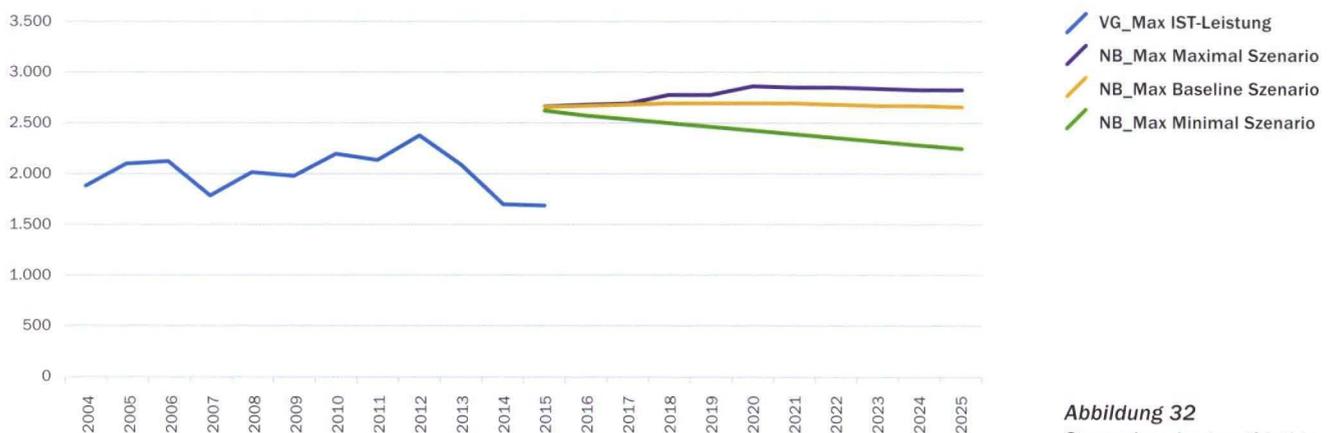
einer veränderten Marktumgebung adaptiert und sind in der LFP 2015 auch weiterhin relevant. Zwei Projekte der letztjährigen LFP – Adaptierung der Station St. Magarethen und Leitungssegment Velm–Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf – sind in Umsetzung.

Zum Monitoring bereits in vorangegangenen LFP genehmigter Projekte ist festzuhalten, dass die Adaptionsarbeiten in der Station Ebelsberg abgeschlossen wurden.

#### Koordinierter Netzentwicklungsplan 2015

Der KNEP ist inzwischen ein wohlbekanntes Netzausbauinstrument in Österreich. Aufgrund von diversen Anforderungen auf europäischer wie auch nationaler Ebene wird eine

### SCENARIEN DER LANGFRISTIGEN PLANUNG in 1.000 Nm<sup>3</sup>/h (Maximale Stundenleistung)



**Abbildung 32**  
Szenarien der langfristigen Planung

Quelle: AGGM LFP 2015

Weiterentwicklung des Planungsinstrumentes auch im kommenden Jahr erforderlich sein.

Im diesjährigen KNEP wurde neben Projekten, die die bidirektionale Betriebbarkeit der bestehenden Leitungsverbindungen zu Ungarn und Slowenien und die Erschließung neuer Erdgasquellen im Auge haben, ein Fokus auf die Optimierung bestehender Anlagen gelegt. Fünfzehn Projekte wurden zur Genehmigung eingereicht. Bis auf ein Projekt wurden alle eingereichten Projekte genehmigt, wobei folgende Projekte als Planungsprojekte genehmigt wurden: Projekt BACI – Bidirectional Austrian Czech Interconnector (2 Varianten), Entry/Exit Überackern (2 Varianten), Entry Mosonmagyaróvár (2 Varianten) sowie Ersatz-, Optimierungs- und Sicherheitsinvestitionen der Gas Connect Austria GmbH (GCA). Das Projekt Mehrbedarf Verteilergebiet der GCA wurde abgewiesen, da das Alternativprojekt „Mehrbedarf Verteilergebiet +“ genehmigt wurde.

Die Genehmigung erfolgte unter der Auflage, dass GCA zusätzliche Berechnungen bezüglich der Projekte betreffend den Grenzübergabepunkt Überackern binnen Frist vorlegen muss.

Weiters wurde GCA die Auflage vorgeschrieben, für die genehmigten Ersatz-, Optimierungs- und Sicherheitsinvestitionen Projektdatenblätter nachzureichen, die ergänzend veröffentlicht werden können. Transaustriagaseitungs mbH (TAG) wurde die Auflage, binnen Frist ebenfalls Ersatzinvestitionen (inklu-

sive Projektdatenblätter) zur Genehmigung einzureichen, vorgeschrieben. Darüber hinaus erfolgte die Genehmigung unter der Auflage, dass für die beiden Projekte betreffend die Schaffung eines FZK Entry in Arnoldstein sowie Entry/Exit Murfeld die Fernleitungsnetzbetreiber zusätzliche Berechnungen durchgeführt werden müssen.

Generell wurden die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen einer Auflage aufgefordert, dass Projekte der beiden Fernleitungsnetzbetreiber gemeinsam betrachtet werden, Kapazitätsauswirkungen jeweils für alle Netzkopplungspunkte und allfällige Überschneidungen von Projekten transparent dargestellt werden sowie Zeitpläne für Projekte abgestimmt werden müssen.

#### *Herausforderungen an die Netzausbauplanung 2015*

Im Winter 2014/2015 ist aufgrund der erhöhten Erdgasspeichernutzung das österreichische Leitungsnetz teilweise an seine Leistungsgrenzen gestoßen, wodurch eine Abwicklung aller Transportanfragen nicht in allen Fällen möglich war. Betont werden muss, dass die Versorgungssicherheit Österreichs sowie die Versorgung der Endkunden an keinem einzigen Tag des Winters gefährdet war. Dennoch ist es erforderlich, die Qualität der Anbindung des Verteilergebiets und damit der Speicher an das Fernleitungsnetz zu verbessern, um das ausgespeicherte Gas auf den Großhandelsmärkten auf gesicherter Basis entsprechend handeln zu können.

Daher wurden bereits bestehende Projekte im Verteilernetz nunmehr mit einer unbedingten Ausbaupflicht versehen sowie ein neues Projekt im Fernleitungsnetz (Mehrbedarf Verteilergebiet +) genehmigt. Die entsprechenden Ausbaumaßnahmen schaffen zusätzliche Kapazitäten zwischen dem Verteilernetz und dem Fernleitungsnetz, mit denen künftig auch die im vergangenen Winter beobachteten Transportspitzen abgedeckt werden können. Diese Investitionen erfolgen einerseits im Sinne der Versorgungssicherheit, aber insbesondere, um den Zugang der massiv gestiegenen Speicherkapazitäten zum Virtuellen Handlungspunkt zu verbessern, damit auch in Hochlastzeiten die österreichischen Speicher als entsprechende Liquiditätsquelle zur Verfügung stehen. Darüber hinaus wird durch die Ausbaumaßnahmen auch der zusätzliche Anschluss des Speichers Haidach an das Verteilergebiet möglich.

#### **Netzqualität**

Gemäß § 30 Abs. 1 Gaswirtschaftsgesetz (GWG) 2011 hat die Regulierungsbehörde Standards für Netzbetreiber bezüglich der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der gegenüber den Netzbenutzern und anderen Marktteilnehmern erbrachten Dienstleistungen und Kennzahlen zur Überwachung der Einhaltung der Standards mit Verordnung festzulegen. Auf die Netzbetreiber hingegen fällt entsprechend § 30 Abs. 4 GWG 2011 die Pflicht, die in der Verordnung festgelegten Kennzahlen jährlich der Regulierungsbehörde zu übermitteln und zu veröffentlichen.

Zur Wahrnehmung der ihr vom Gesetzgeber übertragenen Aufgabe wurde seitens der E-Control die Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung auf Basis des § 30 GWG 2011, BGBl. I Nr. 107/2011, iVm § 7 Abs. 1 Energie-Control-Gesetz – E-ControlG, BGBl. I Nr. 110/2010 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 107/2011 erlassen. Basierend auf der Novelle 2013 zur Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung wurde der Erhebungsbogen für das Jahr 2014 entsprechend adaptiert und am 3.3.2015 an die österreichischen Gasnetzbetreiber versandt. Alle zwanzig Netzbetreiber haben den Fragebogen befüllt und an die E-Control retourniert.

Zusätzlich wurde von der E-Control im Jänner 2015 eine Informationsveranstaltung für alle Gasnetzbetreiber organisiert, um ein einheitliches Verständnis zur Fragestellung zu schaffen und dadurch von Beginn an über alle Unternehmen hinweg vergleichbare Daten zu erhalten.

Grundsätzlich kann für das Jahr 2014 festgehalten werden, dass sich die Netzbetreiber auf einem größtenteils sehr guten Niveau der Netzdienstleistungsqualität befinden und zudem die Qualität gegenüber 2013 in einigen Bereichen noch verbessert werden konnte. Dennoch weist nach wie vor bei einzelnen Unternehmen die Qualität der übermittelten Daten deutliches Verbesserungspotenzial auf. Insbesondere im Hinblick auf Dokumentation und Auswertbarkeit der Daten in den unternehmenseigenen IT-Systemen müssen hier

wesentliche Verbesserungen erreicht werden. Im Vergleich zu 2013 haben sich jedoch auch hier bei vielen Netzbetreibern bereits merkbare Fortschritte gezeigt, wodurch zukünftig eine für alle Seiten einfachere und einheitlichere Datenbereitstellung zu erwarten ist.

Weiteres Verbesserungspotenzial zeigte sich im Rahmen der technischen Qualität. So können für 2014 zwei Netzbetreiber nach wie vor keine nach § 13 Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung i.d.F. Novelle 2013 geforderte Zertifizierung hinsichtlich Einhaltung der Regeln der Technik zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetriebes nachweisen.

Eine weitere Kennzahl zur technischen Qualität ist der sogenannte SAIDI-Wert. Dieser stellt die durchschnittliche Unterbrechungsdauer im Verteilernetz je angeschlossenen Zählpunkt dar. Der SAIDI-Wert betrug im Jahr 2014 für Gesamtösterreich 1,68 Minuten pro Jahr, was eine leichte Verbesserung gegenüber dem Vorjahr (1,83 Minuten pro Jahr) darstellt.

Im Rahmen der kommerziellen Qualität hat die vorliegende Erhebung Schwachpunkte im Bereich der fristgerechten Information von Netzbenutzern über bevorstehende Ablesetermine deutlich gemacht. Einige Netzbetreiber führen Zählerablesungen durch, ohne den Netzbenutzer, wie gemäß § 9 Abs. 1a Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung i.d.F. Novelle 2013 gefordert, vorab hierüber zu informieren.

Um den Aufwand zur Befüllung und Auswertung des Erhebungsbogens weiter zu reduzieren und dadurch auch die Netzbetreiber in ihrer Pflicht zur Datenlieferung zu unterstützen, wird zukünftig ein Online-Portal für die Gasnetzdienstleistungsqualität zur Verfügung stehen. Ziele hierbei sind einerseits, eine einheitliche Datenerhebung zu diesem Thema für Gas und Strom zu ermöglichen und zum anderen die Durchführung der Erhebung für Netzbetreiber und Regulierungsbehörde effizienter zu gestalten.

#### **Aufsicht Verrechnungsstellen**

Im Rahmen der Aufsichtsfunktion der E-Control über die Verrechnungsstellen erfolgte im Jahr 2015 keine Abänderung des Regelwerks für Bilanzgruppenkoordinatoren. Jedoch wurde mit der Neuerlassung der Erdgas-Clearingentgelt-Verordnung 2016 das von den Verrechnungsstellen einzuhebende Clearingentgelt für die Marktgebiete Ost, Tirol und Vorarlberg ab 1. Jänner 2016 06:00 Uhr neu festgelegt, unter Berücksichtigung von sich verändernden Parametern, wie Mengenentwicklung und Kostensteigerungen/Inflation. Die von den Verrechnungsstellen verrechneten Clearingentgelte basieren auf den geprüften Kosten der Verrechnungsstellen.

#### **Genehmigung**

##### **allgemeine Verteilernetzbedingungen**

Aufgrund der Änderungen des Rechtsrahmens (vgl. zuletzt die Wechselverordnung 2014, BGBl. II 167/2014) war eine Änderung der Allgemeinen Bedingungen der Gasverteilernetzbetreiber erforderlich geworden.

In diesem Zusammenhang wurde auch eine Harmonisierung der einschlägigen Regelungen mit dem Strombereich angestrebt. Nach mehreren bereits im Jahr 2014 genehmigten Allgemeinen Bedingungen konnten im ersten Halbjahr 2015 nunmehr alle Genehmigungsverfahren ohne Rechtsmittelverfahren rechtskräftig abgeschlossen werden.

**Allgemeine Lieferbedingungen  
(Allgemeine Geschäftsbedingungen für  
die Belieferung mit Erdgas)**

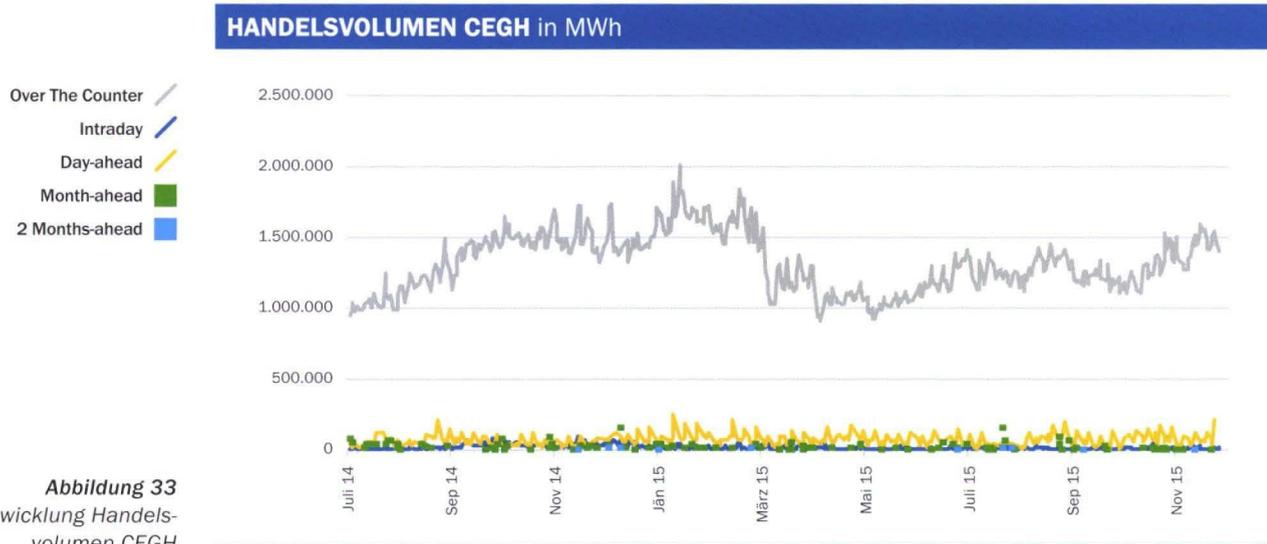
Nach § 125 Abs. 1 GWG 2011 haben Versorger Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit Erdgas für Kunden, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, zu erstellen (im Folgenden: AGB). Die AGB sowie ihre Änderungen sind der Regulierungsbehörde vor ihrem Inkrafttreten in elektronischer Form anzuzeigen und in geeigneter Form zu veröffentlichen. Die Regulierungskommission, als Organ der E-Control, hat gemäß § 12 Abs. 1 Z 4 E-ControlG nach eingehender Prüfung die Anwendung von AGB, die gegen ein gesetzliches Verbot oder gegen die guten Sitten verstoßen, mit Bescheid zu untersagen. Die E-Control führt demnach eine sogenannte ex ante Prüfung von AGB durch. Ein Verfahren vor den ordentlichen Gerichten, z.B. im Wege einer Verbandsklage, ist allerdings trotz einer eventuell erfolgten Nicht-Untersagung möglich.

Im Jahr 2015 zeigten sieben Gasversorger erstmalig AGB an sowie weitere fünf Gasversorger Änderungen ihrer bereits bestehenden AGB, dies insbesondere noch anlässlich

des am 26.5.2014 kundgemachten Verbraucherrechte-Richtlinie-Umsetzungsgesetzes – VRUG, BGBl. I Nr. 33/2014. Aufgrund dieses Gesetzes wurde ein neues Gesetz – das Fern- und Auswärtsgeschäfte-Gesetz-FAGG – erlassen sowie Änderungen im Konsumentenschutzgesetz (KSchG) vorgenommen. Wesentliche Vorteile für den Verbraucher bringt die dadurch erfolgte Verlängerung der Rücktrittsfrist auf 14 Tage (anstelle von 7 Werktagen bzw. 1 Woche) bei Fernabsatzverträgen sowie bei außerhalb von Geschäftsräumen abgeschlossenen Verträgen zwischen Unternehmern und Verbrauchern i.S.d. KSchG. Der Rücktritt vom Vertrag ist darüber hinaus nun formfrei möglich. Kommt ein Unternehmer seinen das Rücktrittsrecht betreffenden Pflichten nicht nach, verlängert sich die Rücktrittsfrist um 12 Monate. Darüber hinaus wurden für Unternehmer weitreichende, vor Vertragsabschluss an den Verbraucher zu richtende Informationspflichten normiert. Im Zuge der informellen Vorabstimmung der E-Control mit den Gaslieferanten konnte bei bedenklichen Klauseln schon frühzeitig ein Einlenken der Unternehmen herbeigeführt werden, sodass im Jahr 2015 kein Verfahren mit einer Untersagung der Anwendung von AGB beendet werden musste.

**Aufsicht Handelsplätze – CEGH**

Die Liquiditätskennzahlen am Virtuellen Handelsplatz haben sich 2015 weiter verbessert. Die Handelsmengen am OTC-Spotmarkt sind 2015 weiter angestiegen. Tendenziell kann man eine Saisonalität der Handelsaktivitäten erkennen.



Quelle: CEGH

Betrachtet man den Day-ahead-Markt an der CEGH-Börse, so erkennt man, dass es im März 2015 keine so große Volumensspitze wie im März 2014 gab. Auffällig ist auch, dass der Börsereferenzpreis (CEGHIX) seit dem Peak im Februar 2015 konstant gesunken ist und sich nun Mitte November 2015 auf einem Preisniveau von rund 18 Euro/MWh bewegt.

Auch die Day-ahead-Preisspreads zu anderen europäischen Hubs haben sich 2015 im Vergleich zu 2014 verringert, was für eine stärkere Konvergenz der Märkte spricht. Einzig der negative Preisspread zum PSV hat sich 2015

wieder tendenziell erhöht und ermöglicht dadurch entsprechende Arbitragegeschäfte zwischen Österreich und Italien.

#### MARKTAUFSICHT

##### **Ausgleichsenergiemarkt**

Im Gas-Marktmodell wird zwischen der Ex-ante-Bilanzierung auf Marktgebietsebene und der Ex-post-Bilanzierung im Verteilergesamgebiet unterschieden, wobei in beiden Fällen gilt, dass der jeweilige Bilanzgruppenverantwortliche primär für den Ausgleich zwischen Aufbringung und Verbrauch innerhalb seiner Bilanzgruppen selbst verantwortlich ist.

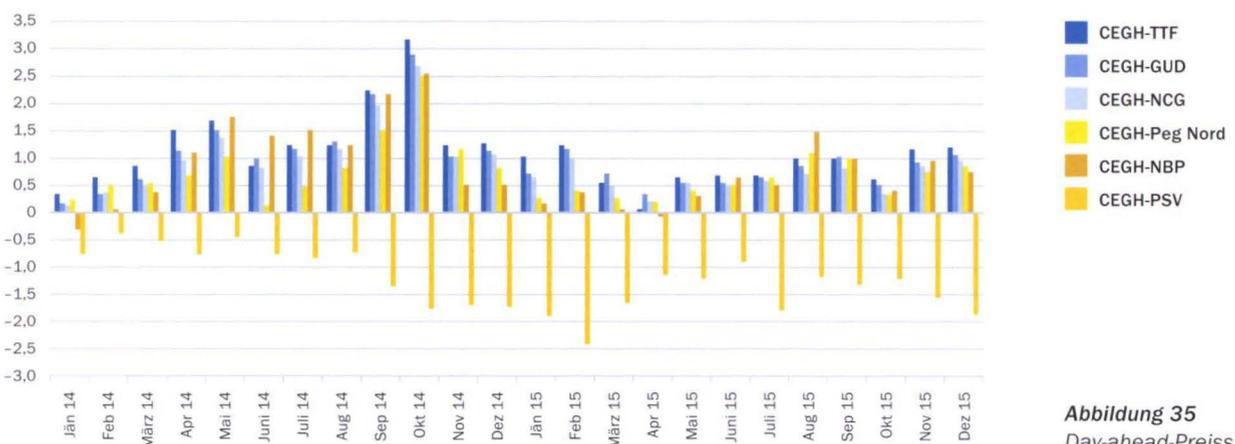
**HANDELSMENGEN AN DER BÖRSE in MWh, EUR/MWh, Anzahl**



**Abbildung 34**  
Handelsmengen an der Börse

Quelle: E-Control

**DAY-AHEAD-PREISSPREADS CEGH UND EUROPÄISCHE HUBS in EUR/MWh**



**Abbildung 35**  
Day-ahead-Preisspreads CEGH und europäische Hubs

Quelle: E-Control

In die Ex-ante-Bilanzierung auf Marktgebiets-ebene vom Marktgebietsmanager fallen alle vorab bekannten und anzumeldenden Werte, wohingegen bei der Ex-post-Bilanzierung des Bilanzgruppenkoordinators die tatsächlichen Messwerte berücksichtigt werden.

Der Marktgebietsmanager ist für die Bilanzierung des Marktgebietes auf Basis von angemeldeten Werten (Fahrpläne und Nominierungen) verantwortlich. Das heißt, dass er gemäß § 26 Abs. 1 und 2 GMMO-VO 2012 alle das Marktgebiet Ost betreffenden Gas-mengen – also den Saldo von den Handelsgeschäften am VHP, die Ein- und Ausspeisungen auf Fern- und Verteilernetzebene inklusive der Speicher-, Produktions- und Biogasmengen sowie die angemeldeten Ausspeisungen zu Endverbrauchern – in seiner Bilanzierung berücksichtigt. Der Marktgebietsmanager berücksichtigt keine tatsächlich gemessenen Mengen, wie es der Bilanzgruppenkoordinator für seine Bilanzierung tut.

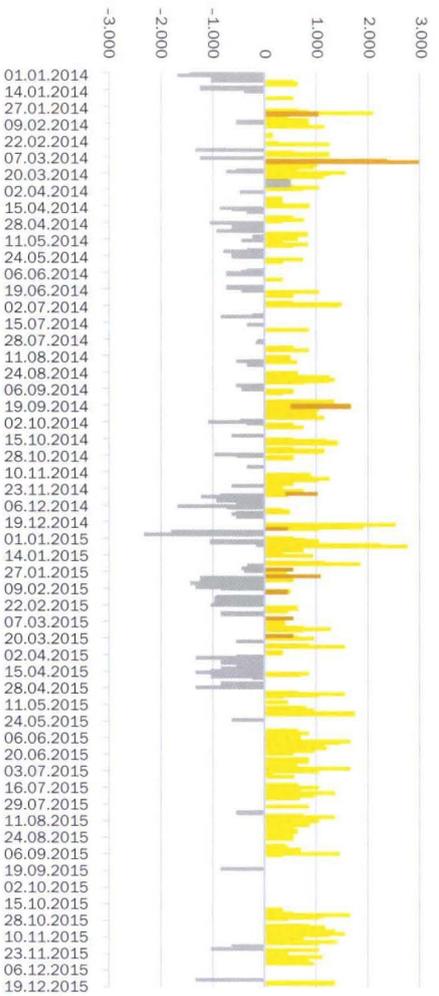
Gemäß § 26 Abs. 6 GMMO-VO hat der Marktgebietsmanager von den Bilanzgruppenverantwortlichen einen Strukturierungsbeitrag für die untertägige Strukturierung der stündlichen Unausgeglichenheiten zwischen Ein- und Ausspeisung je Bilanzgruppe einzuheben. Bis 1. November 2015 galt für die Beanreizung der Ausgeglichenheit auf stündlicher Basis ein Strukturierungsbeitrag von 1 Euro/MWh für Abweichungen von 0 bis 700 MW, für Abweichungen darüber hinaus

4 Euro/MWh. Mit 1. November 2015 wurde das Schema zur Berechnung des Strukturierungsbeitrages geändert. Die Änderung sieht vor, dass nur stündliche Unausgeglichenheiten in Form von Short-Positionen pönalisiert werden, wenn diese auch zu einer Short-Position im Marktgebiet beitragen („Causer-Prinzip“). Zur Beanreizung der Ausgeglichenheit auf stündlicher Basis gilt nun 1 Euro/MWh für Abweichungen von 0 bis 300 MWh und 10 Euro/MWh für Abweichungen darüber hinaus.

Die Bilanzierung des Bilanzgruppenkoordinators für die Endverbraucher, Verteilernetze und Biogaseinspeisungen ist in § 27 GMMO-VO 2012 für das Marktgebiet Ost und in § 41 GMMO-VO 2012 für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg geregelt, wobei die physikalischen Ausgleichsenergieabrufe vom Verteilergebietsmanager im Namen und auf Rechnung des jeweiligen Bilanzgruppenkoordinators erfolgen.

Der Verteilergebietsmanager hat für die Abdeckung seiner Strukturierungsbedürfnisse in erster Linie den Netzpuffer im Verteilergebiet und im Marktgebiet Ost, wenn vorhanden, auch den Netzpuffer der Fernleitungen zu verwenden. Abrufe von physikalischer Ausgleichsenergie müssen vorrangig über die Börse am Virtuellen Handelspunkt erfolgen (für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg ist dies der VHP des NetConnect Germany Marktgebietes), wobei bei mangelnder

**PHYSIKALISCHE AUSGLEICHSENERGIEABRUFE MG OST in MWh**

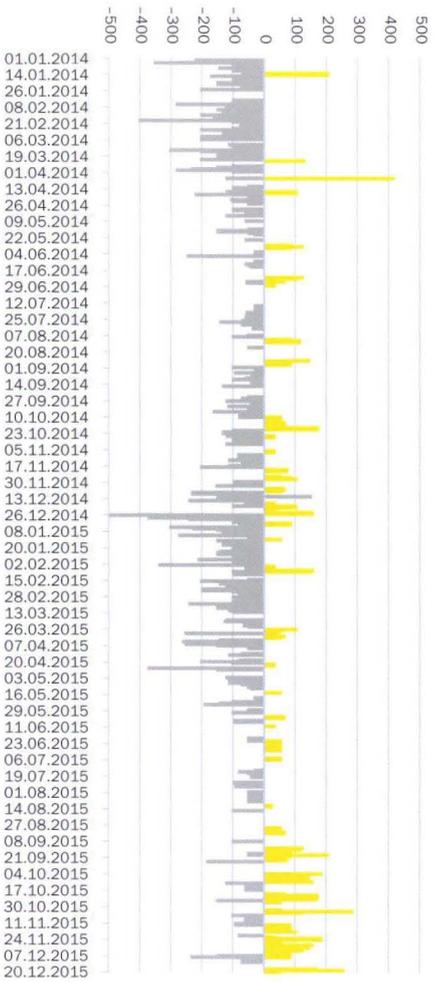


- Lieferung an MOL
- Bezug von MOL
- Lieferung an VHP
- Bezug vom VHP

**Abbildung 36**  
 Physikalische Ausgleichsenergieabrufe MG Ost

Quelle: AGCS

**PHYSIKALISCHE AUSGLEICHSENERGIEABRUFE MG TIROL/VORARLBERG in MWh**



- Lieferung an MOL
- Bezug von MOL
- Lieferung an VHP
- Bezug vom VHP

**Abbildung 37**  
 Physikalische Ausgleichsenergieabrufe MG Tirol und Vorarlberg

Quelle: A&B

Liquidität sowie zeit- und lokationsabhängigen Bedürfnissen auch von der Merit Order List abgerufen werden kann.

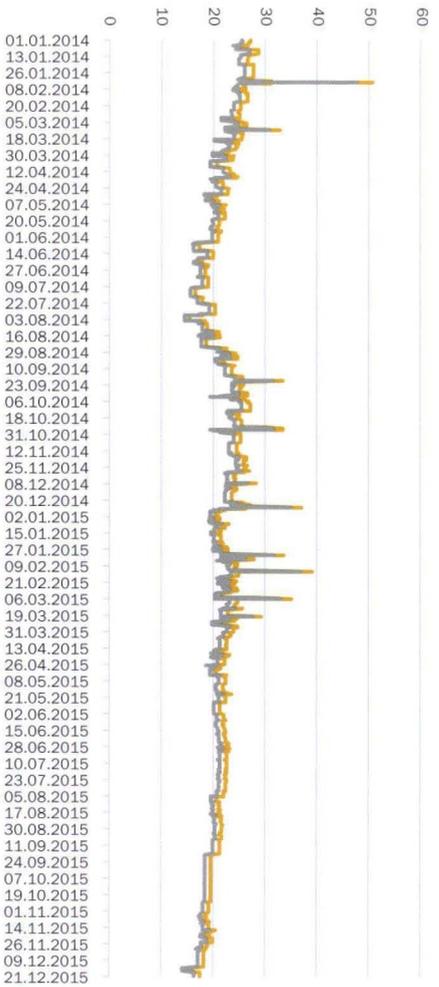
Bei den stundenbilanzierten Mengen für Endverbraucher wird gemäß § 32 Abs. 2 GMMO-VO 2012 für das Marktgebiet Ost und § 44 Abs. 2 GMMO-VO 2012 für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg als Ausgleichsenergiepreis ein mengengewichteter Durchschnittspreis je Stunde auf Basis der Ausgleichsenergieabrufe des Verteilergiebtsmanagers von der Erdgasbörse und der Merit-Order-List (MOL) herangezogen. Zusätzlich gibt es aber bei der Stundenbilanzierung noch einen Anreiz, möglichst genaue Anmeldungen zu tätigen, indem man bei einem Ausgleichsenergiebedarf noch drei Prozent auf diesen mengengewichteten Durchschnittspreis je Stunde aufschlägt bzw. auch einen Abschlag von drei Prozent auf diesen Preis erhält, wenn man zu viel an Menge nominiert hat im Vergleich zum tatsächlichen Verbrauch und somit Ausgleichsenergie verkauft.

Die Preisbildung für Ausgleichsenergie der tagesbilanzierenden Endverbraucher erfolgt gemäß § 32 Abs. 3 GMMO-VO 2012 für das Marktgebiet Ost und gemäß § 44 Abs. 3 GMMO-VO 2012 für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg nach den jeweiligen Ausgleichsenergieabrufen des Verteilergiebtsmanagers an der Erdgasbörse am Virtuellen Handlungspunkt und nach den Ausgleichsenergieabrufen des Verteilergiebtsmanagers von

der Merit Order List, wobei hier die Grenzpreise herangezogen werden, also der höchste Einkaufspreis in Bezugsrichtung und der niedrigste Verkaufspreis in Lieferrichtung. In der Tagesbilanzierung wird nur die Tagesmenge für die Betrachtung der Unausgeglichenheiten herangezogen. Untertägige Abweichungen bleiben für die Bilanzgruppen insofern kostenlos, als die untertägige Strukturierung über das Netz bzw. die Netzsteuerung des Verteilergiebtsmanagers erfolgt. Da dies allerdings tendenziell zu vermehrten Kosten in der Netzsteuerung führt, bezahlt man bei einem Ausgleichsenergiebezug den an diesem Tag teuersten vom Verteilergiebtsmanager gehandelten Preis bzw. erhält man bei einer Ausgleichsenergielieferung den an diesem Tag billigsten vom Verteilergiebtsmanager gehandelten Preis.

Gemäß § 32 Abs. 6 GMMO-VO 2012 für das Marktgebiet Ost und § 44 Abs. 6 GMMO-VO für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg hat der jeweilige Bilanzgruppenkoordinator die Möglichkeit, eine verbrauchsabhängige Umlage auf die Mengen der Netzbenutzer in der Tagesbilanzierung zu verrechnen, sofern sich aus seiner jeweiligen Ausgleichsenergieverrechnung eine Unterdeckung ergibt. In den Marktgebieten Ost, Tirol und Vorarlberg beträgt diese Umlage derzeit 0 Euro/MWh. Überdeckungen werden auf ein separates Umlagekonto beim jeweiligen Bilanzgruppenkoordinator verbucht.

**AUSGLEICHSENERGIEPREISE FÜR STUNDENBLANZIERER IM MG OST in EUR/MWh**

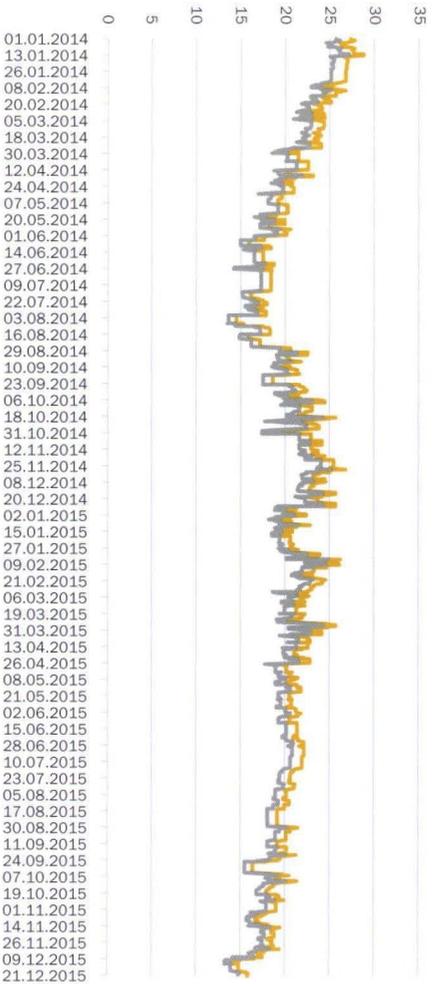


— AE-Preis Bezug  
 (BE-Price Buy)  
— AE-Preis Lieferung  
 (BE-Price Sell)

**Abbildung 38**  
 Ausgleichsenergiepreise  
 für Stundenblanzierer  
 im Marktgebiet Ost

Quelle: AGCS

**AUSGLEICHSENERGIEPREISE FÜR STUNDENBLANZIERER IM MG TIROL/VORARLBERG**

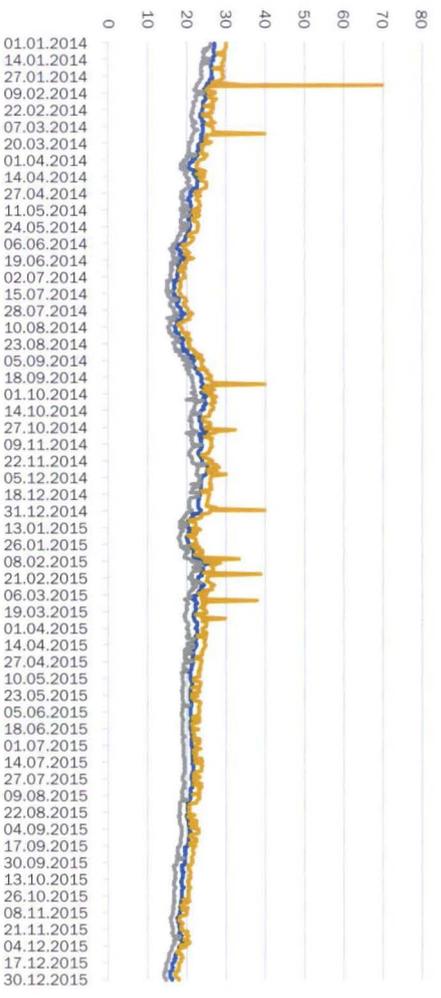


— AE-Preis Bezug  
 (BE-Price Buy)  
— AE-Preis Lieferung  
 (BE-Price Sell)

**Abbildung 39**  
 Ausgleichsenergiepreise für  
 Stundenblanzierer in Markt-  
 gebieten Tirol und Vorarlberg

Quelle: A&B

Börsereferenzpreis CEGHIX  
 AE-Preis Bezug  
 (BE-Price Buy)  
 AE-Preis Lieferung  
 (BE-Price Sell)

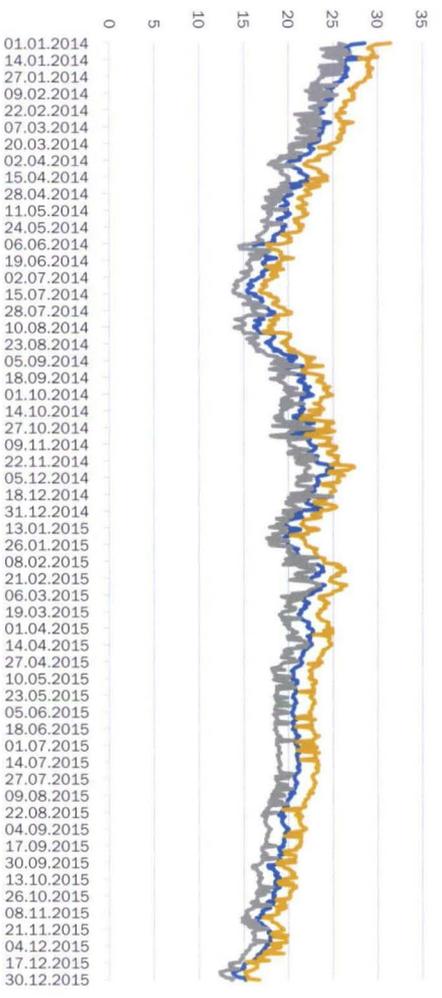


**Abbildung 40**  
 Ausgleichsenergiepreise  
 für Tagesbilanzierer  
 im Marktgebiet Ost

Quelle: AGCS

#### AUSGLEICHSENERGIEPREISE FÜR TAGESBILANZIERER IM MG TIROL/VORARLBERG

Börsereferenzpreis CEGHIX  
 AE-Preis Bezug  
 (BE-Price Buy)  
 AE-Preis Lieferung  
 (BE-Price Sell)



**Abbildung 41**  
 Ausgleichsenergiepreise für  
 Tagesbilanzierer in Markt-  
 gebieten Tirol und Vorarlberg

Quelle: A&B

**UMLAGEBERECHNUNG FÜR DAS MG OST in € bzw. €/MWh**

Quelle: E-Control

**Speichermarkt****E-Control-Studie zur Wettbewerbssituation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt**

Mit Inkrafttreten der RL 2009/73/EG und deren Umsetzung in nationales Recht im Zuge des GWG 2011 hat die Regulierungsbehörde gem. § 98 Abs. 2 GWG 2011 die Aufgabe, einen Bericht über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt zu erstellen, auf dessen Basis der Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (BMFWF) das Zugangsregime zu Speicheranlagen bei Bedarf von einem aktuell verhandelten mit Verordnung gem.

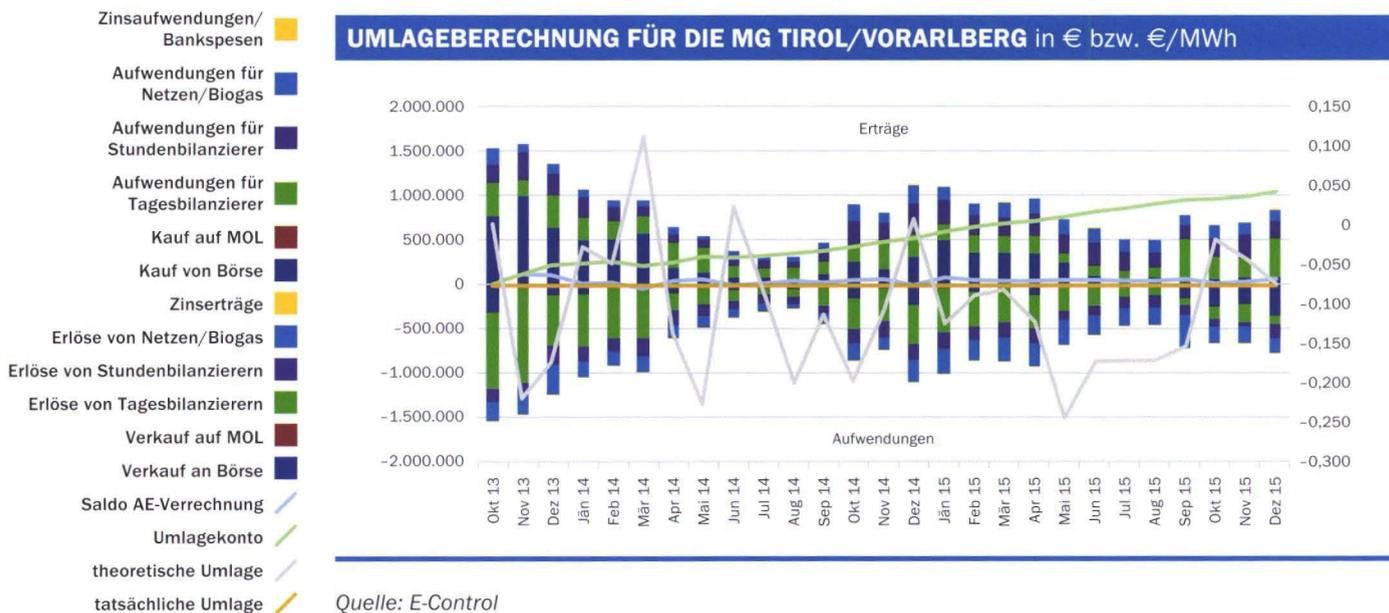
§ 98 Abs. 1 GWG 2011 in einen regulierten Zugang anpassen kann.

Nach § 98 Abs. 2 GWG 2011 ist von der Regulierungsbehörde dabei die Wettbewerbsintensität am Speichermarkt anhand von Preisvergleichen, des Produktangebots und seiner Nutzung, der Marktkonzentration (Angebot und Nachfrage) unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit alternativer Flexibilitätsquellen sowie der Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten im Verhältnis zur Nachfrage zu beurteilen.

Im August 2015 wurde die Studie der E-Control nach einer Konsultation mit den

**Abbildung 42**

Grafische Darstellung der Umlageberechnung für das Marktgebiet Ost



**Abbildung 43**

Grafische Darstellung der Umlageberechnung für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg

Speicherunternehmen fertiggestellt und auf der Homepage veröffentlicht.<sup>11</sup> Der Zeitraum der Analyse umfasst die Entwicklung des österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarktes von 2010 bis 2015.

*Wesentliche Ergebnisse der Studie*

Die Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten als wesentliche Flexibilitätsquelle im österreichischen Gasmarkt ist seit 2010 weiter gestiegen, zum einen durch den Ausbau von Speicherkapazitäten und damit dem verbesserten Zugang zu Primärkapazitäten, zum

anderen durch die Entwicklung von liquiden Handelsplätzen und dem Angebot verschiedener Handelsprodukte und damit der Bereitstellung von Sekundärflexibilität, die zum Teil auch aus Speichern dargestellt wird. Auch der Rückgang der Gasnachfrage und damit einhergehend ein geringer Bedarf an (saisonalen) Flexibilität hat die Nachfrage nach Speicherprodukten verringert.

Es wurden zudem neue Speicherprodukte und Vergabeverfahren entwickelt. Neue Speicherprodukte mit Indexierung an die Hubpreise

<sup>11</sup> [https://www.e-control.at/documents/20903/388512/ECA\\_Speicherstudie\\_GWG\\_98\\_01\\_09\\_2015\\_Endbericht.pdf/028e0297-aa21-4342-9be6-af0f03f3403e](https://www.e-control.at/documents/20903/388512/ECA_Speicherstudie_GWG_98_01_09_2015_Endbericht.pdf/028e0297-aa21-4342-9be6-af0f03f3403e)

werden angeboten (EGS); Speicherunternehmen bieten unterschiedliche sowie veränderte gebündelte und ungebündelte Produkte an. Auktionen als Vergabeverfahren für verfügbare Speicherkapazitäten haben seit 2013 deutlich an Bedeutung gewonnen.

Sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite konnten neue Markteintritte festgestellt werden. Als Folge dessen hat sich die Marktkonzentration im Speicherbereich sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite verringert. Der Markt für Speicherprodukte hat sich vom Verkäufer- zum Käufermarkt gewandelt. Dies hat auch Auswirkungen auf die Preisentwicklung.

Speicherunternehmen wie Astora, OGS und EGS weisen auf die angespannte Geschäftslage hin, Speicherpreise sind nur kostendeckend, aber nicht gewinnbringend und es sei schwer, wirtschaftlich akzeptable Preise am Speichermarkt zu erzielen, so die Aussage der Astora in Bezug auf die Speicherauktion für den Speicher Haidach im Februar 2013.<sup>12</sup> Auch OMV (als Mutterunternehmen der OGS) weist darauf hin, dass das Marktumfeld aufgrund des weiter niedrigen Sommer/Winter-Spreads herausfordernd ist<sup>13</sup> und die Erträge gesunken sind. Einige Speicherunternehmen in Österreich haben auf den zunehmenden Wettbewerbsdruck reagiert und bestehende Verträge preislich und leistungsdatenmäßig reduziert sowie freie

Speicherkapazitäten über Auktionen vergeben, bei denen geringere Speicherentgelte als die veröffentlichten Speicherentgelte für Standardprodukte erzielt wurden.

Dies ist ein sichtbares Zeichen dafür, dass die marktbasieren Speicherpreise in den letzten Jahren gesunken sind. Das seit 2013 festzustellende Marktpreisniveau orientiert sich an den gesunkenen Sommer/Winter-Preisunterschieden und entspricht nicht mehr dem Niveau veröffentlichter Speicherentgelte in Österreich: Die veröffentlichten Speicherentgelte sind höher als die aktuell in Auktionen erzielbaren Speicherentgelte und damit auch der aktuelle Marktpreis für Speicherprodukte, da die über Auktionen vergebenen Speicherprodukte einen Großteil der in den letzten 3 Jahren vergebenen Speicherprodukte ausmachen.

## **VERSORGUNGSSICHERHEIT GAS**

### ***Versorgungsstandard (Art. 8) SoS VO 994/2010***

Während für die Bereitstellung der Netzinfrastruktur die Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber zuständig sind, besteht die Zuständigkeit der Gasversorger darin, dass sie auch in extremen Verbrauchssituationen ihre Kunden beliefern können. Rechtliche Vorschriften dafür betreffen nur die Versorger geschützter Kunden, diese sind in Österreich Haushaltskunden.

<sup>12</sup> Vgl. Powernews, 26.3.2014: Spass ist etwas anderes; Powernews 24.7.2013: Neue Absatzwege schaffen

<sup>13</sup> Vgl. OMV Geschäftsbericht 2014, S. 50, veröffentlicht auf der Homepage der OMV: [www.omv.com](http://www.omv.com)

#### *Gesetzliche Grundlage*

Artikel 8 Verordnung (EU) Nr. 994/2010 (SOS-VO) iVm § 121 Abs. 5 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) verpflichtet Versorger, die geschützte Kunden gemäß Art. 2 der SOS-VO mit Erdgas beliefern, den Versorgungsstandard gemäß Art. 8 der SOS-VO zu gewährleisten. Die geschützten Kunden sind im Falle Österreichs die Haushaltskunden, da Österreich von der Möglichkeit, den Kreis der geschützten Kunden darüber hinaus auszudehnen, keinen Gebrauch gemacht hat. Demnach müssen Versorger ihre Haushaltskundenversorgung in folgenden Fällen gewährleisten:

- (1) extreme Temperaturen an sieben aufeinander folgenden Tagen mit Spitzenlast, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt;
- (2) ein außergewöhnlich hoher Gasverbrauch über einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt; und
- (3) für einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen.

Die Nichterfüllung der Verpflichtung gemäß § 121 Abs. 5 GWG 2011 ist mit einer Verwaltungsstrafe von bis zu Euro 75.000,- bedroht (§ 159 Abs. 2 Z. 12 des GWG 2011).

#### *Überwachung der Einhaltung durch die E-Control*

Die Überwachung der Einhaltung wurde anhand einer detaillierten Befragung der Versorger von Endkunden durchgeführt. Betrachtungszeitraum für die Erhebung war die Heizperiode, also der Zeitraum von 1.10.2015 bis 1.4.2016. Für die Erfüllung des Versorgungsstandards (1) sind die angegebenen Tagesleistungen über einen Zeitraum von 7 Tagen vorzuhalten, für Versorgungsstandards (2) sind die Tagesmaximalmengen über einen Monat vorzuhalten, damit der Versorgungsstandard gewährleistet ist. Im Versorgungsstandard (3) muss der Durchschnittsverbrauch der verschiedenen Wintermonate auch bei einem Ausfall der größten Importinfrastruktur (Baumgarten) vorgehalten werden.

Zudem wurde von den Versorgern erhoben, welche Beschaffungs- und Speicherverträge sie über welche Laufzeit, mit welchem Vertragspartner und mit welchem Vertragsübergabepunkt abgeschlossen haben, um die für die Erfüllung des Versorgungsstandards notwendigen monatlichen Mengen und Leistungen vorzuhalten. Werden die Vertragsmengen außerhalb des Marktgebiets übergeben, muss auch dargelegt werden, wie der Transport in das Marktgebiet in gleichem Ausmaß gesichert ist. Neben den Leistungsdaten der Speicherverträge und dem Namen des Vertragspartners ist auch das eingespeicherte Arbeitsgasvolumen zum 1.10.2015 anzugeben und dann monatlich zu aktualisieren. Lieferanten können zu dem Zweck der Erfüllung des Versorgungsstandards auch

Speicherverträge mit Speicherunternehmen außerhalb des Marktgebiets halten. Als gesicherte Leistung können diese aber nur angesehen werden, wenn korrespondierende feste Transportleistung vorgehalten wird, daher sind auch diese Daten anzugeben. Die Speicherstände zum jeweils 1. des Monats für September, Oktober, November, Dezember 2015 sowie Jänner, Februar und März 2016 sind monatlich zu übermitteln.

#### *Berechnung der benötigten Mengen und Leistungen*

Die österreichweiten Daten für die benötigten Mengen und Leistungen zur Erfüllung

der Versorgungsstandards pro Zählpunkt der Haushaltskunden werden vom Verteilergebietsmanager AGGM auf der Basis ihrer vorliegenden historischen Daten für die jeweiligen Wintermonate berechnet und zur Verfügung gestellt. Mit den Daten der AGGM wurden auf Basis der Zählpunkteanzahl für Haushaltskunden, die der E-Control zur Verfügung stehen, die benötigten Mengen und Leistungen je Zählpunkt geschützter Kunden für die einzelnen Versorgungsstandards berechnet:

<b>BERECHNUNG DER BENÖTIGTEN MENGEN UND LEISTUNGEN in kWh</b>		<b>Oktober</b>	<b>November</b>	<b>Dezember</b>	<b>Januar</b>	<b>Februar</b>	<b>März</b>
a)	kWh/d/ZP	52,10	78,40	104,08	94,64	117,15	79,41
b)	kWh/d/ZP	33,00	61,87	93,65	82,63	91,79	65,11
c)	kWh/d/ZP	27,13	46,49	74,03	75,34	77,05	50,71

Quelle: AGGM und eigene Berechnungen E-Control

#### *Vorgaben für die Erfüllung des Versorgungsstandards*

Folgende Voraussetzungen mussten für die Einhaltung des Versorgungsstandards erfüllt sein:

- > Die benötigten Mengen müssen für das Winterhalbjahr für jeden Monat des Betrachtungszeitraums zur Verfügung stehen, damit bereits zu Beginn der Heizperiode abgesichert ist, dass in der Heizperiode diese Mengen vorgehalten werden und nicht kurzfristig zugekauft werden müssen,

wenn ein Engpass ist. Dies könnte nämlich in dem Fall, dass die größte Infrastruktur ausfällt, problematisch sein.

- > Als gesichert gelten nur feste Liefer-, Speicher- und Transportverträge, keine unterbrechbaren Verträge, da nur diese eine über den Betrachtungszeitraum gesicherte Dienstleistung garantieren.

Für die Erfüllung konnten Gasbezugs- und ergänzend Speicherverträge angegeben werden.

#### **Abbildung 44**

*Benötigte Mengen und Leistungen für die Belieferung der geschützten Kunden (Haushaltskunden) zur Erfüllung des Versorgungsstandards je Zählpunkt in kWh*

Direkte Speicherverträge mit Speicherunternehmen sind jedoch nicht zwingend notwendig, da auch Bezugsverträge Speicherdienstleistungen als Vorleistungen enthalten können und somit eine physische Lieferung gesichert ist.

#### *Ergebnisse der Überprüfung*

Die Versorger der Haushaltskunden konnten individuell nachweisen, dass sie ausreichend Mengen vorhalten, um ihre Kunden auch bei den in Artikel 8 Verordnung (EU) Nr. 994/2010 (SOS-VO) angegebenen Extremsituationen in den Wintermonaten versorgen zu können.

#### **Speicher**

##### *Rechtlicher Rahmen*

Der rechtliche Rahmen für den Speicherzugang in Österreich wird auf europäischer Ebene durch die Richtlinie 2009/73/EG und Verordnung (EG) Nr. 715/2009, Artikel 15, 17 und 19 sowie auf nationaler Ebene durch das GWG 2011 (§§ 97 bis 105) und die Gasmarktmodell-Verordnung (GMMO-VO) festgelegt und wurde in 2015 nicht verändert. Der Zugang zu Gasspeichern ist im GWG 2011 auf verhandelter Basis festgelegt worden (§ 98 (1)). Speicherpreise sind nicht reguliert, sondern dürfen eine Preisobergrenze nicht überschreiten, die sich an den Speichereingeltem in anderen Mitgliedstaaten orientiert: Die Speichereingeltem dürfen nicht höher als 20% des Durchschnitts veröffentlichter Eingeltem für vergleichbare Leistungen in den Mitgliedstaaten sein; wird diese Grenze überschritten, kann die Regulierungsbehörde die Kostenbasis der Preisansätze bestimmen (§ 99(2)). Nach wie vor müssen alle Spei-

cherverträge der E-Control vorgelegt werden (§ 101). Zudem gelten Regeln für die Allokation von Speicherprodukten und Engpassmanagement (§§ 103 und 104).

Seit dem 3. März 2011 gelten die Transparenzvorschriften des Artikels 19 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 für die Betreiber von Speicheranlagen sowie die Bestimmungen des Artikels 15 betreffend die Dienstleistungen für den Zugang Dritter zu Speicheranlagen. Eine unmittelbare Umsetzung in nationales Recht wurde nicht vorgenommen. Seitens der E-Control wurden 2012 Auslegungsgrundsätze entwickelt, die die Rechtsansicht der Regulierungsbehörde zur Umsetzung der für Speicheranlagen betreffende Transparenzanforderungen (Artikel 19 VO (EG) Nr. 715/2009) und Dienstleistungen für den Zugang Dritter (Artikel 15 (2) lit b und c VO (EG) Nr. 715/2009) wiedergeben, und diesbezügliche Mindestanforderungen festgelegt.

In Umsetzung des Art. 15 RL 2009/73/EG in nationales Recht mussten alle Speicherunternehmen, die Teil eines vertikal integrierten Erdgasunternehmens sind, hinsichtlich Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein, die nicht mit der Fernleitung, Verteilung und Speicherung zusammenhängen (§ 107 GWG 2011). Speicherunternehmen – das sind Unternehmen, die Speicherdienstleistungen für Dritte anbieten – mussten sich also gesellschaftsrechtlich entflechten und somit eigenständige Speichergesellschaften gründen. Die gesellschaftsrechtliche und or-

SPEICHERKAPAZITÄTEN IN ÖSTERREICH						
Speicherunternehmen/Speicher	Einspeicher-rate in MWh/h	Anteil an gesamter Einspeicher-rate	Entnahme-rate in MWh/h	Anteil an gesamter Entnahme-rate	Arbeitsgas-volumen in MWh	Anteil an gesamtem Arbeitsgas-volumen
OMV-Schönkirchen	7.306		10.790		20.614.000	
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>27.920.000</b>	<b>30%</b>
RAG-Puchkirchen	5.800		5.800		12.140.000	
RAG-Haidach 5	224		224		180.000	
RAG-Aigelsbrunn	560		560		1.460.000	
RAG-Nussdorf/ Zagling	681		681		1.310.000	
<b>RAG Speicher gesamt</b>	<b>7.265</b>	<b>21%</b>	<b>7.265</b>	<b>17%</b>	<b>15.090.000</b>	<b>16%</b>
Eon-Gas-Storage- 7fields	6.742	19%	10.112	23%	19.415.000	21%
<b>An MG angeschlos-sene Speicher</b>	<b>24.011</b>		<b>31.426</b>		<b>62.425.000</b>	
Astoria-Haidach	3.733	11%	4.133	9%	9.900.000	11%
Gazprom-Haidach	7.467	21%	8.267	19%	19.800.000	21%
<b>Summe</b>	<b>35.211</b>	<b>100%</b>	<b>43.826</b>	<b>100%</b>	<b>92.125.000</b>	<b>100%</b>

**Abbildung 45**  
Speicherunternehmen und  
Speicherkapazitäten in  
Österreich, Stand Juni 2015

Quelle: Websites der Unternehmen: [www.omv.com](http://www.omv.com); [www.rag-energy-storage.at](http://www.rag-energy-storage.at); [www.astoria.de/speicher.html](http://www.astoria.de/speicher.html); [www.eon-gas-storage.de](http://www.eon-gas-storage.de); [www.gsa-services.ru](http://www.gsa-services.ru)

ganisatorische Entflechtung hat als letztes Speicherunternehmen in 2015 Gazprom Export durchgeführt. Es wurde eine Speichergesellschaft gegründet: GSA LLC, ein Tochterunternehmen der OOO Gazprom Export, die eine 100%ige Tochter der OAO Gazprom ist.

#### Speicherkapazitäten in Österreich

Die Speicherkapazitäten in Österreich werden von fünf Speicherunternehmen vermark-

tet: OMV Gas Storage GmbH (nachfolgend: „OGS“), RAG Energy Storage GmbH (nachfolgend: „RES“), E.ON Gas Storage GmbH (nachfolgend: „EGS“), Astora GmbH & Co KG (nachfolgend: „Astora“) und GSA LLC (nachfolgend: „GSA“). Dabei sind nur die Speicherkapazitäten der OGS, RES und EGS an den Virtuellen Handlungspunkt (nachfolgend: „VHP“) im Marktgebiet Ost (nachfolgend: „MG Ost“) direkt angebunden; für die Nutzung der Speicher-

kapazitäten der Astora und GSA muss der Transport aus dem Marktgebiet Net Connect Germany (nachfolgend: „NCG“) in das MG Ost organisiert und bezahlt werden.

Größtes Speicherunternehmen in Österreich ist OGS mit einem Anteil von 30% an den gesamten Speicherkapazitäten (Arbeitsgasvolumen); bezogen auf das MG Ost hat OGS einen Anteil von 45% am gesamten Arbeitsgasvolumen.

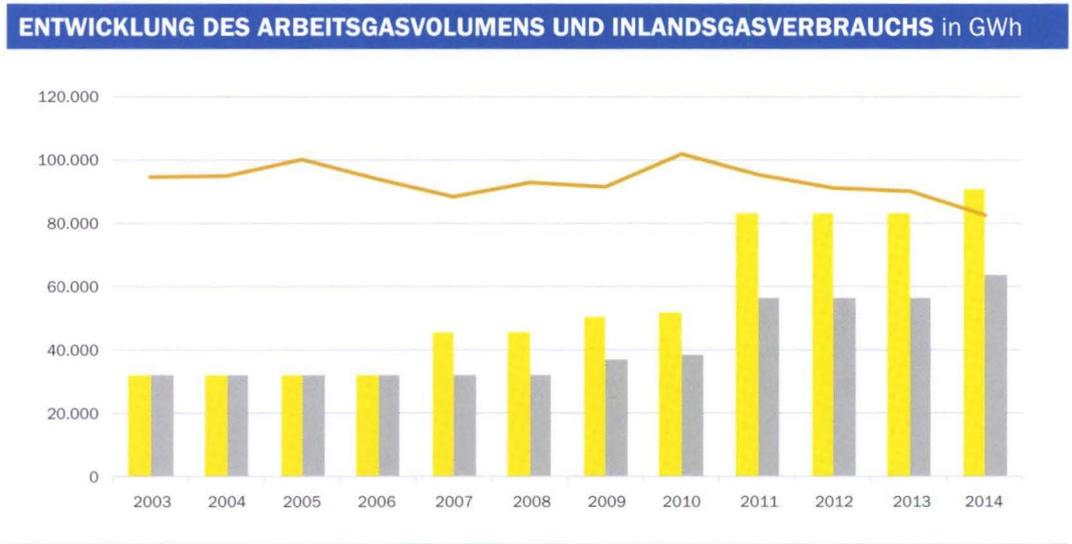
*Eigentumsverhältnisse*

OGS ist eine 100%ige Tochter der OMV Gas & Power GmbH, die auch Anteilseigner an der EconGas GmbH (als Gashändler; nachfolgend: „EconGas“) und zu 80,9% an der Gas Connect Austria GmbH (Fernleitungsnetzbetreiber) beteiligt ist.

Eigentümerin der RES ist zu 100% die RAG AG. Diese steht im 100%igen Eigentum der RAG-Beteiligungs-Aktiengesellschaft,<sup>14</sup> an der die EVN AG (50,025%), E.ON Exploration & Production GmbH (29,975%), Energie Steiermark Kunden GmbH (10%) und Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation (10%; nachfolgend: „Salzburg AG“) beteiligt sind.

Eigentümer der Astora ist zu 100% WINGAS GmbH, die wiederum im Eigentum der W & G Beteiligungs-GmbH & Co. KG steht. Deren Anteilseigner sind zu 50% OAO Gazprom und zu 50% die Wintershall Holding GmbH, ein deutscher Öl- und Gasproduzent.

GSA ist ein Tochterunternehmen der OOO Gazprom Export (nachfolgend: „Gazprom



**Abbildung 46**  
Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Gasspeichern in Österreich und Inlandsgasverbrauchs in GWh

Quelle: E-Control

<sup>14</sup> Siehe RAG Daten und Fakten unter [http://www.rag-austria.at/uploads/tx\\_templavoila/rag\\_fakten\\_d\\_150417\\_web.pdf](http://www.rag-austria.at/uploads/tx_templavoila/rag_fakten_d_150417_web.pdf), S. 8

Export“), die eine 100%ige Tochter der OAO Gazprom ist.

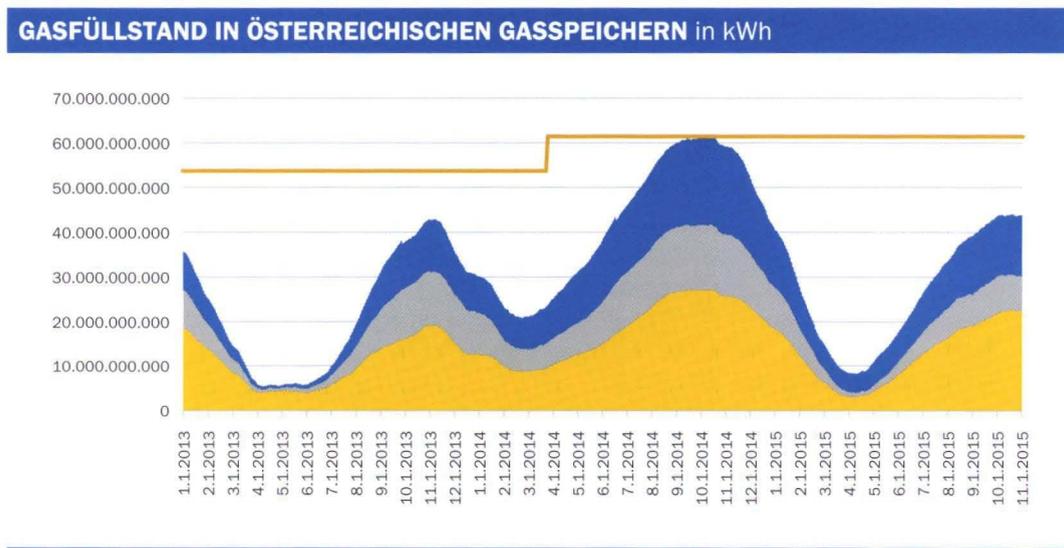
EGS ist eine 100%ige Tochter der E.ON Global Commodities SE. In Österreich ist die EGS mittels ihrer Niederlassung, der Gas Storage Austria, vertreten.

*Ausbau von Speicherkapazitäten*

Seit 2010 ist ein Rückgang des Gasverbrauchs in Österreich festzustellen. Im Vergleich zu den gesunkenen Verbrauchsmengen ist das Angebot von Speicherkapazitäten durch den Ausbau von Speicheranlagen gestiegen (Abbildung 47), sodass in die Speicher, die an das Marktgebiet angebunden sind, ca. 75% des Jahresverbrauchs eingespeichert werden können (2014). In 2015 ist kein weiterer Ausbau erfolgt.

*Nutzung der Speicherkapazitäten 2015*

Die Nutzung der Speicherkapazitäten (vor allem die Nutzung der Entnahmekapazität) ist zu einem großen Teil temperaturabhängig. Die Nutzungsdaten der an das Marktgebiet Ost angeschlossenen Speicher werden auf der GCA Plattform auf täglicher Basis veröffentlicht. Diese zeigen, dass zu Beginn der Heizsaison 2014/2015 nach einem milden Winter 2013/2014 die Speicher zu 100% gefüllt waren. Trotz eines wiederum milden Winters in 2014/2015 wurden die Speicher bis zum Ende der Heizsaison deutlich geleert und die Befüllungsmenge war nur leicht höher als in 2013. Dies war auf die verstärkte Speicherentnahme aufgrund der Liefereinkürzungen der Gazprom Export zurückzuführen.



**Abbildung 47**  
 Füllstände der an das MG Ost angeschlossenen Speicher seit 1.1.2013

Quelle: Daten des MGM, www.gasconnect.at

Weiteren Einfluss hat die Entwicklung der Großhandelspreise für Gas. Bis September 2014 sind die Spotpreise deutlich gesunken und haben somit die Speicherbefüllung auf einem hohen Niveau unterstützt. Auch die Preise aus langfristigen Verträgen sind in den ersten neun Monaten in 2014 deutlich gesunken.

#### *Preisentwicklung für Speicherprodukte*

Bei der Preisbildung für Speicherkapazitäten hat sich ein hybrides Preissystem auf der Basis unterschiedlicher Allokationsverfahren entwickelt: Zum einen werden Speicherentgelte von den Speicherunternehmen für Standardbündel (SBU) veröffentlicht, die bei der Vergabe der Speicherkapazitäten über die Reihenfolge des zeitlichen Einlangens (First come first served) angewandt werden. Zum anderen werden bei der Vergabe über Auktionen die Speicherentgelte als Ergebnis des Ver-

gabeprozesses bestimmt, die veröffentlichten Speicherentgelte spielen dabei keine Rolle, da der aktuelle Marktwert des Speichers als Flexibilitätsinstrument und die Zahlungsbereitschaft der Speicherkunden wesentlichen Einfluss auf die Preisfindung hat.

#### *Veröffentlichte Speicherentgelte in Österreich*

Die österreichischen Speicherunternehmen veröffentlichen Preise für die Standardprodukte, die ein bestimmtes Verhältnis zwischen Arbeitsgasvolumen, Entnahmeleistung und Einspeicherleistung darstellen. Die resultiert in einer unterschiedlichen sog. Entnahmedauer, das ist die Anzahl der Tage, bis zu denen die gesamte vertragliche Arbeitsgasmenge vollständig aus dem Speicher entnommen werden kann, bei einer gegebenen vertraglichen Entnahmeleistung (siehe Abbildung 48). Die Leistungsdaten

### ENTNAHMEAUER DER ANGEBOTENEN STANDARDBÜNDEL

Speicherunternehmen	Entnahmedauer SBU in Tagen
OMV Gas Storage	94
RAG Energy Storage	70
GSA LLC	97
Astora GmbH & Co KG	92
Eon Gas Storage Typ D	63
Eon Gas Storage Typ E	83

**Abbildung 48**  
Entnahmedauer der angebotenen Standardbündel

Entnahmedauer wird berechnet durch die Division des AGV durch die Entnahmeleistung pro Tag.

Quelle: Berechnungen durch E-Control

der Standardprodukte sind dabei unterschiedlich, damit ist die Vergleichbarkeit der Absolutwerte nur eingeschränkt möglich.

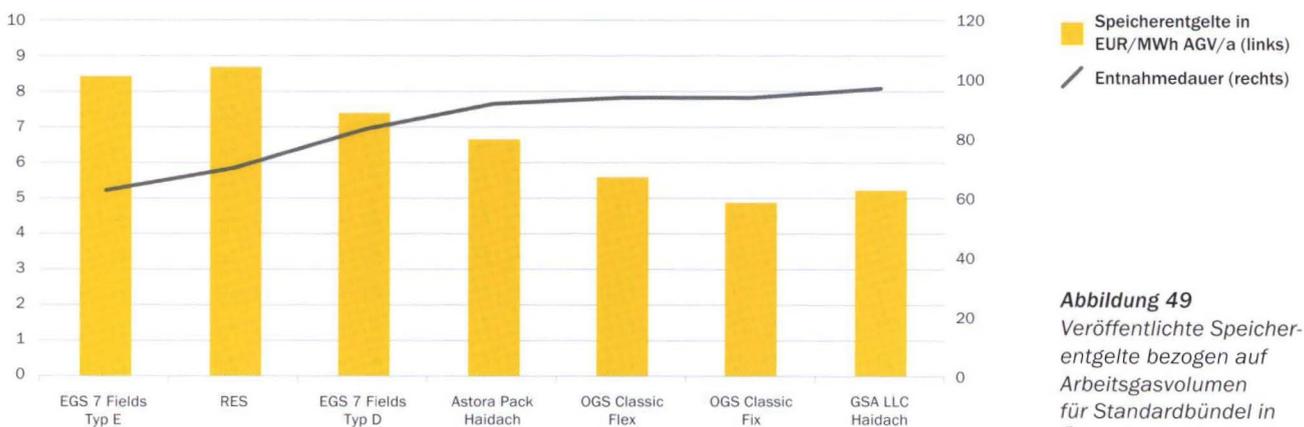
Abbildungen 49 und 50 zeigen, dass die Speicherentgelte für die Standardbündel variieren, je nachdem wie hoch die Entnahmedauer in Tagen ist; d.h. der Zeitraum, in dem man das vertraglich festgelegte Arbeitsgasvolumen wieder vollständig entnehmen kann. Das Standardbündel der OGS bietet dabei das günstigste Speicherentgelt, aber auch eine im Vergleich lange Entnahmedauer von 94 Tagen.

Die veröffentlichten Speicherentgelte der Speicherunternehmen sind im Vergleich zu 2010 gesunken, bis auf die Speicherentgelte der RES, die um ca. 4% erhöht worden sind. OGS hat die Entnahmedauer des Standardbündels verändert und auch eine Reduzierung der Speicherentgelte für das SBU vorgenommen. OGS hat zudem in 2013 eine Reduktion der Speicherentgelte für bestehende Speicherverträge durchgeführt.<sup>15</sup>

#### Speicherpreisbildung in Auktionen

In den letzten Jahren ist zu beobachten, dass sowohl in Österreich als auch in anderen Län-

#### SPEICHERENTGELTE in €/MWh AGV pro Jahr



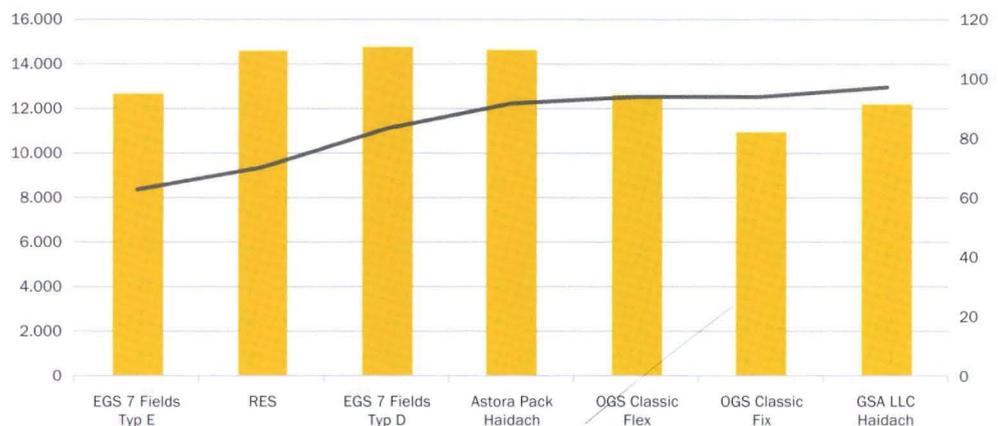
**Abbildung 49**  
Veröffentlichte Speicherentgelte bezogen auf Arbeitsgasvolumen für Standardbündel in Österreich, 1-Jahresvertrag, in EUR/MWh AGV/Jahr

Quelle: Homepages der Speicherunternehmen, eigene Berechnungen

<sup>15</sup> Vgl. OMV AG, Geschäftsbericht 2014, S. 49

**SPEICHERENTGELTE** in €/MW Entnahmeleistung pro Jahr

Speicherentgelte in EUR/MW  
Entnahmeleistung/a (links)   
Entnahmedauer (rechts) 



**Abbildung 50**  
Veröffentlichte Speicherentgelte bezogen auf die Entnahmeleistung pro Stunde für Standardbündel in Österreich, 1-Jahresvertrag, in EUR/MWh/h Entnahmeleistung/Jahr

Quelle: Homepages der Speicherunternehmen, eigene Berechnungen

dern der EU wie Deutschland, Tschechische Republik, Frankreich, Großbritannien etc. Speicherkapazitäten vermehrt über Auktionen vergeben werden und damit der aktuelle Marktwert der Speicher bestimmt wird.<sup>16</sup> Die Preise der Auktionen sind nur zum Teil veröffentlicht.

Auktionen wurden in Österreich bisher von OGS, EGS, Astora und GSA durchgeführt.

OGS, EGS und Astora verwenden dafür die Versteigerungsplattform Store-X.<sup>17</sup>

#### > Auktionen Eon Gas Storage 2015

EGS hat in 2015 über die Plattform Store-X Speicherkapazitäten versteigert. Die Versteigerungen auf Store-X wurden über ein Chiffreverfahren abgewickelt. Die angebotenen Vertragslaufzeiten betragen dabei zwischen

<sup>16</sup> Vgl. zu der Diskussion zum Wert eines Speichers GSE, the Value of Gas Storage, Juni 2014, und GSE, Challenges and Outlook for Gas Storage in Europe - GSE presentation at the Energy Community workshop 28 May in Vienna veröffentlicht unter GSE: <http://www.gie.eu/index.php/publications/gse>; CEER: CEER vision on the regulatory arrangements for the gas storage market, April 2015, Zur aktuellen Preisbildung in Auktionen: Zbyněk Pokorný, s. RWE Gas Storage, s.r.o. Appetite for storage capacity: Recent Prices and Contract Duration, European Gas Transport & Storage Summit, 23 - 24 March 2015, Munich, veröffentlicht unter: [https://dpm11uzz3cg60.cloudfront.net/gtsevent.com/uploads/2015/03/26142526/Zbynek\\_Pokorny\\_2015.pdf](https://dpm11uzz3cg60.cloudfront.net/gtsevent.com/uploads/2015/03/26142526/Zbynek_Pokorny_2015.pdf)

<sup>17</sup> Siehe registrierte Speicherunternehmen auf <http://www.store-x.net>

2 und 5 Jahren.<sup>18</sup> Die Arbeitsgaskapazität von 1 TWh wurde in Bündeln angeboten, wobei ein Bündel aus 20 GWh Arbeitsgas, 10 MWh/h Ausspeicherleistung und 5,56 MWh/h Einspeicherleistung bestand.<sup>19</sup>

Der Preis der versteigerten Kapazitäten wurde über eine Formel bestimmt, in die der Sommer-Winter-Spread (Preisunterschied) am NCG eingeht. Der Bieter musste für einen Aufschlag auf den Sommer-Winter-Spread zzgl. 0,1 Euro/MWh bieten; der jeweilige Vertragspreis wurde durch das Gebot bestimmt (pay as bid).<sup>20</sup> Die Gebote wurden absteigend gereiht, so lange bis die angebotene Menge verteilt worden ist. Dazu musste der Bieter auch ein Gebot für einen Mindestpreis abgeben.

Der für die Formel relevante Sommer-Winter-Spread wird jedes Vertragsjahr in der Indexperiode vor dem Speicherjahr neu ermittelt, indem die durchschnittlichen Sommer-Winter-Spreads aus dem 1. Jahresquartal (Januar bis März als Indexperiode) in die Formel eingesetzt werden.

Das zu zahlende Speicherentgelt setzt sich aus dem Preis für die Vorhaltung der Speicherkapazität (Leistungsentgelt), dem Sys-

temdienstleistungsentgelt und dem Entgelt für variable Kosten zusammen. Zusätzlich fallen Transportentgelte direkt beim jeweiligen Netzbetreiber an. Die Ergebnisse der Auktionen sind nicht veröffentlicht.

#### > Auktionen OGS 2015

Für das Speicherjahr 2015 (1.4.2015 bis 31.3.2016) hat OGS im November 2014 und Januar 2015 Speicherkapazitäten für ein Jahr ab 1. April 2015 angeboten. Es wurden 90 Bündel versteigert, wobei ein Bündel 17.000 MWh Arbeitsgasvolumen, 8 MWh/h Einpressleistung und 12 MWh/h Entnahmeleistung umfasste.<sup>21</sup> Die Entnahmedauer beträgt daher 60 Tage, also deutlich schneller als das SBU mit 94 Tagen. Die Nachfrage ist 10-mal höher als das Angebot gewesen.<sup>22</sup> Insgesamt wurden 3.060.000 MWh versteigert, das sind insgesamt ca. 11% des AGV der OGS für das Speicherjahr 2015/2016. Die Auktionspreise wurden nicht veröffentlicht.

#### > Auktionen der Astora für Speicher Haidach 2015

Auktionen für den Speicher Haidach wurden von Astora im Februar 2015 über Store-X durchgeführt.

<sup>18</sup> [www.eon-gas-storage.de/cps/rde/xchg/egs/hs.xsl/3041.htm](http://www.eon-gas-storage.de/cps/rde/xchg/egs/hs.xsl/3041.htm)

<sup>19</sup> [www.eon-gas-storage.de/cps/rde/xchg/egs/hs.xsl/2679\\_3132353731353038313235.htm](http://www.eon-gas-storage.de/cps/rde/xchg/egs/hs.xsl/2679_3132353731353038313235.htm)

<sup>20</sup> [www.zfk.de/gas/speicher/artikel/eon-nimmt-neuen-anlauf-mit-gasspeicher-7fields.html](http://www.zfk.de/gas/speicher/artikel/eon-nimmt-neuen-anlauf-mit-gasspeicher-7fields.html)

<sup>21</sup> [www.store-x.net/storexAction.do?param=%2FDcT%2FaKc4dyVwSSHuR%2BslUif3%2BjGEbKjc0lfYpur%2FCVW6YnwY%2FI2n%2BNvb6XI90sYZyZelR5xZH4hGNhAic1eRgZloBpCYqhrqtqvyEcsYNpTmMNFMKOLJKOGVj1Y%2B%2B%2Bj20bnTpGywW8QvDDV%2BslA%3D&pparam=6c1109e98ed658b048140215b5e4f0ba](http://www.store-x.net/storexAction.do?param=%2FDcT%2FaKc4dyVwSSHuR%2BslUif3%2BjGEbKjc0lfYpur%2FCVW6YnwY%2FI2n%2BNvb6XI90sYZyZelR5xZH4hGNhAic1eRgZloBpCYqhrqtqvyEcsYNpTmMNFMKOLJKOGVj1Y%2B%2B%2Bj20bnTpGywW8QvDDV%2BslA%3D&pparam=6c1109e98ed658b048140215b5e4f0ba)

<sup>22</sup> Vgl. energate vom 1.12.2014, OMV mit Speicherauktion auf Store-X erfolgreich. [www.energate.de](http://www.energate.de)

Dabei wurden insgesamt 400 Bündel mit je 6.000 MWh Arbeitsgasvolumen, 3 MW Ausspeicherleistung und 2 MW Einspeicherleistung in einem Chiffreverfahren verkauft. Die Entnahmedauer betrug 83 Tage und war damit geringer als im Standardbündel. In der Auktion im Februar 2015 konnten bestehende und in der 1. Auktion im Februar 2014 erfolgreiche Bieter ihr gebündeltes Speicherprodukt durch den Zukauf von ungebündelten Produkten anpassen: Dabei wurden 750.000 MWh Arbeitsgasvolumen zu jeweils 10.000 MWh, 70 MW Einspeicherleistung zu je 10 MW sowie 40 MW Ausspeicherleistung zu je 10 MW angeboten. Diese Auktion war nur teilweise erfolgreich.

> Auktionen der GSA LLC 2015

GSA LLC (und vorher Gazprom Export als Speicherunternehmen) hat in 2015 im 1. Quartal eine Auktion für die kurzfristigen Speicherprodukte durchgeführt. Die Speicherkapazitäten konnten – im Gegensatz zu den Vorjahrsauktionen – versteigert werden, das erzielte Speicherentgelt entspricht dem veröffentlichten Speicherentgelt.

Wie die der E-Control vorliegenden Verträge der Speicherunternehmen zu den Auktionsergebnissen zeigen, stellen die veröffentlichten Speicherentgelte nicht das aktuell erzielbare Marktpreisniveau dar und haben daher für die aktuellen Kosten der Flexibilität aus Speichern und auch für die Einschätzung der Erlössituation der Speicherunternehmen nur bedingt Relevanz.

Auch bei einem Vergleich veröffentlichter Speicherentgelte in der EU zeigt sich, dass die in den letzten 2 Jahren (2014/2015) erzielten Speicherentgelte aus Auktionen in der EU, deren Preisbildung sich an den Sommer-/Winterpreisunterschieden orientiert, niedriger sind als die veröffentlichten Speicherentgelte der österreichischen Speicherunternehmen für Standarddienstleistungen (vgl. Fußnote 12, Bericht über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt gemäß § 98 Abs. 2 GWG 2011, S. 52 und 53).

Die Transparenz für Speicherentgelte in Neuverträgen ist gesunken und damit insgesamt die Preistransparenz.

## Strom und Gas – Gemeinsame Agenden

### **MONITORING ENDKUNDENWETTBEWERB**

Unter den zehn neuen Markteintritten am Endkundenmarkt gibt es im Kleinkundenbereich sechs Stromlieferanten und einen Gaslieferanten.

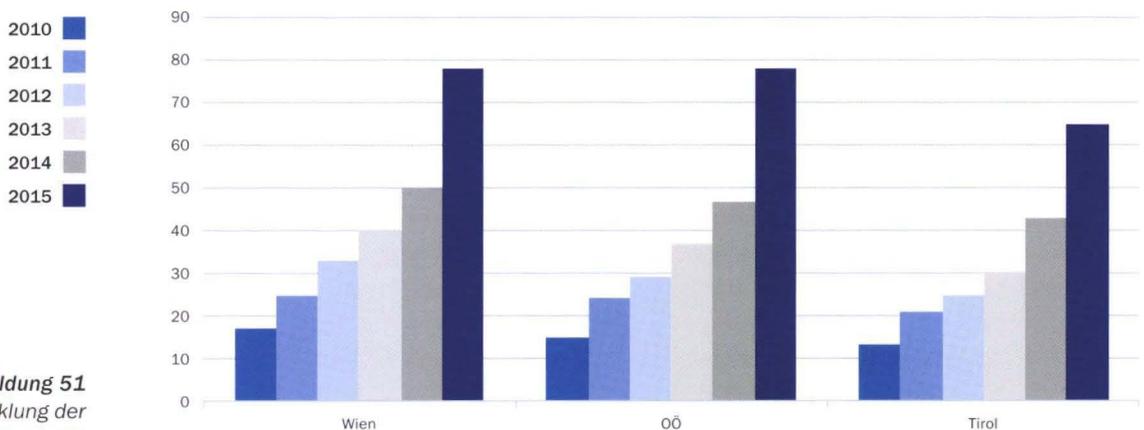
Die aWATTar GmbH, MeinAlpenStrom GmbH und die TopEnergy Service GmbH sind private Unternehmen, die erst 2015 gegründet wurden und Strom für Kleinkunden anbieten. Die Montana Energie-Handel AT GmbH, welche seit 2012 als Gaslieferant am Markt tätig ist, bietet seit Oktober auch Strom an. Die Care-Energy AG, ein deutsches Energieunternehmen, startete Ende Oktober mit Vertriebsaktivitäten im Strombereich. E Wie Einfach, ein E.ON-Tochterunternehmen, stieg Anfang Dezember 2015 in den Energiemarkt ein. Das in Köln ansässige Unternehmen bietet österreichweit Strom für Privat- sowie kleinere und mittlere Geschäftskunden an. Neu am Gasmarkt ist die Leu Energie Austria GmbH, eine Tochtergesellschaft der bayerischen Leu Energie. Die Gutmann GmbH hat Mitte des Jahres ihr Versorgungsgebiet von Tirol und Vorarlberg auf ganz Österreich ausgeweitet. Das Unternehmen easy green energy GmbH & Co KG wurde 2015 von der Unsere Wasserkraft GmbH & Co KG und der easybank AG (Tochtergesellschaft der Bawag Bank) gegründet, ist Rechtsnachfolger von

Unsere Wasserkraft und bietet sowohl Strom als auch Gas an.

Mit den neuen Marktteilnehmern erweiterte sich das Angebot für Endkunden stark. Dabei ist in den letzten drei Jahren ein exponentieller Anstieg der im Tarifkalkulator dargestellten Produkte zu beobachten. Je nach Postleitzahl der Abfrage liegt die Anzahl der Produkte auf der Ergebnisseite bei Strom zwischen ca. 70 von 27 unterschiedlichen Lieferanten in Vorarlberg und Tirol und ungefähr 80 von 34 Anbietern in Wien und der Steiermark, das ist eine Verdoppelung gegenüber 2013. Interessant ist auch die Tatsache, dass im Strombereich unter den Top 10 nur drei am Markt schon länger aktive Lieferanten bzw. Marken zu finden sind: Verbund, Voltino und Ökostrom.

Das Gasangebot in Tirol und Vorarlberg hat sich seit der Einführung des neuen Marktmodells und der Öffnung des Retailmarktes im Oktober 2013 wesentlich erweitert. Während es noch im Jahr 2012 mit goldgas nur einen alternativen Anbieter gab, bekommen Kleinkunden in Tirol inzwischen bis zu 24 Angebote (im Vorjahr 13) von 12 unterschiedlichen Anbietern. Im Marktgebiet Ost haben Haushalte ein viel breiteres Angebot mit über 40 Angeboten (im Vorjahr 25) von 18 und mehr Anbietern.

### ANGEBOTSANZAHL FÜR EINEN MUSTERHAUSHALT



**Abbildung 51**  
Entwicklung der  
Stromangebote für Haushalte  
nach Netzbereichen

Quelle: E-Control Tarifkalkulator, Musterhaushalt 3.500 kWh Strom

Die Steigerung der Angebotsanzahl ist nicht nur auf die neuen Markteintritte zurückzuführen. Auch die bestehenden Lieferanten erweitern ihr Angebot stark, differenzieren zwischen Online- und Offline-Angeboten und bieten neben den herkömmlichen Preismodellen auch Preismodelle mit Preisgarantie bzw. Preisindexierung an.

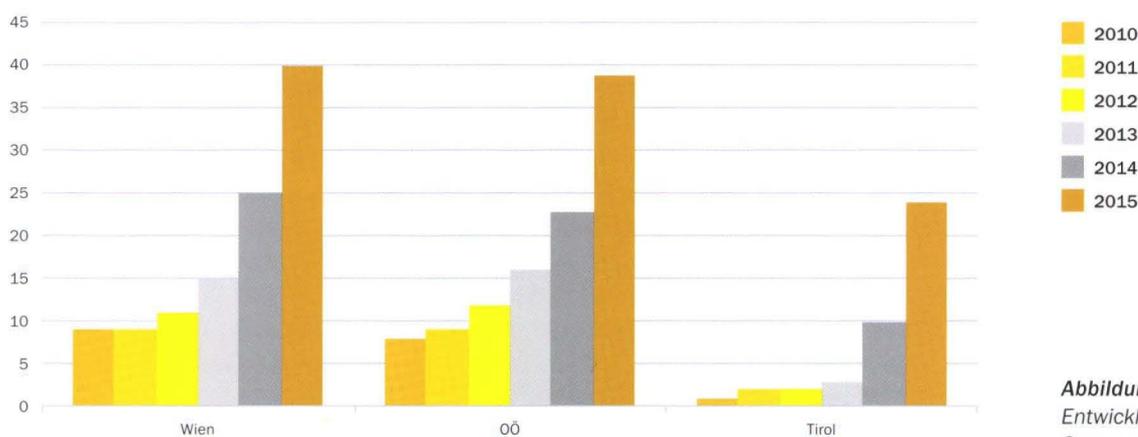
Mit der Erweiterung des Angebots ist gleichzeitig das Einsparpotenzial beim Wechsel vom angestammten Lieferanten zum Bestbieter in den letzten fünf Jahren stark gestiegen. Seit 2012 hat sich die Ersparnis sowohl beim Stromlieferanten- als auch beim Gaslieferantenwechsel (Abbildungen 53 und 54) verdoppelt. Ein Musterhaushalt<sup>23</sup> kann sich also beim Wechsel der

Lieferanten für Strom und Gas insgesamt ca. 350 Euro in Tirol bis zu 667 Euro in Klagenfurt ersparen, was die höchsten Einsparungen seit der Marktliberalisierung sind.

2015 wechselten in Österreich insgesamt knapp 200.000 Strom- und Gaskunden ihren Anbieter, davon haben mehr als 152.000 Stromkunden – darunter rund 102.000 Haushalte – ihren Anbieter gewechselt. Einen neuen Gaslieferanten suchten sich mehr als 46.000 Kunden – darunter knapp 43.000 Haushalte. Das entspricht einer Gesamtwechselrate der Haushalte und Unternehmen 2015 von 2,5% bei Strom und 3,4% bei Gas.

<sup>23</sup> Musterhaushalt 3.500 kWh Stromverbrauch und 15.000 kWh Gasverbrauch.

**ANGEBOTSANZAHL FÜR EINEN MUSTERHAUSHALT**



**Abbildung 52**  
Entwicklung der Gasangebote für Haushalte nach Netzbereichen

Quelle: E-Control Tarifkalkulator, Musterhaushalt 15.000 kWh Gas

**STROMKOSTENSPARPOTENZIAL in €/Jahr (Haushalte, 3.500 kWh/Jahr)**

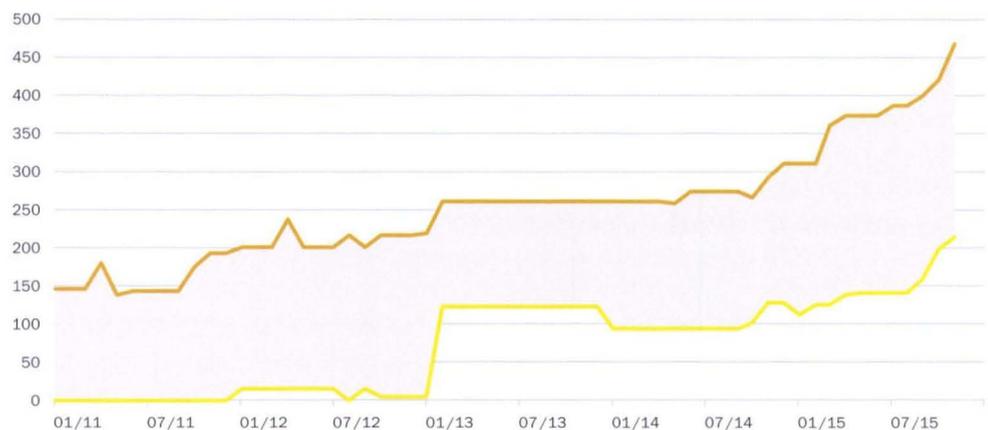


**Abbildung 53**  
Entwicklung Einsparpotenzial Strom (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/Jahr) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten

Quelle: Tarifkalkulator E-Control

**GASKOSTENSPARPOTENZIAL in €/Jahr (Haushalte, 15.000 kWh/Jahr)**

Maximum  
Minimum



**Abbildung 54**  
Entwicklung Einsparpotenzial Gas (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (15.000 kWh/Jahr) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten

Quelle: Tarifkalkulator E-Control

8 von 10 Österreichern haben noch nie ihren Strom- oder Gaslieferanten gewechselt. Es gibt also noch mehr als genug Konsumenten, die für einen Wechsel gewonnen werden können.

Zusammengefasst kann festgestellt werden, dass sich die Intensivierung des Wettbewerbs am österreichischen Markt durch die gestiegenen Wechselzahlen, ein deutlich höheres Einsparpotenzial als in den Jahren zuvor, einen bemerkenswerten Anstieg der Produktvielfalt sowie durch einige neue Marktauftritte auszeichnet.

Bedeutend zu den hohen Wechselzahlen im Haushaltsbereich beigetragen hat zudem die VKI-Aktion Energiekosten-Stop. „Nach

dem großen Echo auf die erste Aktion Energiekosten-Stop im Jahr 2014 rief der Verein für Konsumenteninformation (VKI) Anfang dieses Jahres erneut eine Wechselaktion für Strom und Gas ins Leben. 48.410 Privathaushalte meldeten sich zunächst unverbindlich an, um von günstigeren Energietarifen zu profitieren. Letztlich wurden 17.600 Anbieterwechsel, davon 12.000 für Ökostrom und 5.600 für Gas in Auftrag gegeben.“<sup>24</sup> Die Dritte VKI-Aktion startete Ende Oktober 2015, der Anmeldeschluss wurde für den 11.1.2016 festgelegt.

#### **INFORMATIONSTELLE FÜR MARKTEINTRITT STROM UND GAS**

In den letzten Jahren verzeichnete die E-Control einen sukzessiven Anstieg von An-

<sup>24</sup> Quelle: Bilanz der VKI-Aktion Energiekosten-Stop: 17.600 Wechselaufträge, Presseinformation vom 16.6.2015