



TÄTIGKEITSBERICHT 2015

E-CONTROL



DER
ENERGIEMARKT
VOLL IN BEWEGUNG.

PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.



INHALT

VORWORT	6
> 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/>	
Einleitung – Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2015	12
PREIS- UND MENGENENTWICKLUNG IM JAHR 2015	12
> Mengen	12
> Großhandelspreise inkl. Marktmonitoring Großhandel	15
> Endkundenpreise	21
ENTWICKLUNG DES RECHTLICHEN RAHMENS 2015	26
> Änderung Tarifierung Verteilernetzebene	26
> Ökostrompauschale-Verordnung 2015	27
ENTWICKLUNG DES EUROPÄISCHEN REGULATORISCHEN RAHMENS 2015	27
> 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/>	
Tätigkeiten der Regulierungsbehörde 2015	38
STROMMARKT	38
> 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

GASMARKT	61
> 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
STROM UND GAS – GEMEINSAME AGENDEN	97
> 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
INTERNATIONALE AKTIVITÄTEN DER E-CONTROL	143
> 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 Inlandsgasverbrauchs 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 Energieeffizienzmaßnahmen 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 nutzen 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.

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 Nm³ 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. Nm³ 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

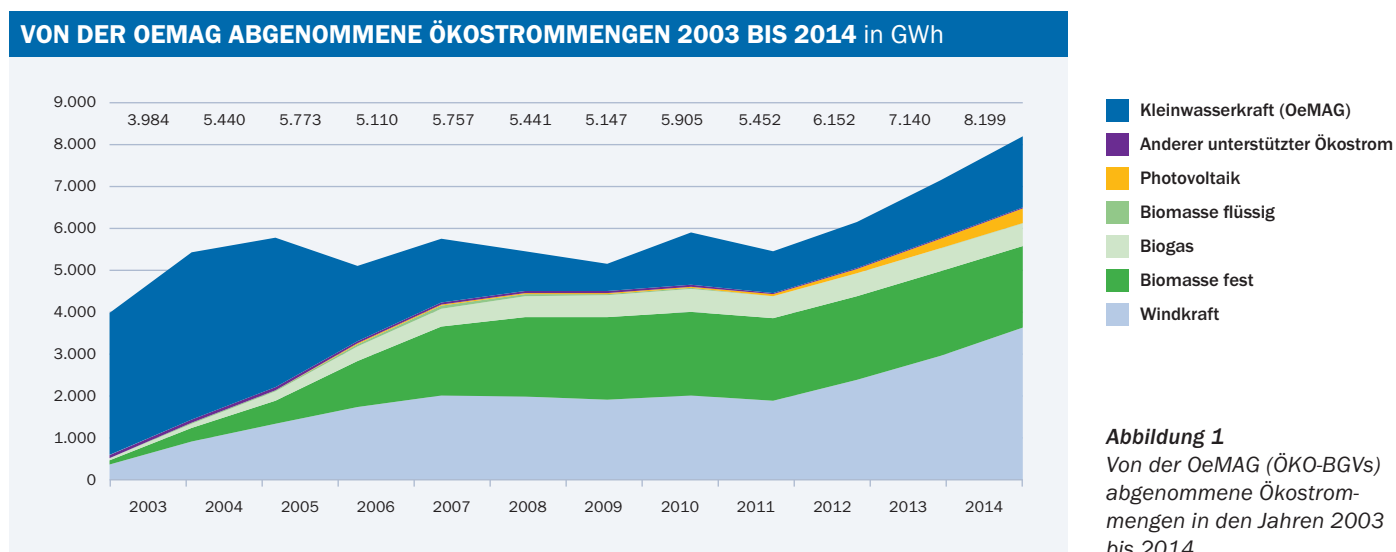
Anteil am gesamten Endverbrauch konnte gesteigert werden. Der Anteil des geförderten Ökostroms stieg von 12,6% (7.140 GWh Ökostrom bei einer Abgabe an Endverbraucher von 56.841 GWh) auf 14,5% (8.199 GWh bei einer Abgabe an Endverbraucher von 56.514 GWh). Die Erzeugung aus gefördertem Ökostrom konnte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



Quelle: OeMAG, E-Control

ÖKOSTROM – EINSPSEIEMENGEN UND VERGÜTUNGEN IN ÖSTERREICH				
1. Halbjahr 2015 im Vergleich zum 1. Halbjahr 2014				
Energieträger	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in Mio. EUR	Geförderter Ökostrom- Einspeiseanteil in % an der Gesamt- abgabemenge	Durchschnitts- vergütung in Cent/kWh
1. Halbjahr 2015				1)
Kleinwasserkraft (unterstützt)	824	42,7	2,84%	5,19
Sonstige Ökostromanlagen	4.088	464,9	14,11%	11,37
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
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	4.913	507,7	16,95%	10,33
1. Halbjahr 2014				2)
Kleinwasserkraft (unterstützt)	794	40,1	2,8%	5,05
Sonstige Ökostromanlagen	3.176	366,7	11,2%	11,55
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
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	3.970	406,8	14,0%	10,25

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.

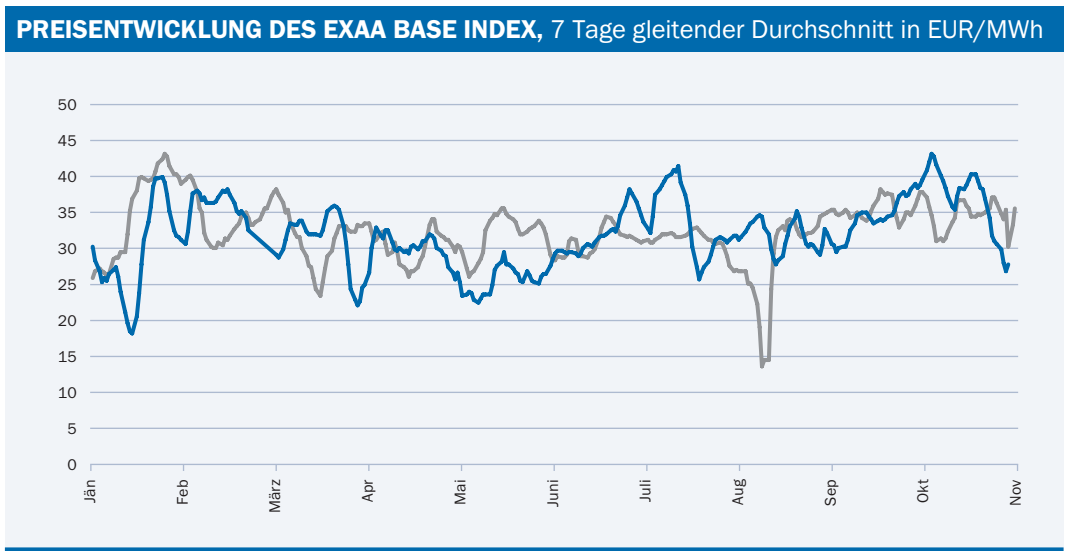
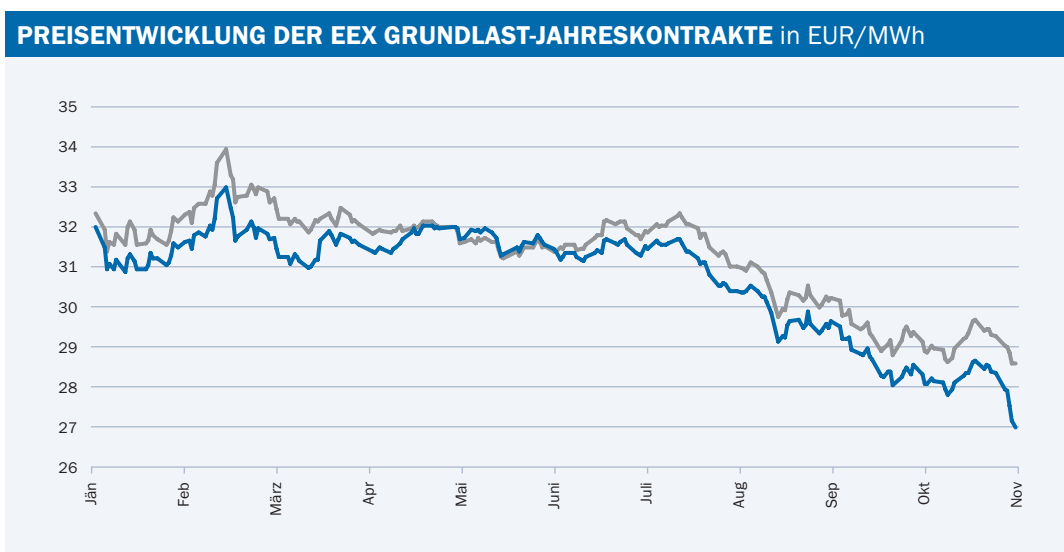


Abbildung 3
Preisentwicklung am Spotmarkt Strom der EXAA, Base Index im 7 Tage gleitenden Durchschnitt

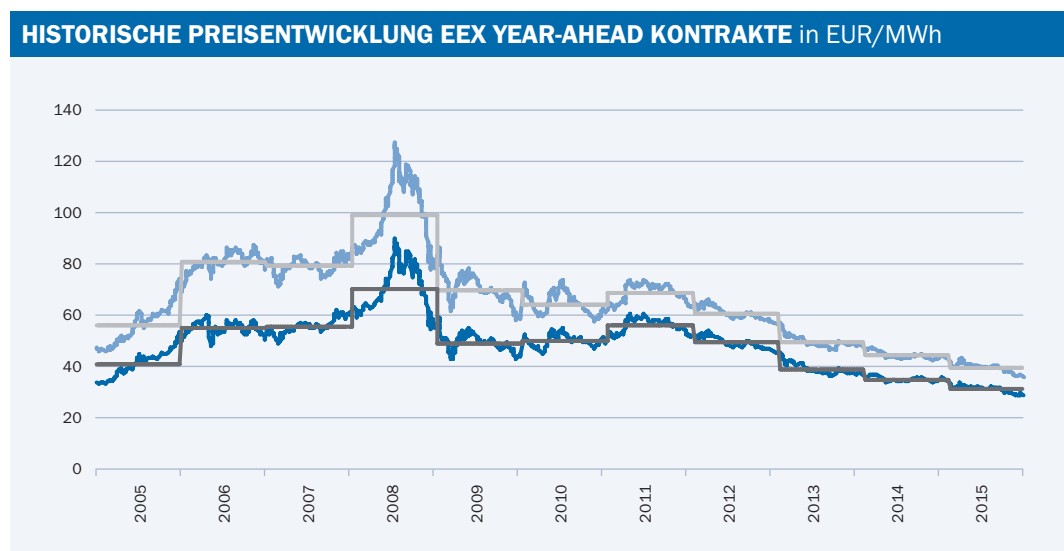
Quelle: EXAA, Berechnungen E-Control



— Lieferjahr 2016
— Lieferjahr 2017

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

Quelle: EEX



— Peak
— Peak Jahresmittel
— Base
— Base Jahresmittel

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

Quelle: EEX, Berechnungen E-Control

Preisentwicklung

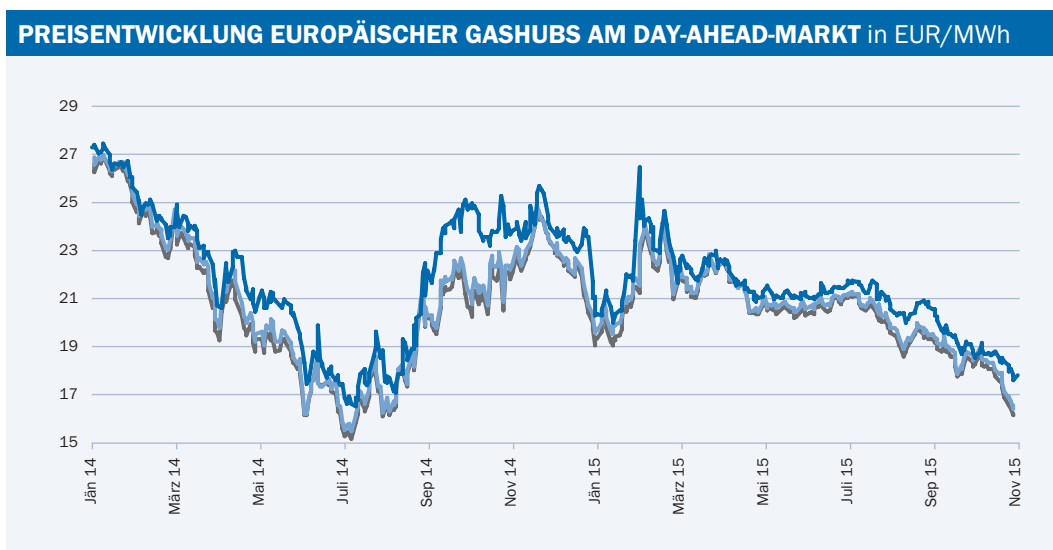
Gas Großhandelsmarkt 2015

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 Preiszuschlag 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.

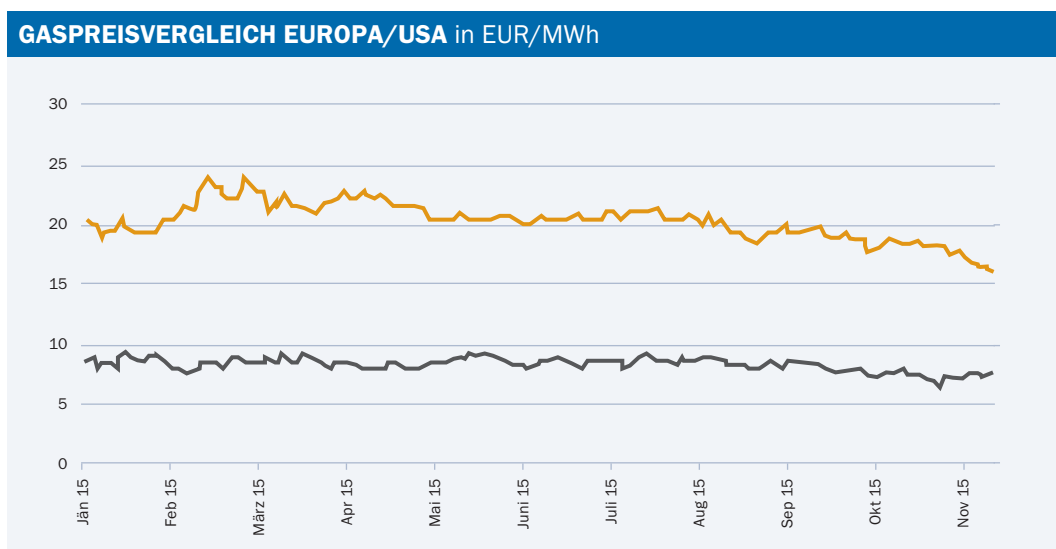
Abseits dieser gasspezifischen Entwicklungen erwarteten auch die Ölhändler sinkende Preise im Jahr 2015 für ihr Produkt. Abbildung 6 „Entwicklung der Gas- bzw. Rohölpreise in Europa (TTF, Brent) und den USA (Henry Hub, WTI)“ zeigt dabei die Entwicklung der Rohölpreise in Europa (Sorte Brent) und in Nordamerika (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



— TTF
— NCG
— CEGH

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

Quelle: ICIS Heren, CEGH Gas Exchange



— Henry Hub
— TTF

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

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

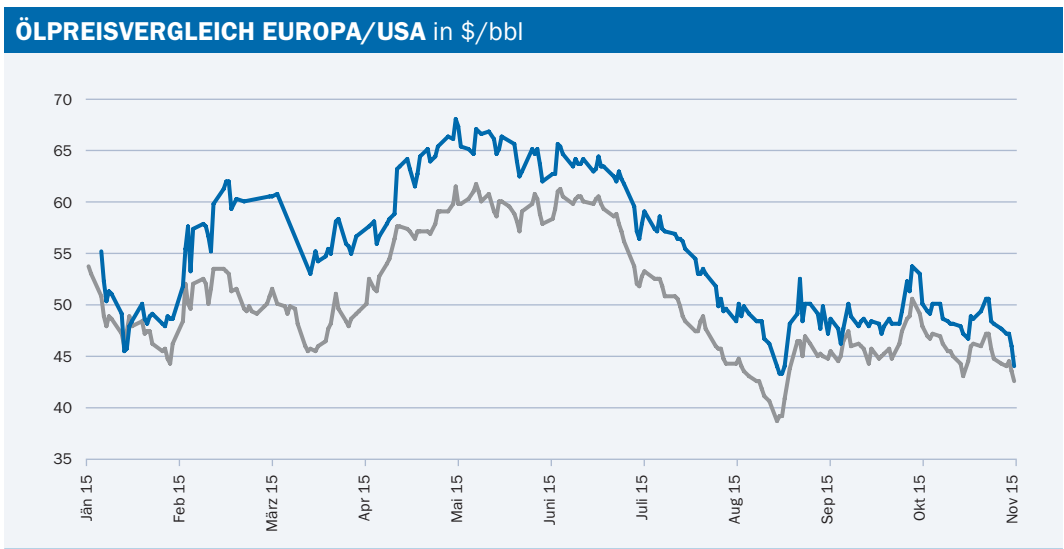
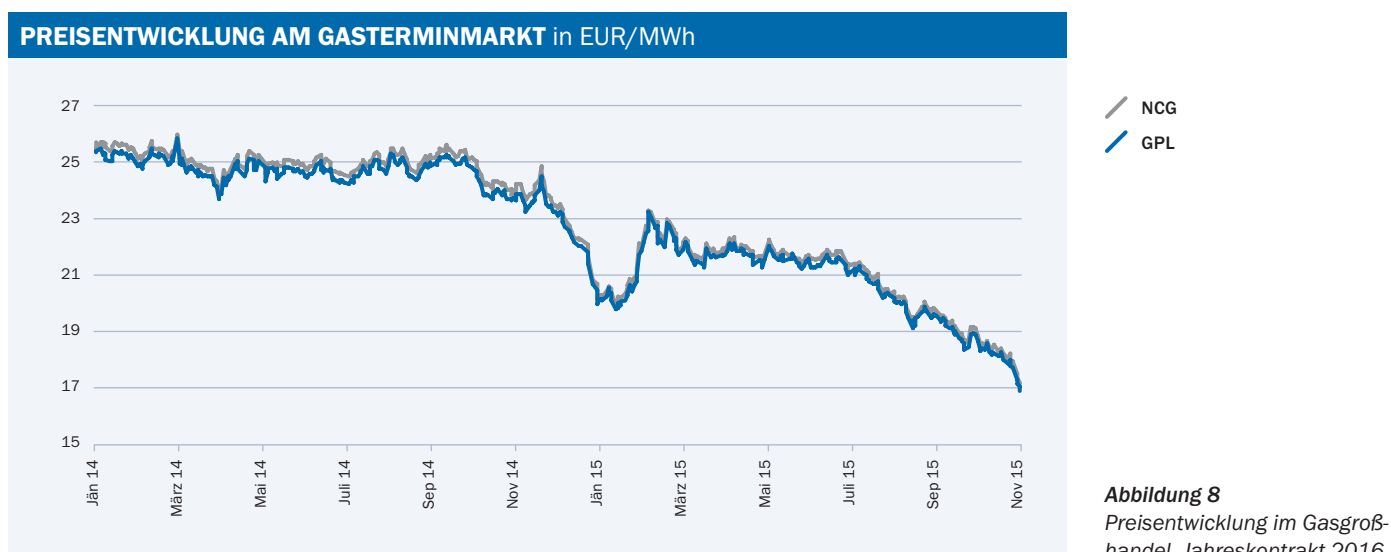


Abbildung 7B
Ölpreisvergleich in den
Großhandelsmärkten in
Europa und den USA

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



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

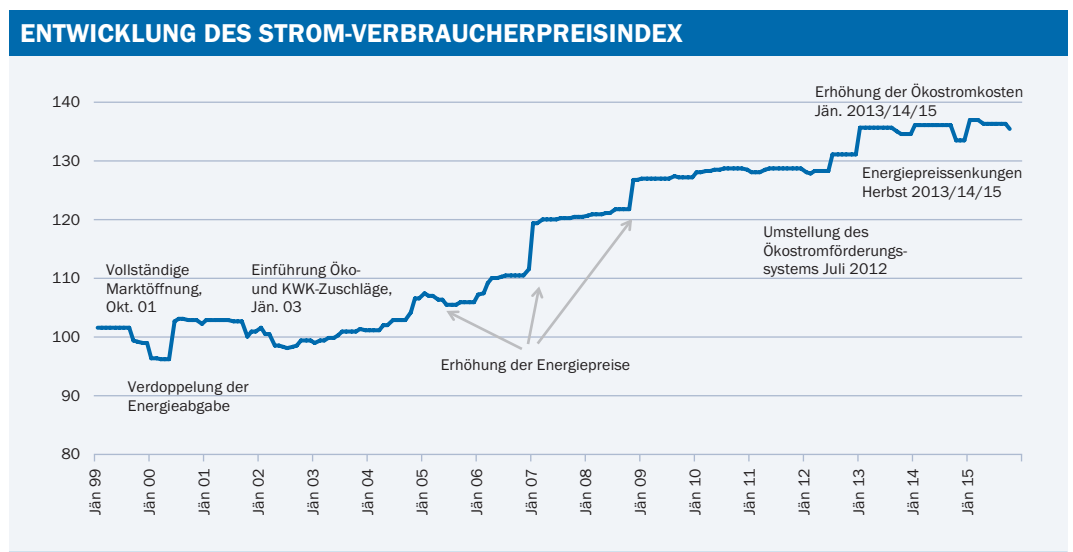


Abbildung 9
Entwicklung des Strom-
Verbraucherpreisindex
(Index Oktober 2001 = 100)

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.

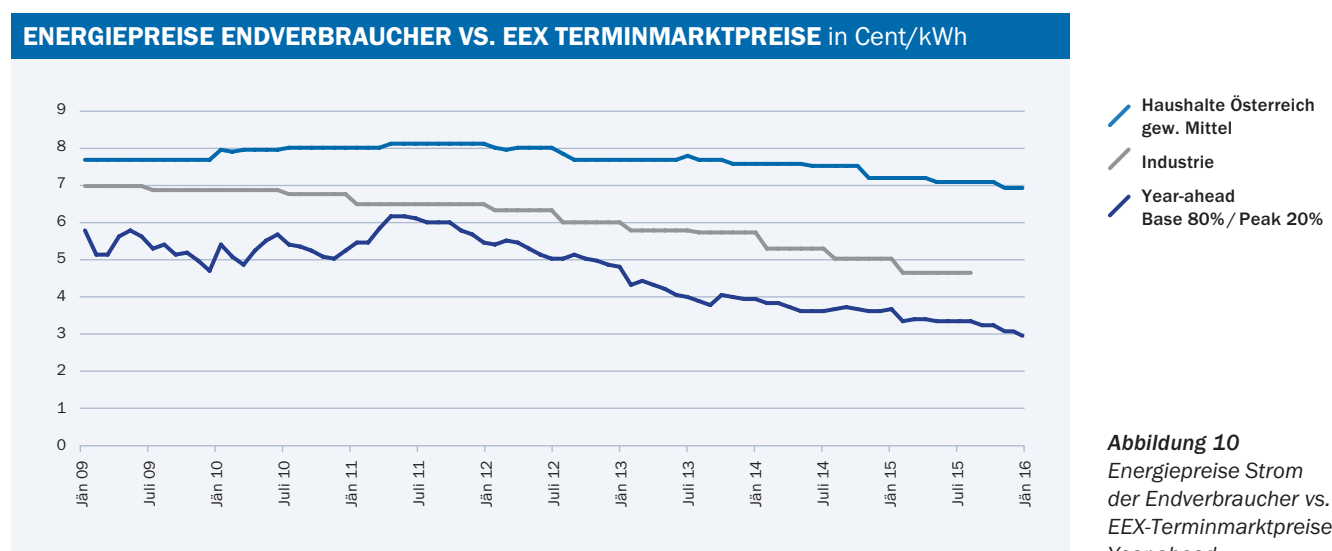
Die Systemnutzungsentgelte stiegen Anfang 2015 im österreichischen Durchschnitt geringfügig um 0,27%. Mit 5,3% verzeichneten hierbei Haushalte in Klagenfurt den höchsten Anstieg, in Linz kam es zu einer Preissenkung von 8%.

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 Euro¹ 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.² 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).



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

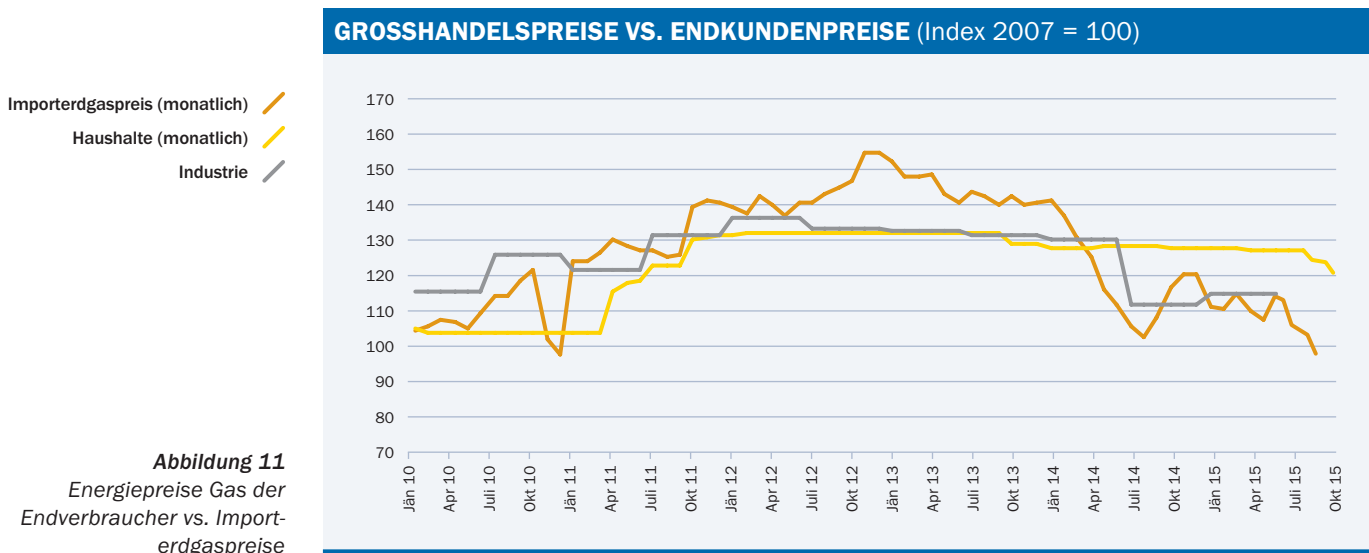
¹ Bruttoersparnis berücksichtigt Energiekosten inkl. Umsatzsteuer

² 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



Quelle: Tarifikalkulator und Industriepreiserhebung E-Control, Statistik Austria

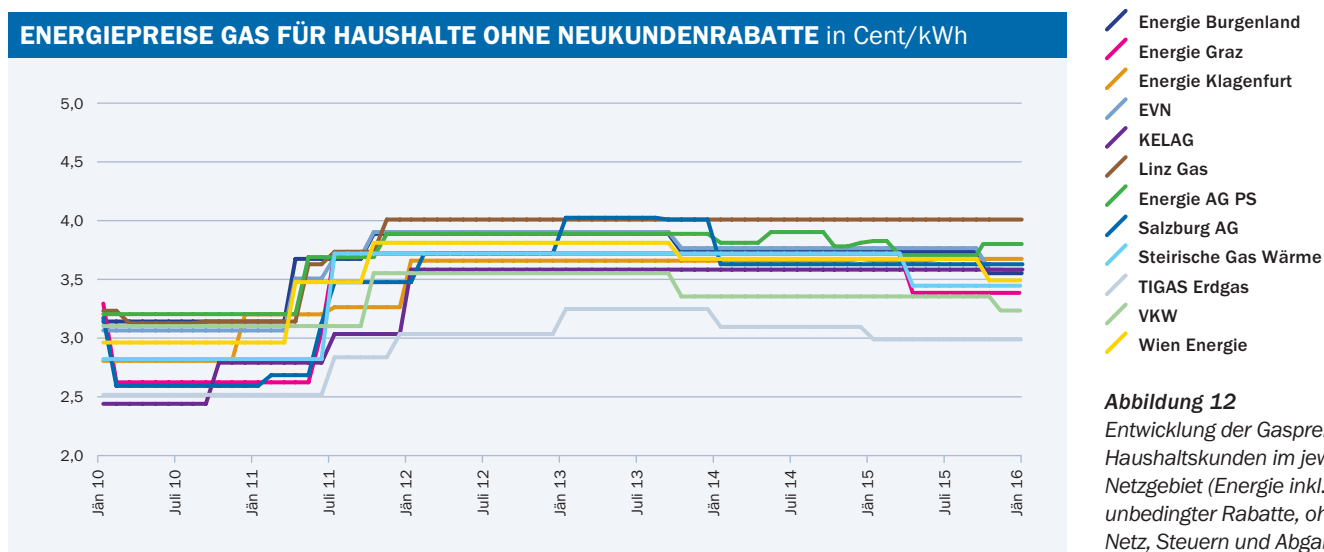


Abbildung 12
 Entwicklung der Gaspreise für
 Haushaltskunden im jeweiligen
 Netzgebiet (Energie inkl.
 unbedingter Rabatte, ohne
 Netz, Steuern und Abgaben)
 Standardprodukt des lokalen
 Lieferanten, 15.000 kWh/Jahr

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 Engpasssituationen 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 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 Oesterreichs 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 Energieinfrastruktur³ (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

³ 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.⁴

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 Wurmlach (AT) and Somplago (IT)

⁴ 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.⁵

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.⁶

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.

⁵ Siehe ACER-Homepage: 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 für Strom (3.11.2015).

⁶ 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 (3.11.2015).

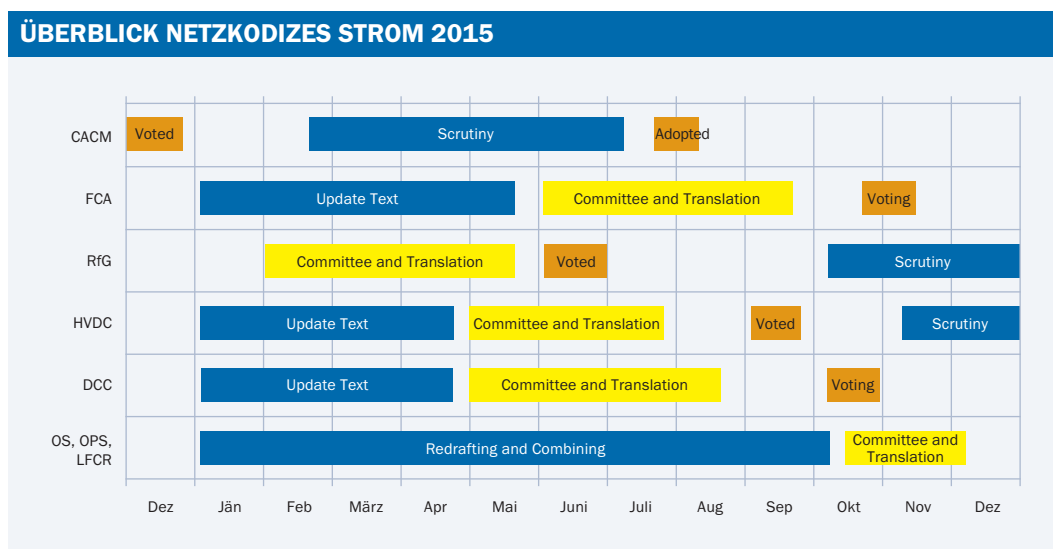


Abbildung 14
Überblick Netzkodizes Strom

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 % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	in % ²⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾
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
	-473,3	-21,00	-71,0	-3,15	-56,8	-2,52	-37,4	-1,66	5,3	0,24	96,1	4,27	5,93	-536,9	-23,82

Entgelt- anpassung pro Netzbereich	Anpassung 2001-2005		Anpassung 2006-2009		Anpassung 2010-2013		Anpassung 2014		Anpassung 2015		Anpassung 2016			Gesamtanpassung	
	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	in % ²⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾
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
	-473,3	-21,00	-71,0	-3,15	-56,8	-2,52	-37,4	-1,66	5,3	0,24	96,1	4,27	5,93	-536,9	-23,82

- 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.

SNE-VO Stand: 01.01.2015 ■
SNE-VO Stand: 01.01.2016 ■

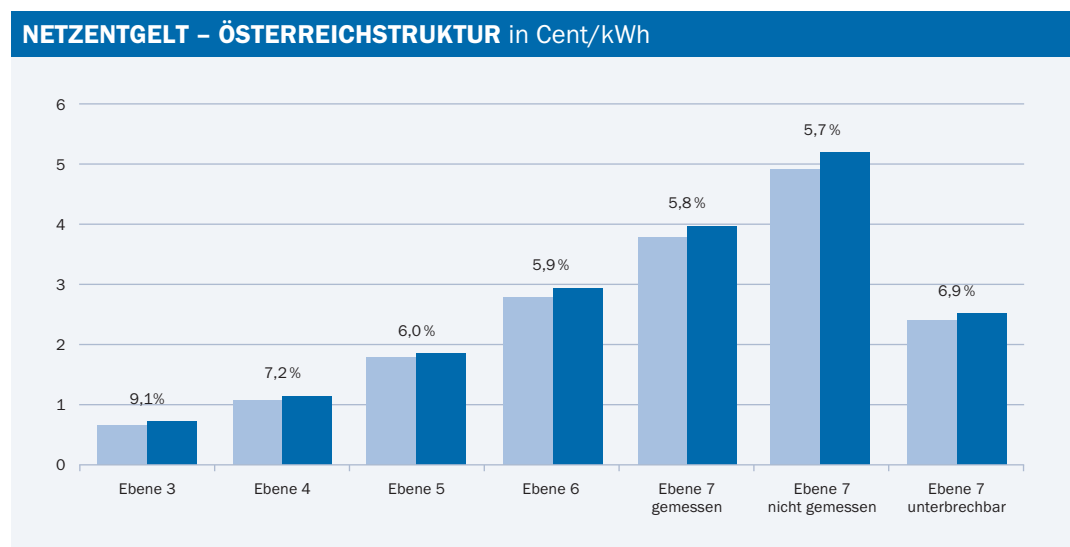


Abbildung 16
Netzentgeltentwicklung
Österreichstruktur

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 ■

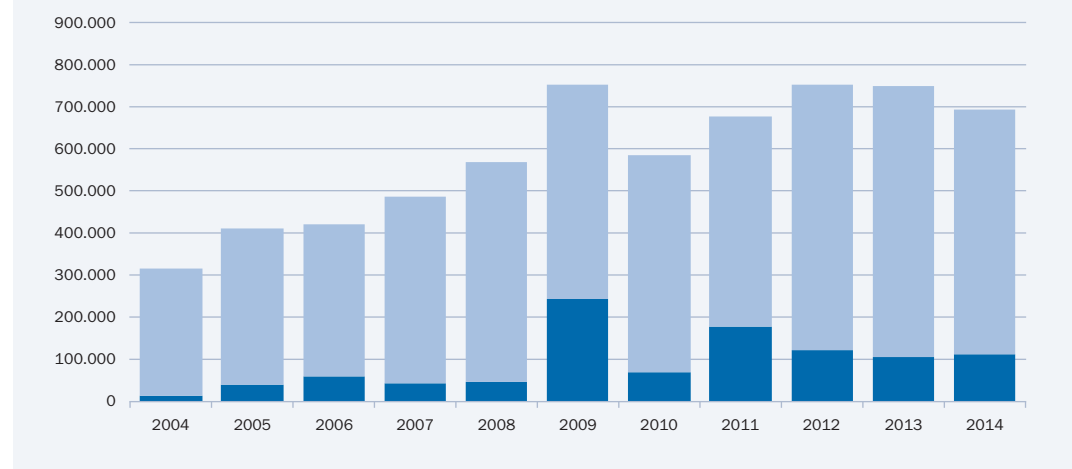


Abbildung 17
Entwicklung der Bruttoinvestitionen im Stromnetz

Quelle: E-Control

AUFSICHT MARKTTEILNEHMER**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.

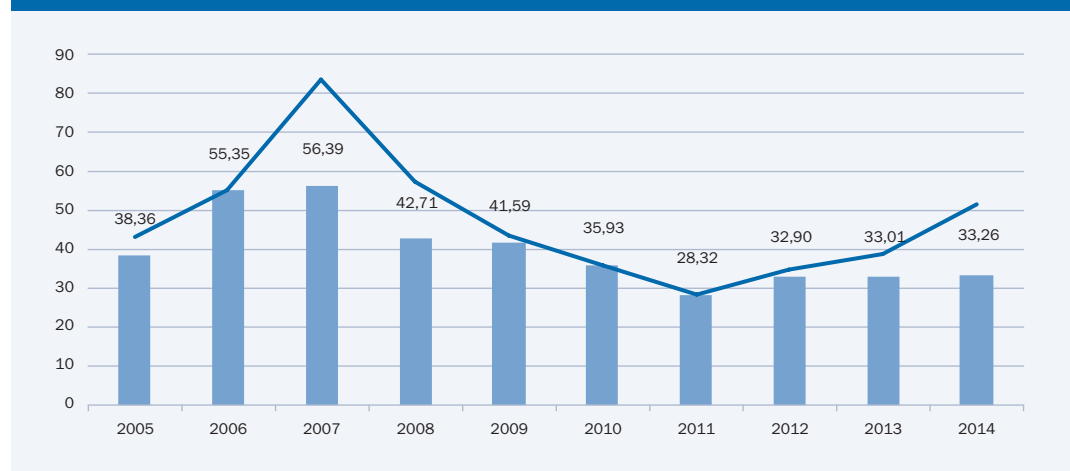


Abbildung 18
SAIDI: Verlauf der jährlichen kundenbezogenen ungeplanten Nichtverfügbarkeit der letzten 10 Jahre

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.

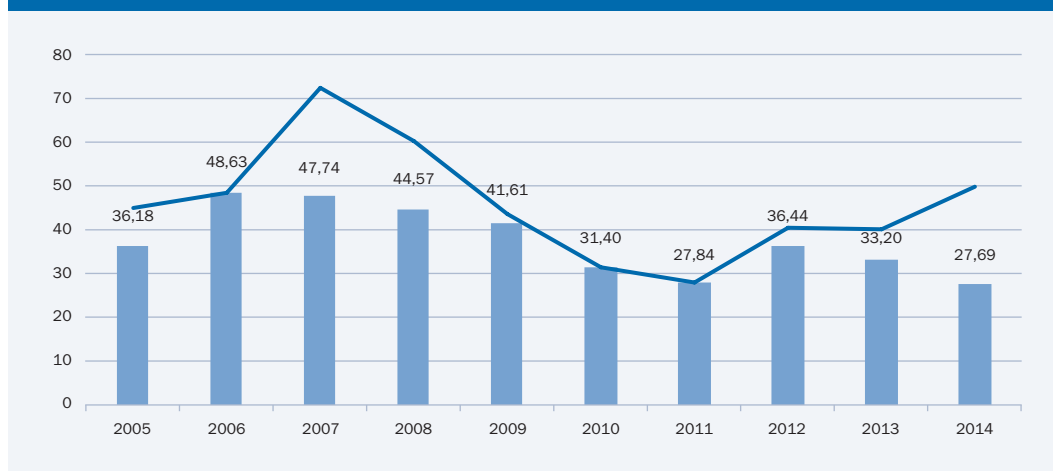


Abbildung 19
ASIDI: Verlauf der jährlichen leistungsbezogenen ungeplanten Nichtverfügbarkeit der letzten 10 Jahre

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“ (Netzoptimierung 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 ■

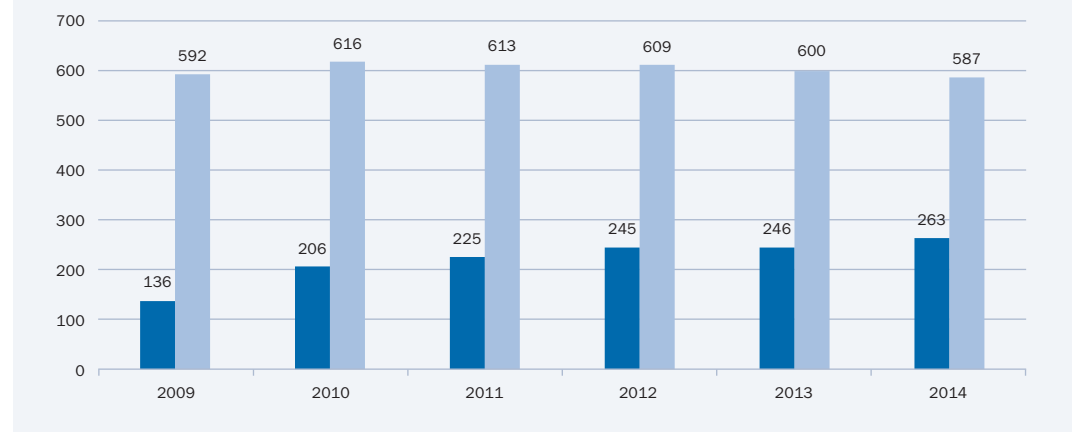


Abbildung 20
Handelsvolumen am EPEX Spot-Day-ahead-Markt (Gebotszone Deutschland-Österreich) sowie jährlicher Stromverbrauch in Deutschland und Österreich

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

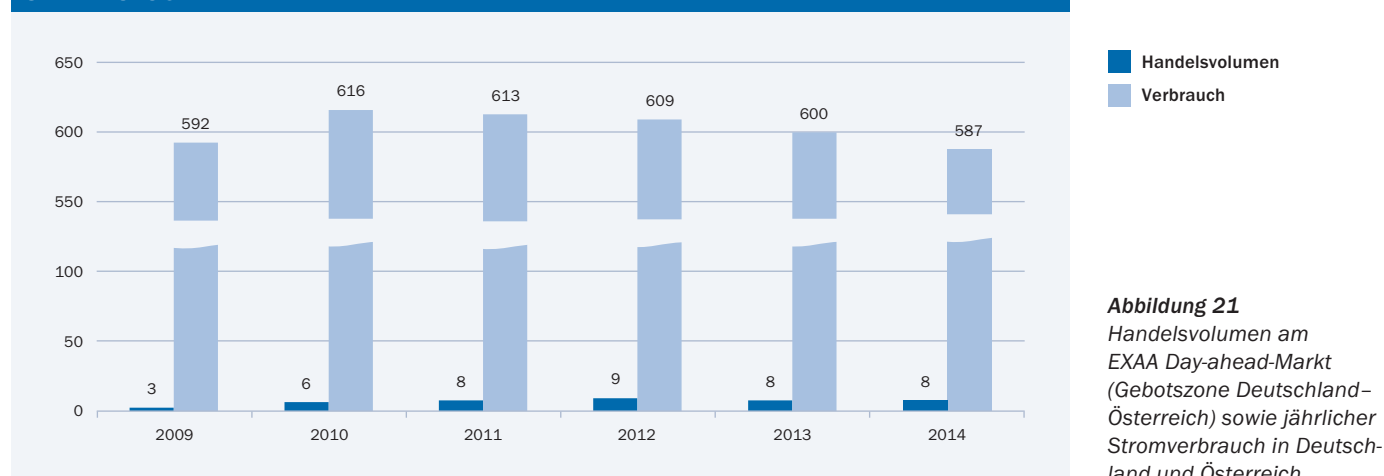


Abbildung 21
Handelsvolumen am EXAA Day-ahead-Markt (Gebotszone Deutschland-Österreich) sowie jährlicher Stromverbrauch in Deutschland und Österreich

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 marktbasiert 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 dazukommen, 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-

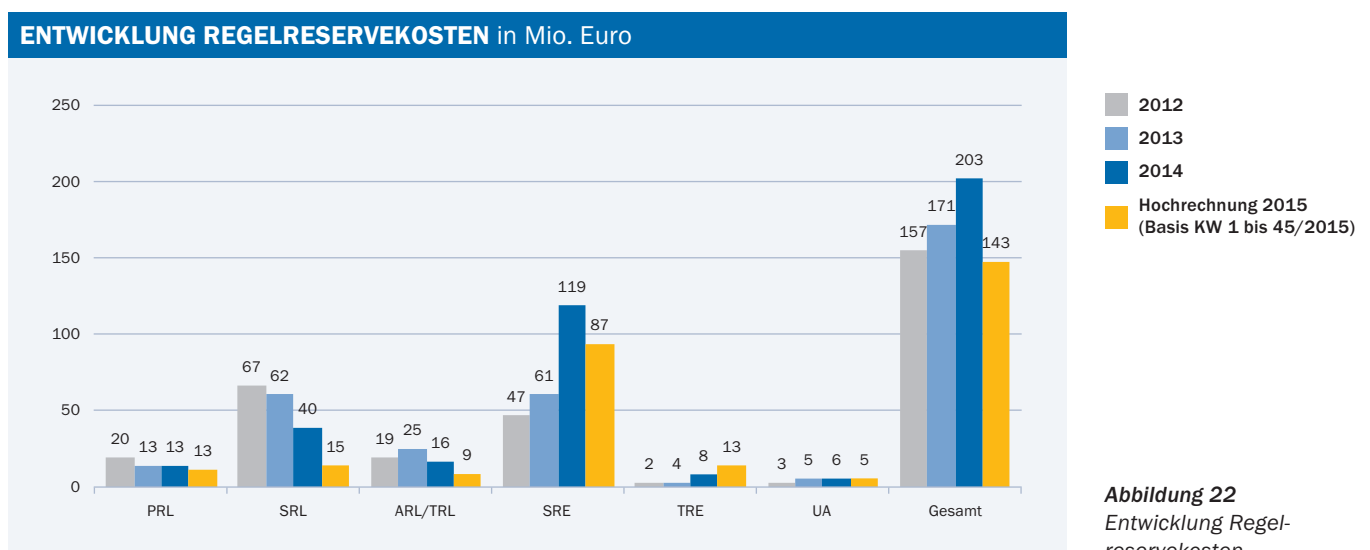


Abbildung 22
Entwicklung Regelreservekosten

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 marktbasiereten 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 Regelenergieprodukte 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 (BMWfJ, 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/EG⁷, 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-

⁷ 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-Control⁸ 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.

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

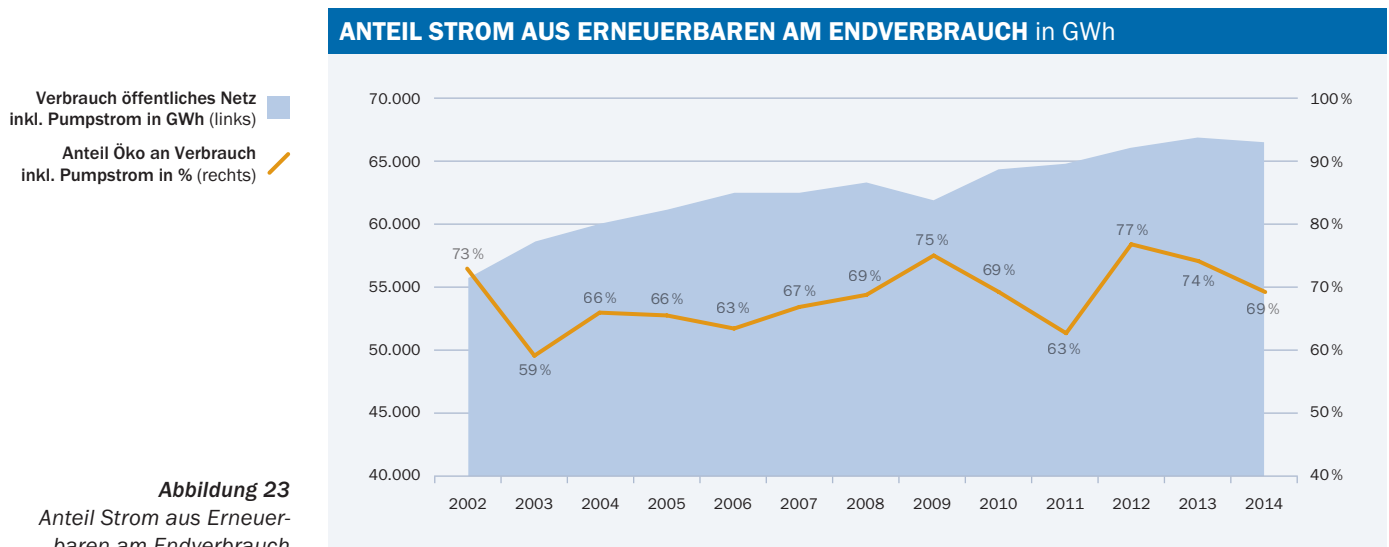
Die aktuellen Prognosen des energetischen Endverbrauchs der ENTSO-E und der E-Control haben sich wie schon in den letzten Jahren weiter angenähert und verlaufen mit einer minimalen Abweichung voneinander somit fast ident, mit einer knapp gering höheren Prognose der E-Control von im Schnitt 0,35% verglichen 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 Stromverbrauch⁹ 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



Quelle: E-Control

⁹ 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%¹⁰. 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

¹⁰ 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

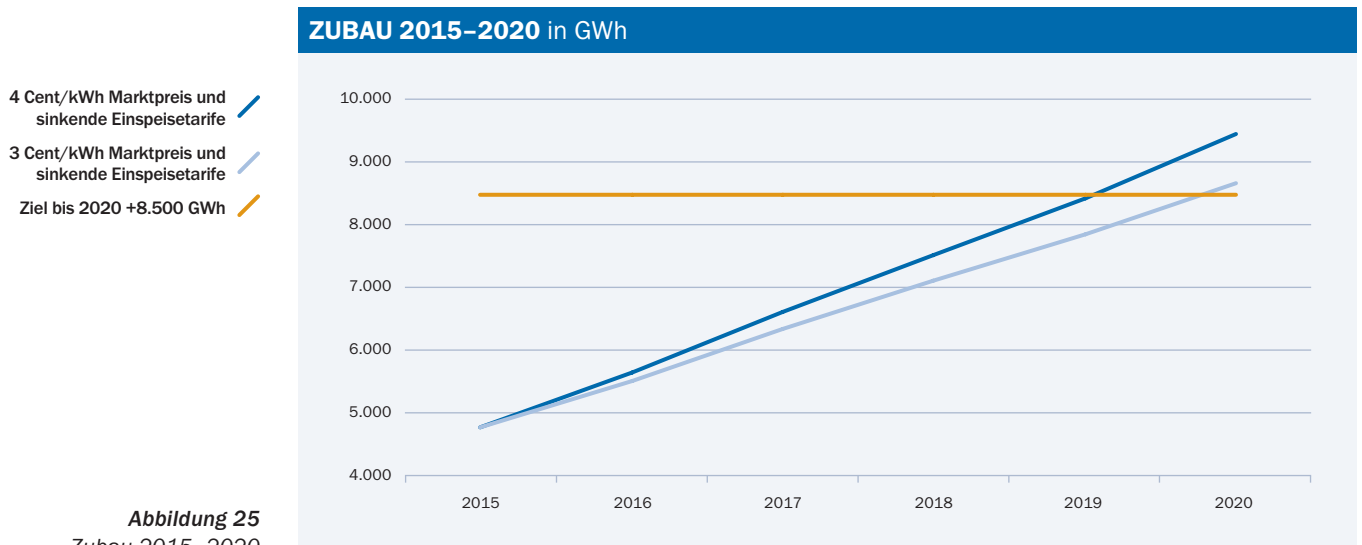


Abbildung 25
Zubau 2015–2020

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.

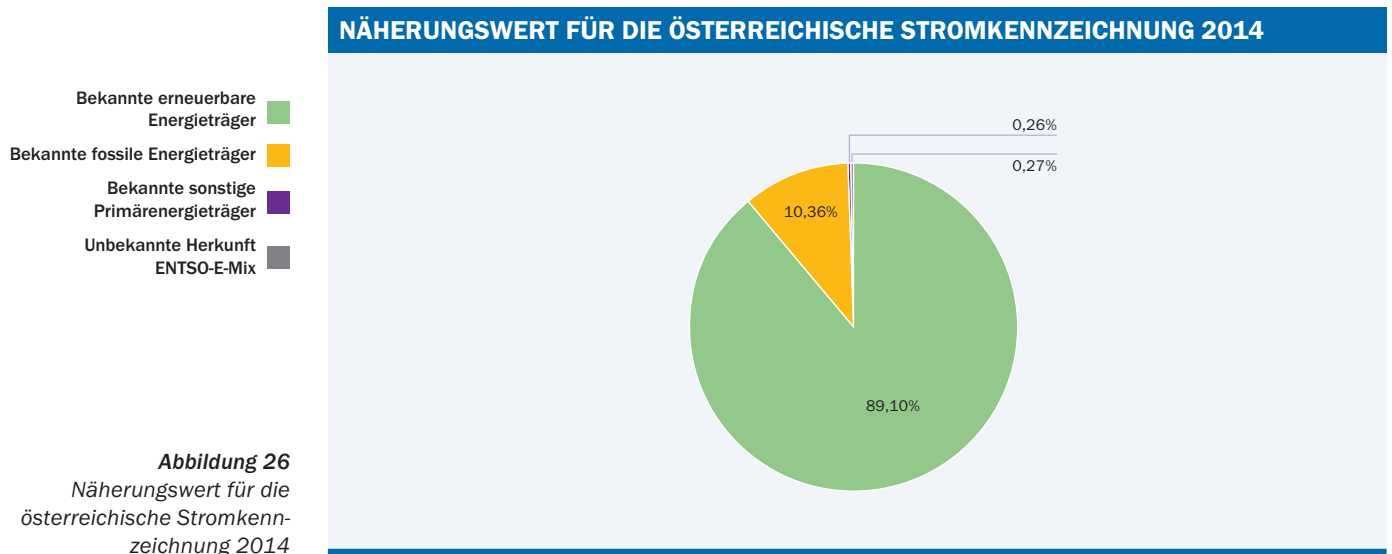
Stromkennzeichnung

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



Quelle: Herkunftsnachweisdatenbank, E-Control

zum Vorjahr verteilten 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 CO₂ (im Vergleich zum Vorjahr 103,33 g/kWh) sowie 0,002 mg/kWh (im Vorjahr 0,05 mg/kWh) radioaktiver Abfall. Der Rückgang der CO₂-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 „Netzsinseln“ wurde eine Neuregelung vorgenommen. Teile des Netzbereichs Oberösterreich stellen physikalisch gesehen Netzsinseln 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 Verteilergebietsmanager 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 Verteilergebietsmanager 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 Netzsinseln 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

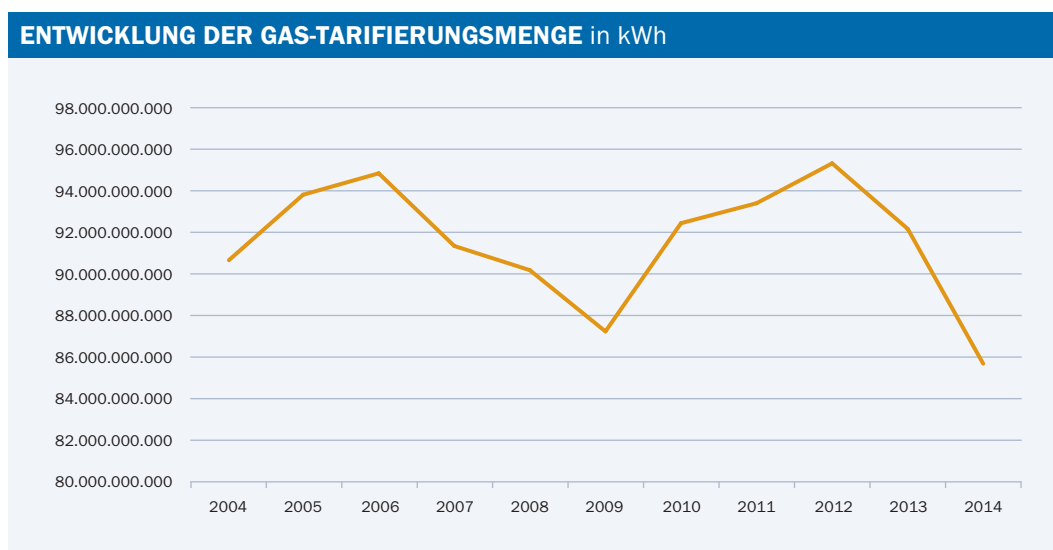


Abbildung 27
Entwicklung der
Gas-Tarifierungsmenge

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

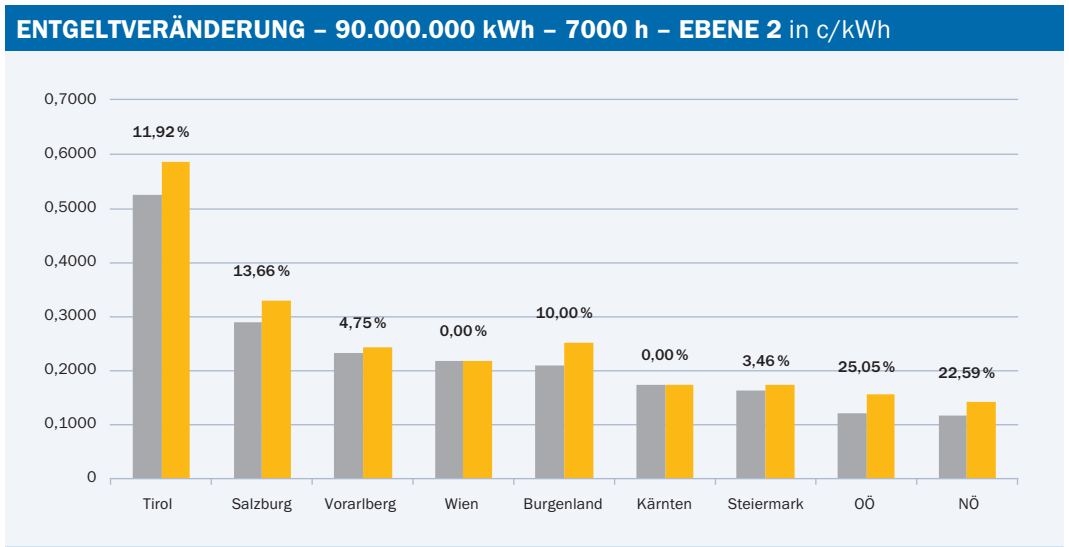


Abbildung 28
Entwicklung Gas-Netzentgelt
für Ebene-2-Musterkunden

Quelle: E-Control

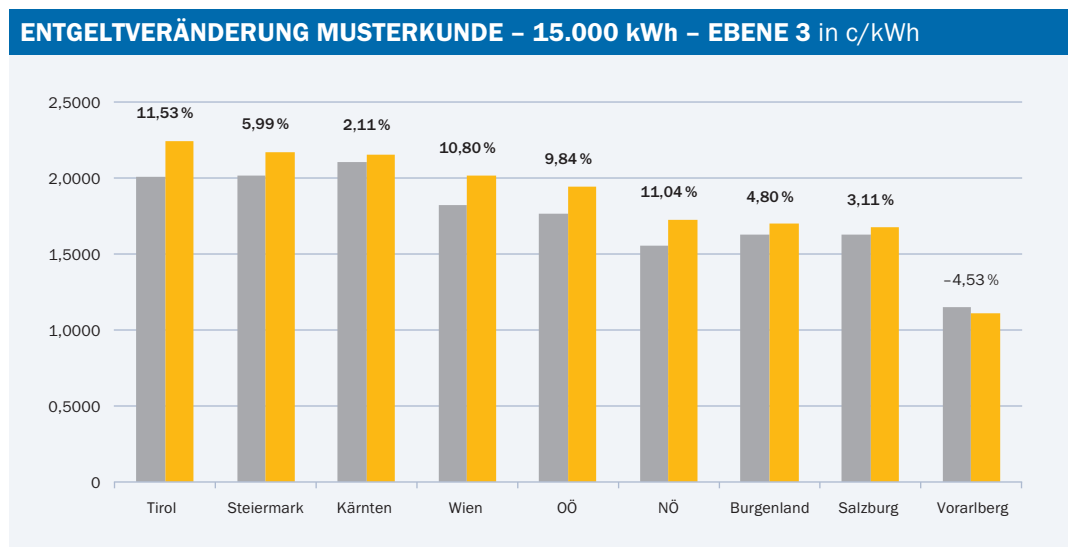


Abbildung 29
Entwicklung Gas-Netzentgelt
für Ebene-3-Musterkunden

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

Bruttoinvestitionen Gasnetz
 Projekt „Südschiene“
 Projekt „Westschiene“

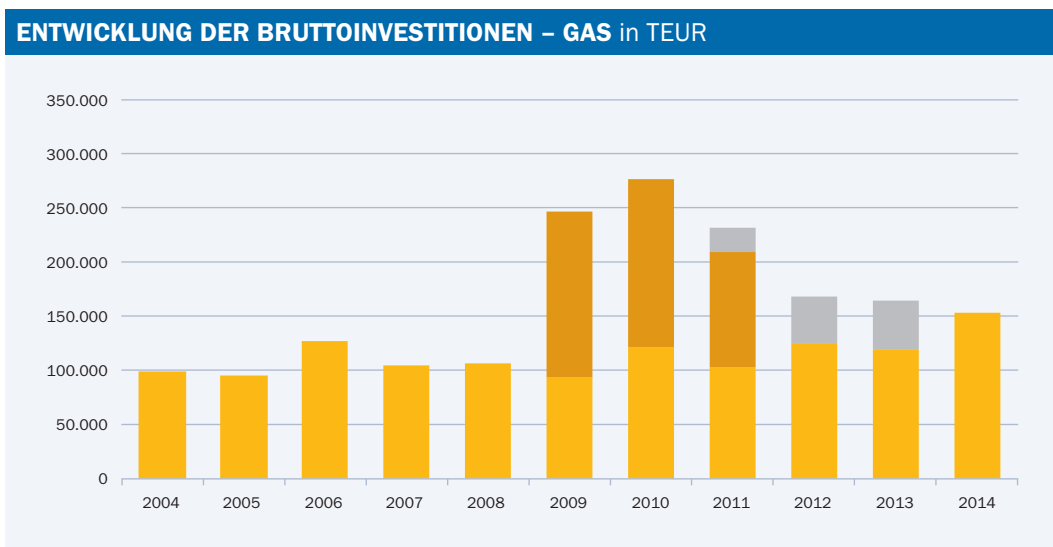


Abbildung 30
 Entwicklung der Bruttoinvestitionen im Gasnetz

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 Fernleitungsnetzebe-

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

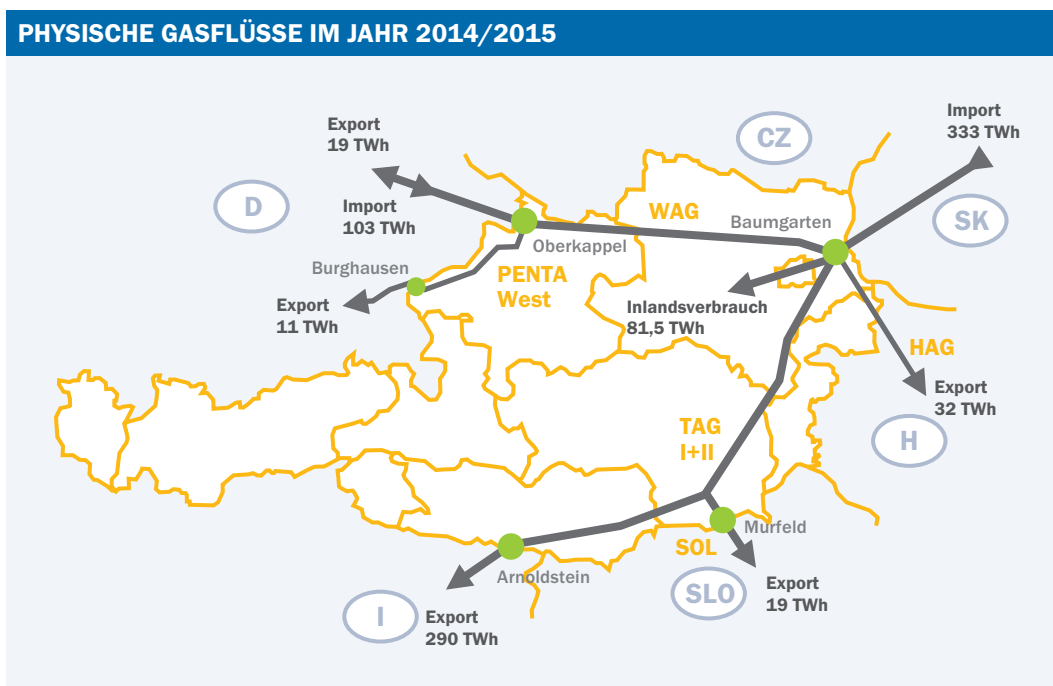
Einverständnis erzielt werden, über welche Kapazitätsbuchungsplattform die gebündelte Kapazität vergeben werden soll. In beiden Fällen arbeitet die E-Control mit Hochdruck an einer Lösung und kooperiert dabei mit den angrenzenden Regulierungsbehörden.

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-



- > 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.

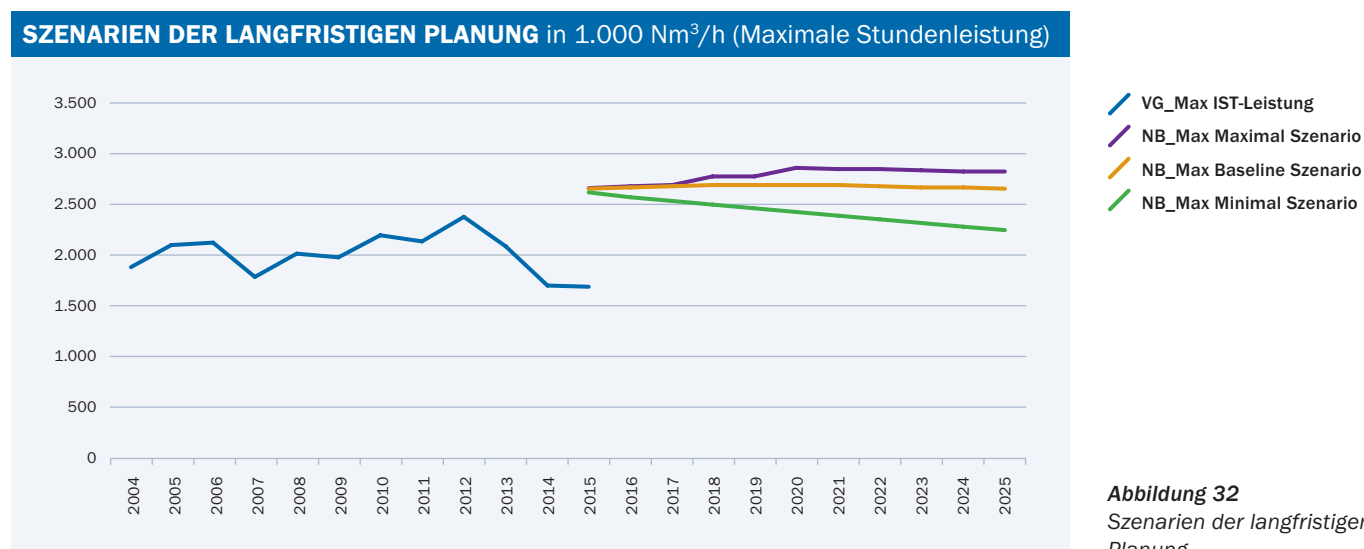
Im Rahmen der diesjährigen LFP wurden drei abgeänderte Projekte genehmigt und zwei Projekte weitergeführt. Die abgeänderten Projekte – Reverse Flow Auersthal, Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten und Druckanhebung Oberösterreich – wurden aufgrund

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



Quelle: AGGM LFP 2015

Weiterentwicklung des Planungsinstrumentes auch im kommenden Jahr erforderlich sein.

Im diesjährigen KNEP wurde neben Projekten, die die bidirektionale Betreibbarkeit 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 Verteilergbiet der GCA wurde abgewiesen, da das Alternativprojekt „Mehrbedarf Verteilergbeit +“ 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. Transaustriagasl�ungs mbH (TAG) wurde die Auflage, binnen Frist ebenfalls Ersatzinvestitionen (inklusive

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 durchgeföhrt 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 Verteilergbiets 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, BGB. 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)**

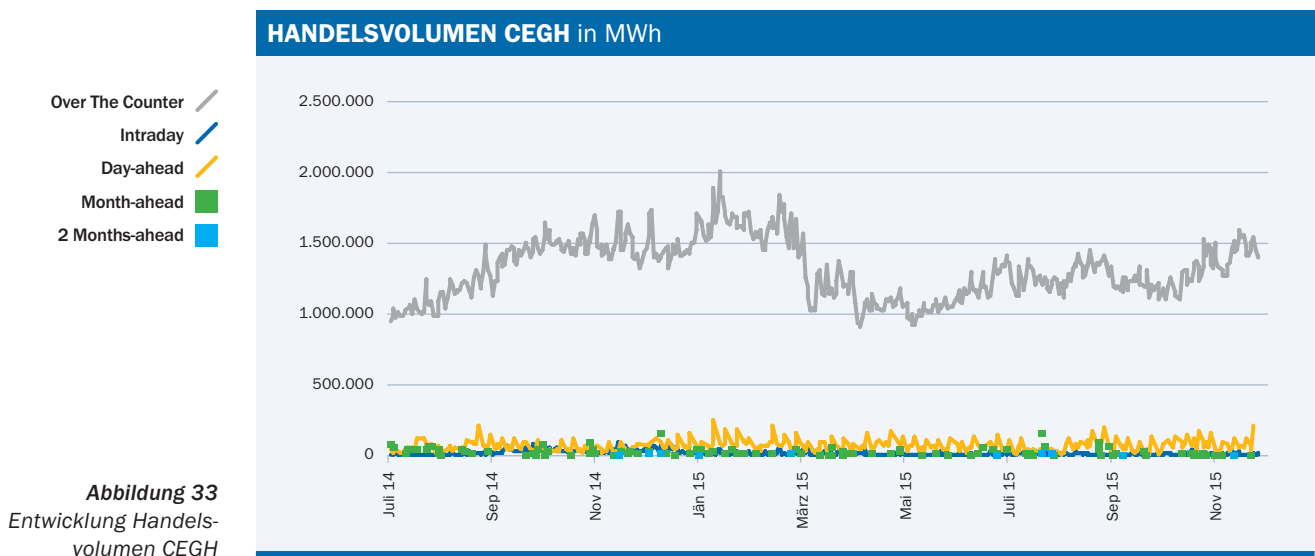
Nach § 125 Abs. 1 GWG 2011 haben Versorger Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit Erdgas für Kunden, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, zu erstellen (im Folgenden: AGB). Die AGB sowie ihre Änderungen sind der Regulierungsbehörde vor ihrem Inkrafttreten in 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.

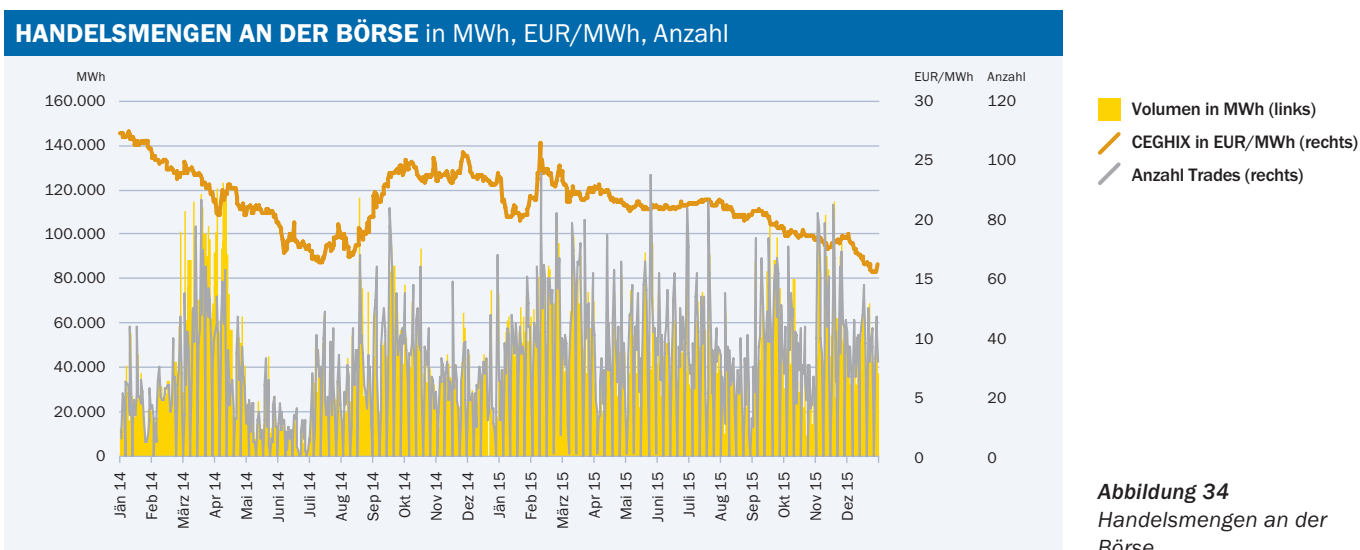


Abbildung 34
Handelsmengen an der Börse

Quelle: E-Control

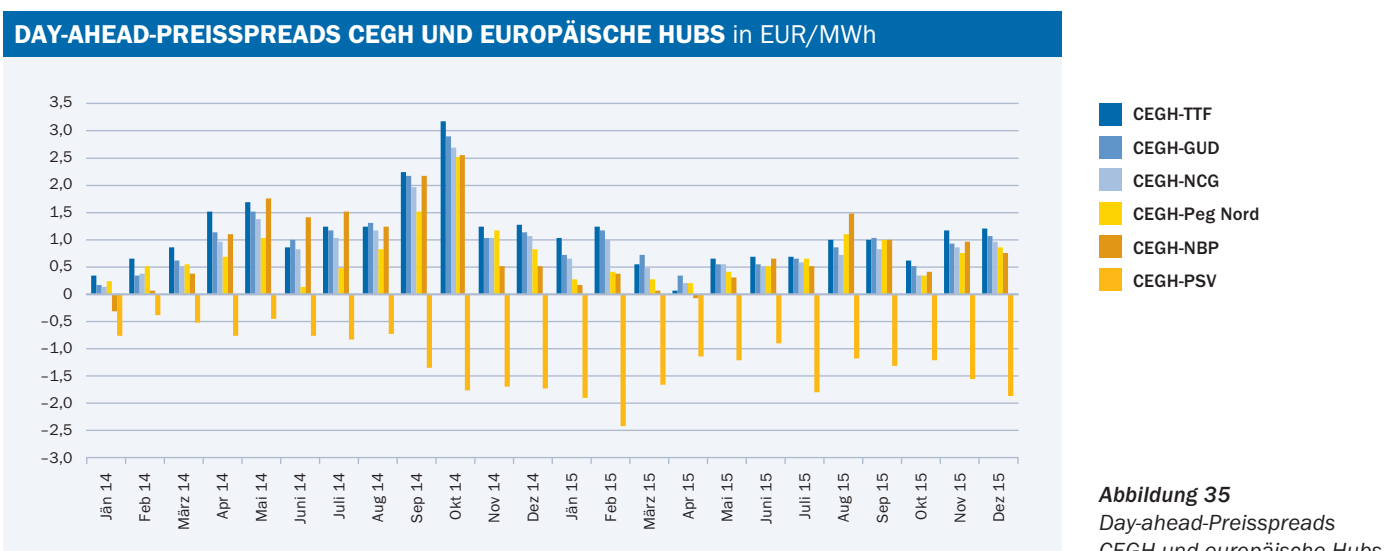


Abbildung 35
Day-ahead-Preisspreads CEGH und europäische Hubs

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

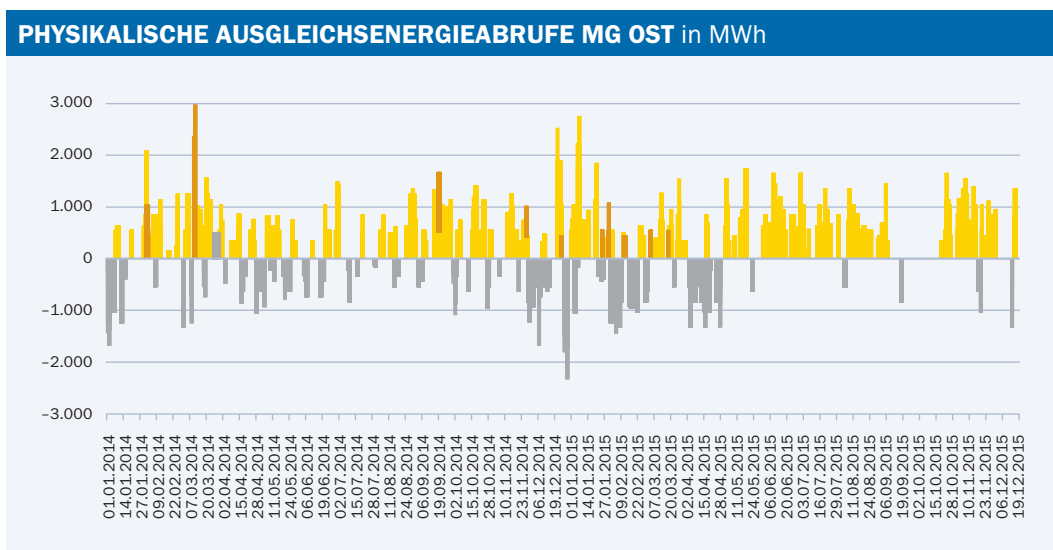


Abbildung 36
Physikalische Ausgleichsenergieabrufe MG Ost

Quelle: AGCS

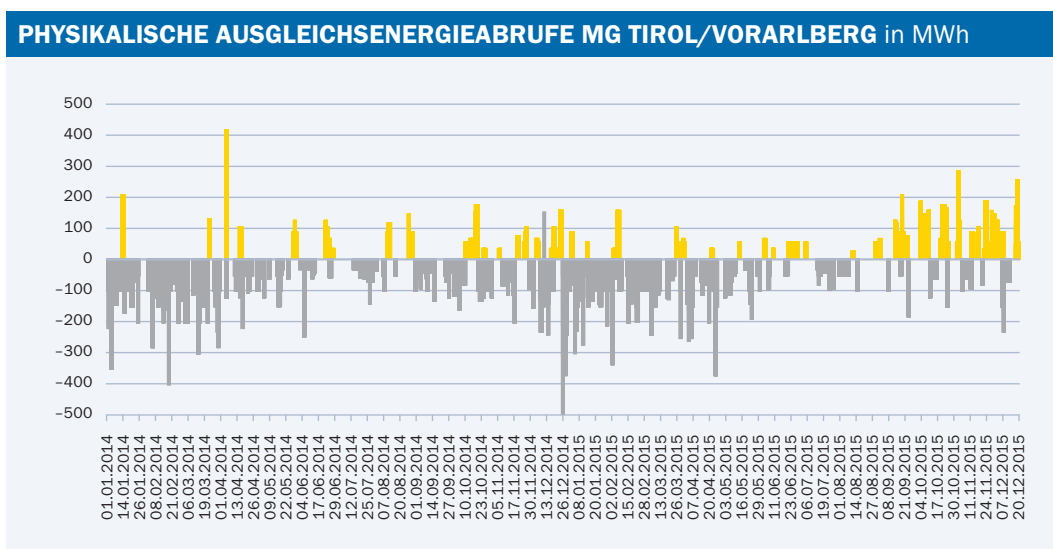


Abbildung 37
Physikalische Ausgleichsenergieabrufe MG Tirol und Vorarlberg

Quelle: A&B

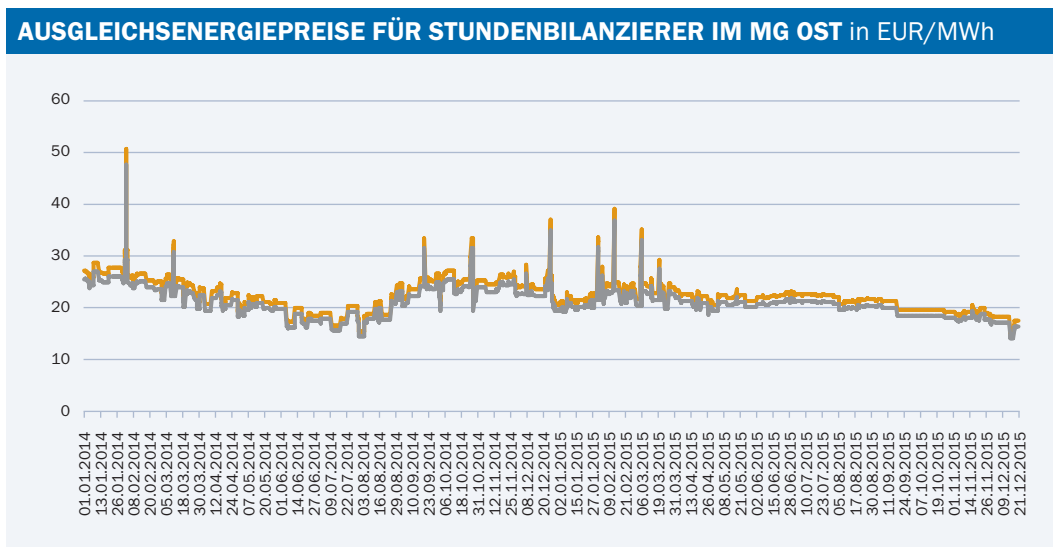
Liquidität sowie zeit- und lokationsabhängigen Bedürfnissen auch von der Merit Order List abgerufen werden kann.

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.

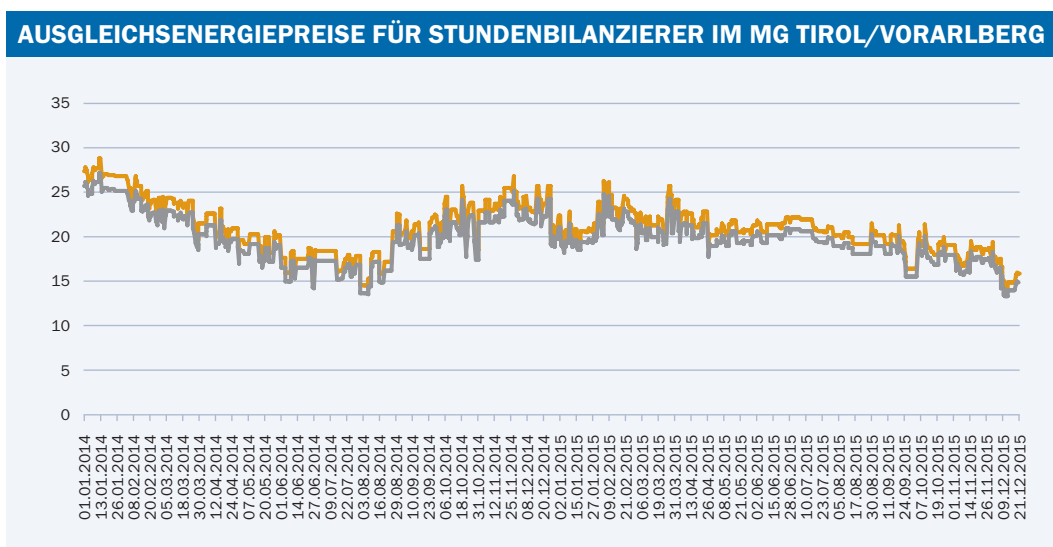
Gemäß § 32 Abs. 6 GMMO-VO 2012 für das Marktgebiet Ost und § 44 Abs. 6 GMMO-VO für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg hat der jeweilige Bilanzgruppenkoordinator die Möglichkeit, eine verbrauchsabhängige Umlage auf die Mengen der Netzbenutzer in der Tagesbilanzierung zu verrechnen, sofern sich aus 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.



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

Abbildung 38
Ausgleichsenergiepreise für Stundenbilanzierer im Marktgebiet Ost

Quelle: AGCS



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

Abbildung 39
Ausgleichsenergiepreise für Stundenbilanzierer in Marktgebieten Tirol und Vorarlberg

Quelle: A&B

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

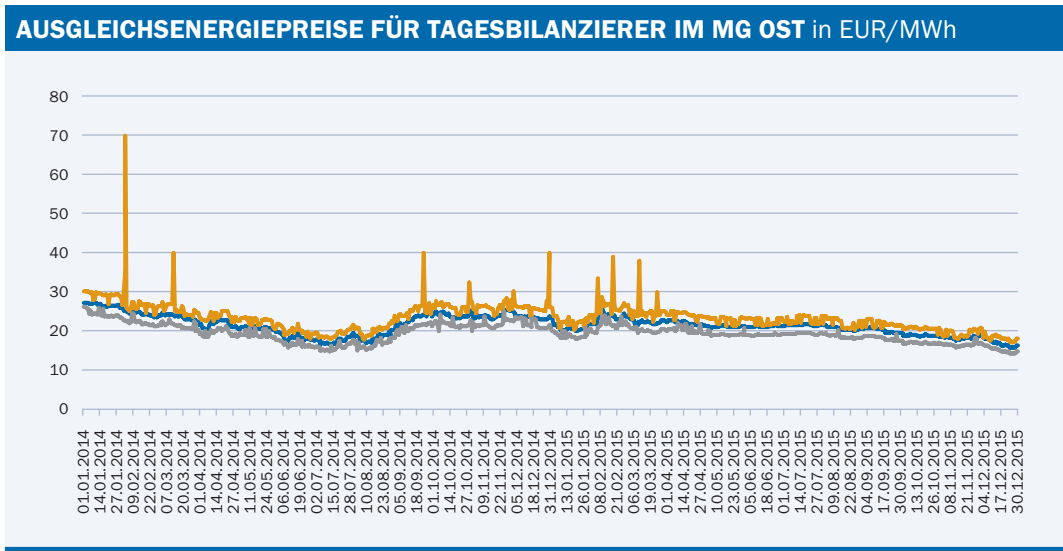


Abbildung 40
 Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer im Marktgebiet Ost

Quelle: AGCS

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

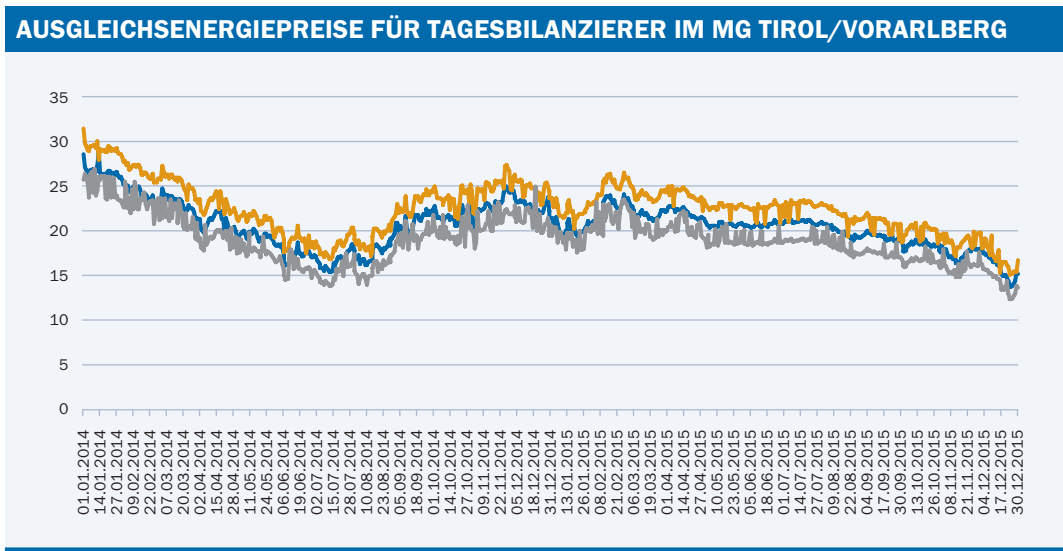
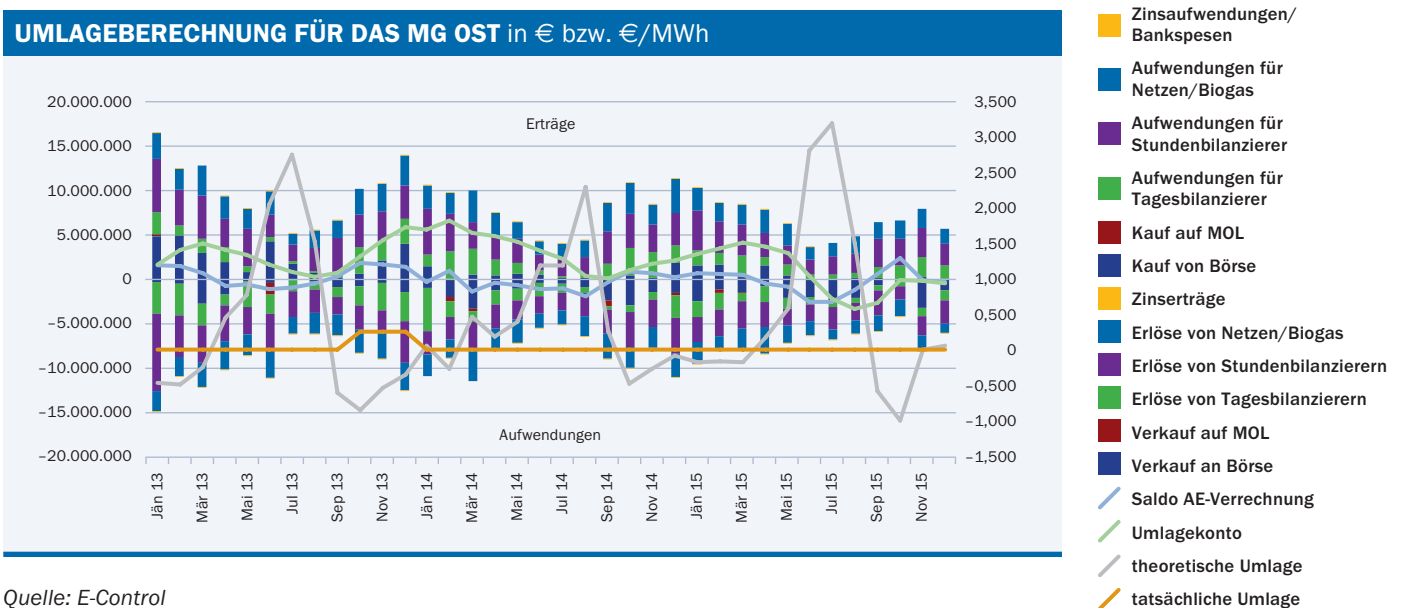


Abbildung 41
 Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer in Marktgebieten Tirol und Vorarlberg

Quelle: A&B



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 (BMWFW) das Zugangsregime zu Speicheranlagen bei Bedarf von einem aktuell verhandelten mit Verordnung gem.

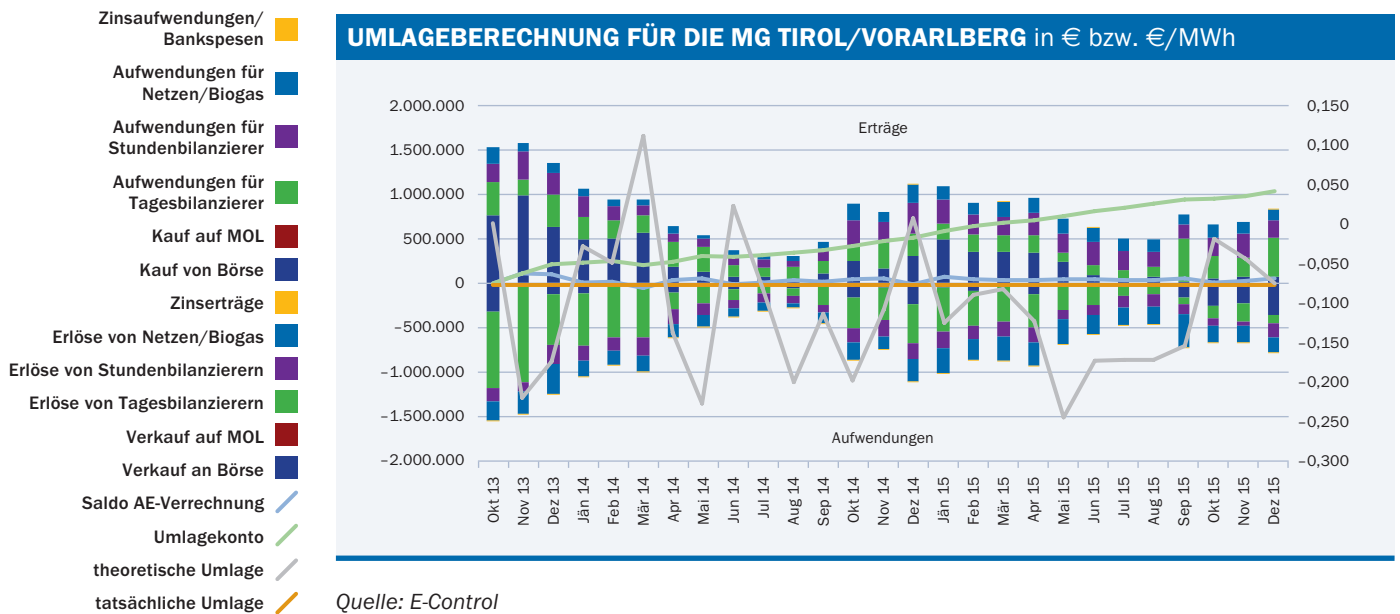
§ 98 Abs. 1 GWG 2011 in einen regulierten Zugang anpassen kann.

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.¹¹ 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

¹¹ https://www.e-control.at/documents/20903/388512/ECA_Speicherstudie_GWG_98_01_09_2015_Endbericht.pdf/028e0297-aa21-4342-9be6-af0f3f3403e

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 2013.¹² Auch OMV (als Mutterunternehmen der OGS) weist darauf hin, dass das Marktumfeld aufgrund des weiter niedrigen Sommer/Winter-Spreads herausfordernd ist¹³ 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.

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

¹³ Vgl. OMV Geschäftsbericht 2014, S. 50, veröffentlicht auf der Homepage der OMV: 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:

BERECHNUNG DER BENÖTIGTEN MENGEN UND LEISTUNGEN in kWh		Oktober	November	Dezember	Januar	Februar	März
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

Abbildung 44

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

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.

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 Speicherentgelten in anderen Mitgliedstaaten orientiert: Die Speicherentgelte dürfen nicht höher als 20% des Durchschnitts veröffentlichter Entgelte für vergleichbare Leistungen in den Mitgliedstaaten sein; wird diese Grenze überschritten, kann die Regulierungsbehörde die Kostenbasis der Preisansätze bestimmen (§ 99(2)). Nach wie vor müssen alle 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	
OMV Speicher gesamt	10.004	28%	14.049	32%	27.920.000	30%
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	
RAG Speicher gesamt	7.265	21%	7.265	17%	15.090.000	16%
Eon-Gas-Storage- 7fields	6.742	19%	10.112	23%	19.415.000	21%
An MG angeschlos- sene Speicher	24.011		31.426		62.425.000	
Astoria-Haidach	3.733	11%	4.133	9%	9.900.000	11%
Gazprom-Haidach	7.467	21%	8.267	19%	19.800.000	21%
Summe	35.211	100%	43.826	100%	92.125.000	100%

Abbildung 45
Speicherunternehmen und
Speicherkapazitäten in
Österreich, Stand Juni 2015

Quelle: Websites der Unternehmen: www.omv.com; www.rag-energy-storage.at; www.astora.de/speicher.html; www.eon-gas-storage.de; 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,¹⁴ 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

ENTWICKLUNG DES ARBEITSGASVOLUMENS UND INLANDSGASVERBRAUCHS in GWh

Speichervolumen in GWh insgesamt ■
Speichervolumen in GWh ohne Speicher Haidach ■
Inlandsgasverbrauch GWh —

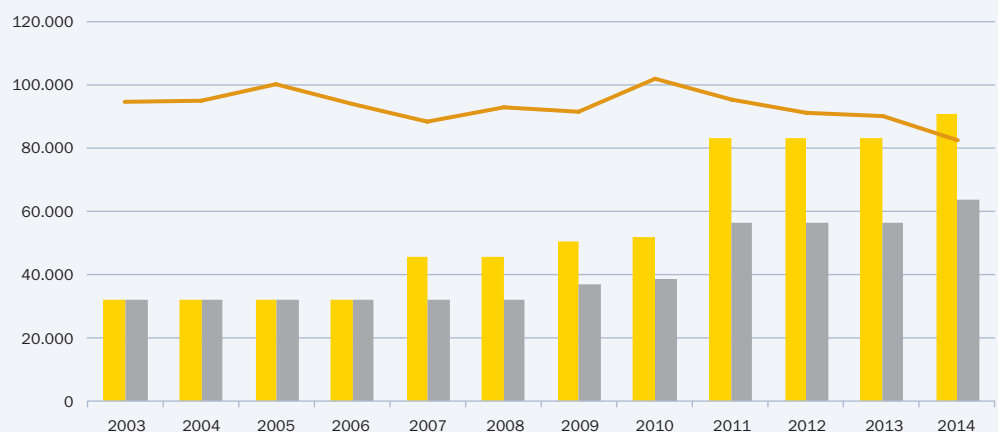


Abbildung 46
Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Gasspeichern in Österreich und Inlandsgasverbrauchs in GWh

Quelle: E-Control

¹⁴ Siehe RAG Daten und Fakten unter 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 Entnahmeleistung) 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.

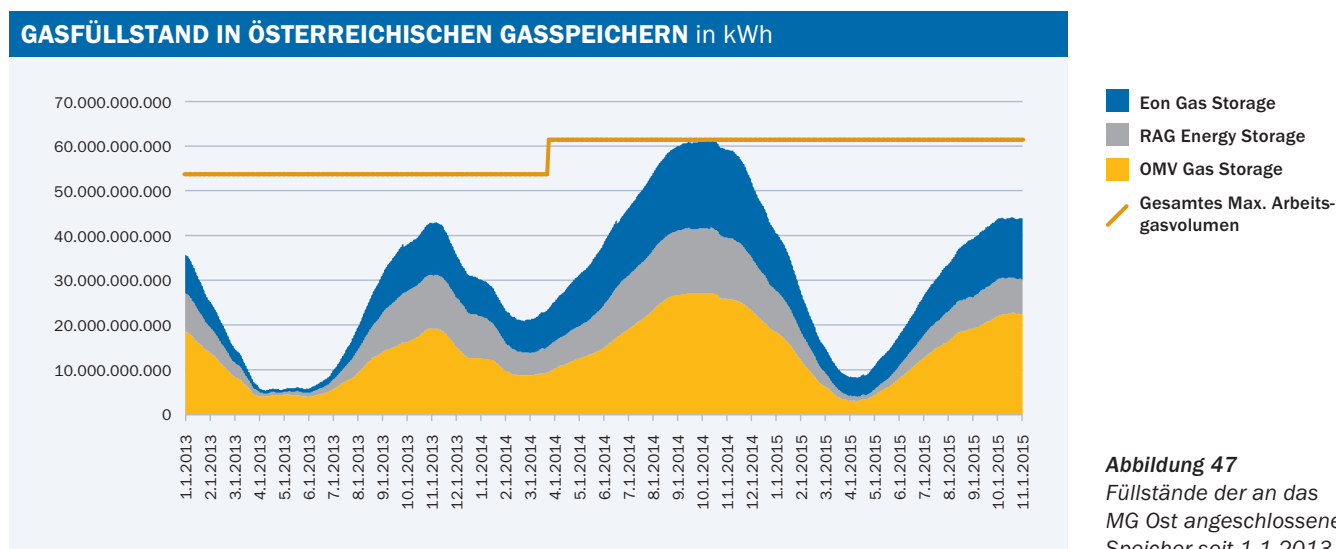


Abbildung 47
Füllstände der an das MG Ost angeschlossenen Speicher seit 1.1.2013

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.¹⁵

Speicherpreisbildung in Auktionen

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

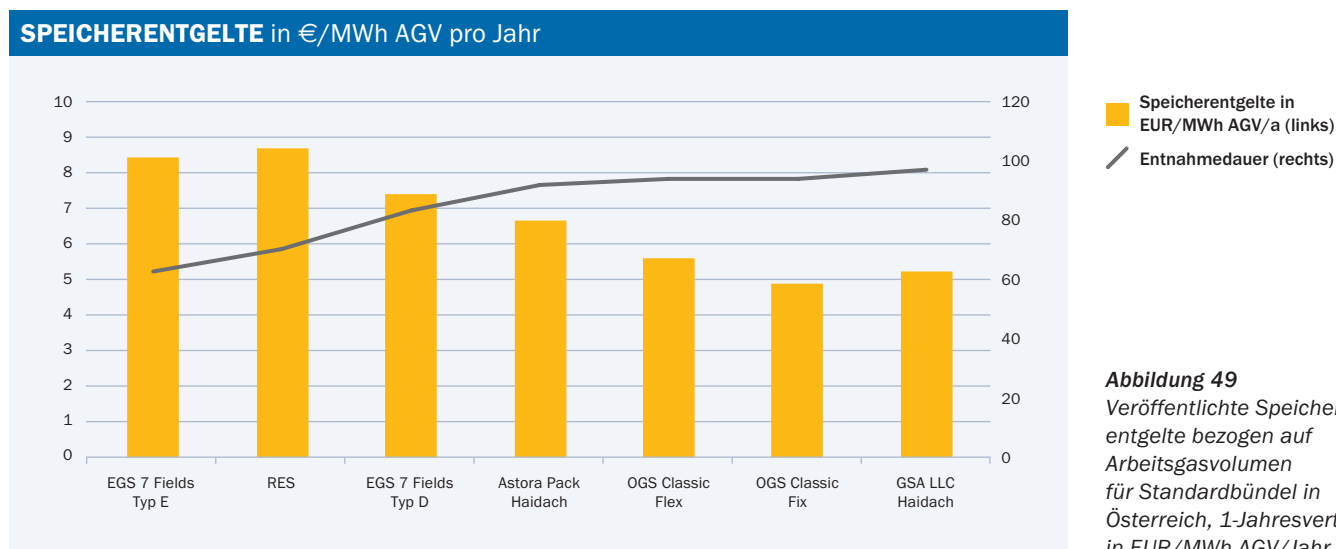


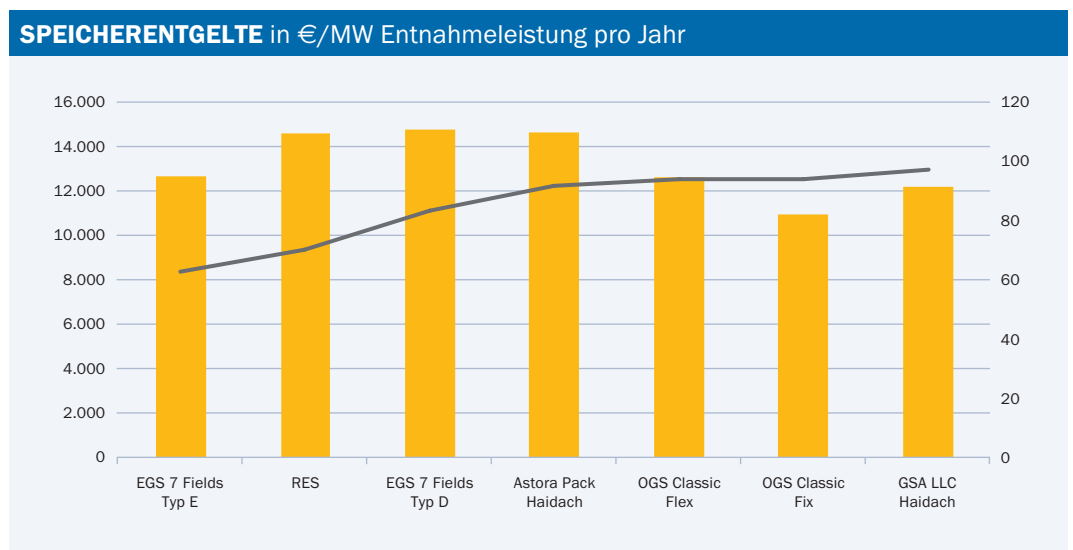
Abbildung 49
Veröffentlichte Speicherentgelte bezogen auf Arbeitsgasvolumen für Standardbündel in Österreich, 1-Jahresvertrag, in EUR/MWh AGV/Jahr

Quelle: Homepages der Speicherunternehmen, eigene Berechnungen

¹⁵ Vgl. OMV AG, Geschäftsbericht 2014, S. 49

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.¹⁶ 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.¹⁷

> 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

¹⁶ 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

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

2 und 5 Jahren.¹⁸ 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.¹⁹

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).²⁰ 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 Entnahmelistung umfasste.²¹ 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.²² 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.

¹⁸ www.eon-gas-storage.de/cps/rde/xchg/egs/hs.xsl/3041.htm

¹⁹ www.eon-gas-storage.de/cps/rde/xchg/egs/hs.xsl/2679_3132353731353038313235.htm

²⁰ www.zfk.de/gas/speicher/artikel/eon-nimmt-neuen-anlauf-mit-gasspeicher-7fields.html

²¹ www.store-x.net/storexAction.do?param=%2FDcT%2FaKcz4dyVwSSHuRr%2BSLUif3%2BjGEbKjc0lfYpur%2FCVW6YnwY%2FI2n%2BNvb6XI9OsYzYzeIR5xZH4hGNhAic1eRgZloBpCYqhrtyvEcsYNpTmMNFMKOLJKOGVjj1Y%2B%2B%2Bj20bnTpGyvW8QvDDV%2BslA%3D%3D&pparam=6c1109e98ed658b048140215b5e4f0ba

²² Vgl. energate vom 1.12.2014, OMV mit Speicherauktion auf Store-X erfolgreich. www.energate.de

Dabei wurden insgesamt 400 Bündel mit je 6.000 MWh Arbeitsgasvolumen, 3 MW Aus-speicherleistung 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 Tarifikalkulator 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.

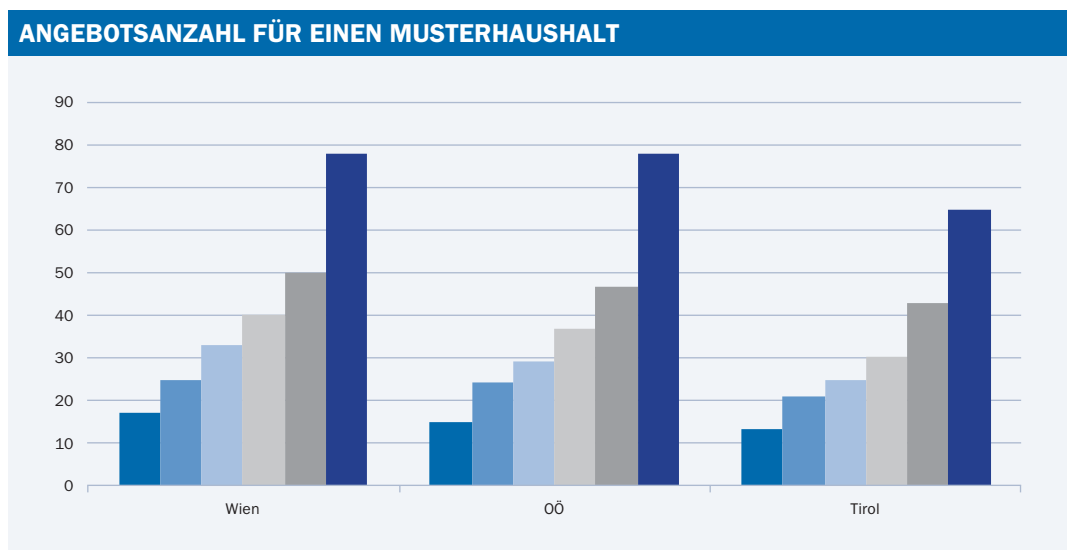


Abbildung 51
Entwicklung der
Stromangebote für Haushalte
nach Netzbereichen

Quelle: E-Control Tarifikalkulator, Musterhaushalt 3.500 kWh Strom

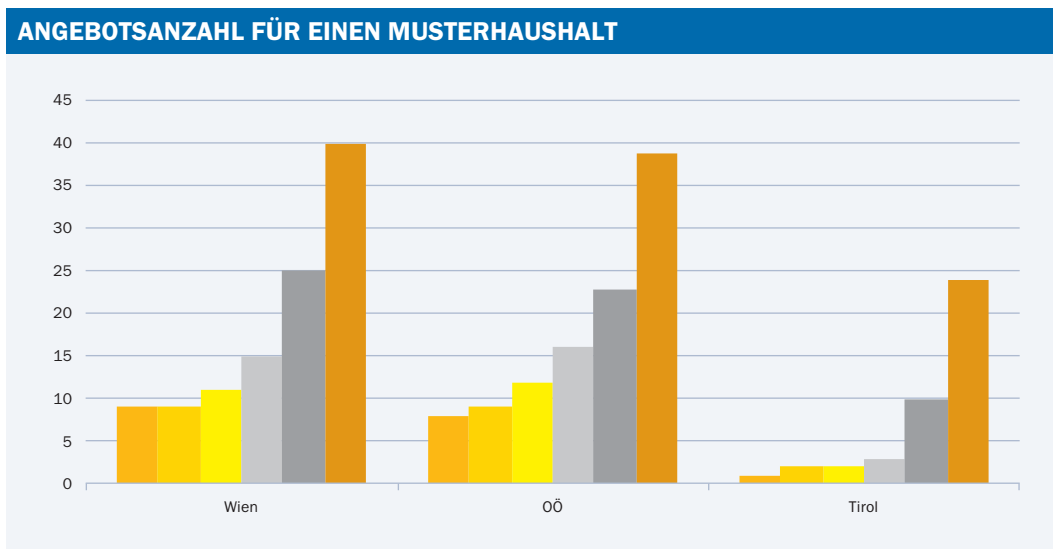
Die Steigerung der Angebotsanzahl ist nicht nur auf die neuen Markteintritte zurückzuführen. Auch die bestehenden Lieferanten erweitern ihr Angebot stark, differenzieren zwischen Online- und Offline-Angeboten und bieten neben den herkömmlichen Preismodellen auch Preismodelle mit Preisgarantie bzw. Preisindexierung 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 Musterhaushalt²³ 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.

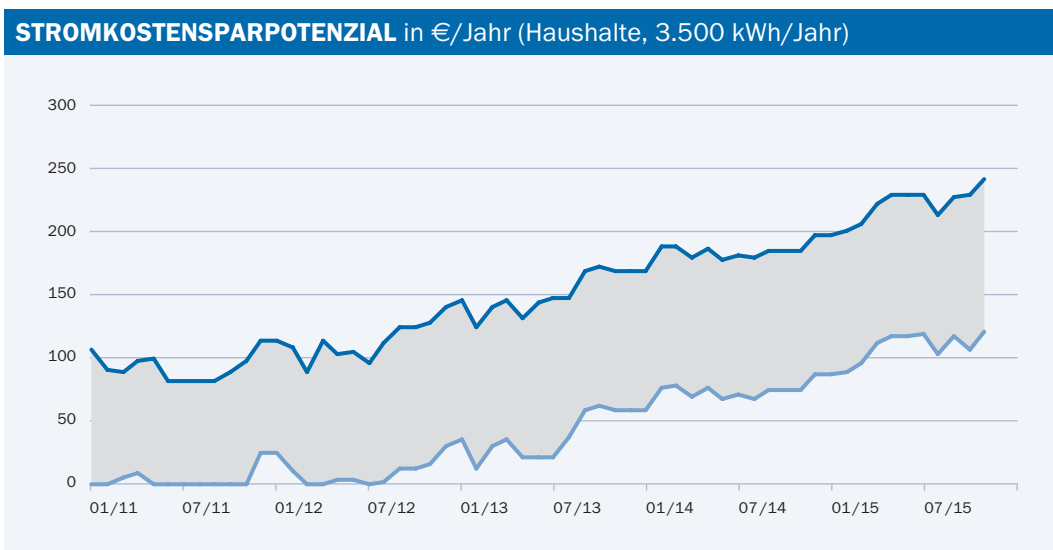
²³ Musterhaushalt 3.500 kWh Stromverbrauch und 15.000 kWh Gasverbrauch.



■ 2010
■ 2011
■ 2012
■ 2013
■ 2014
■ 2015

Abbildung 52
Entwicklung der Gasangebote für Haushalte nach Netzbereichen

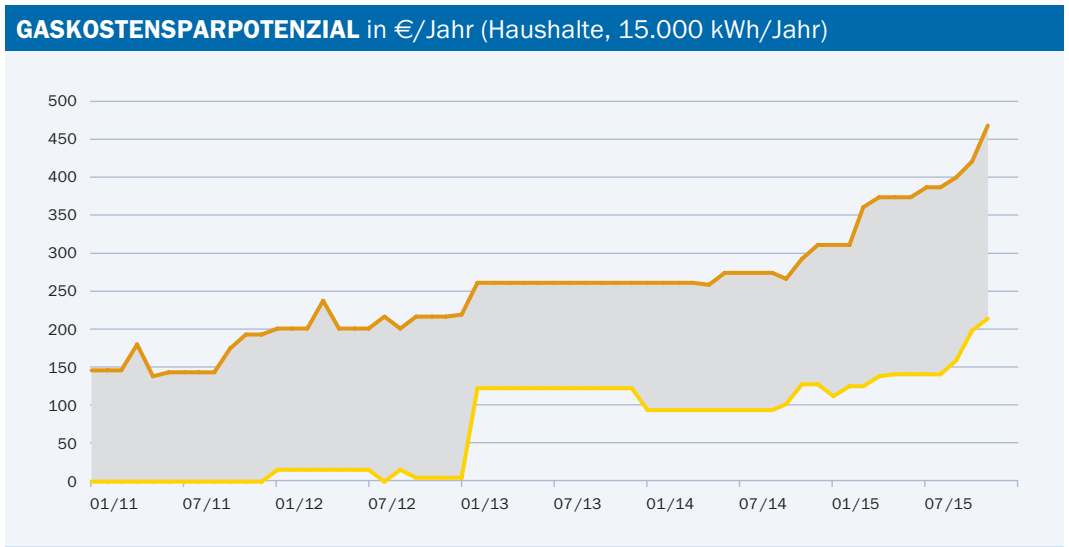
Quelle: E-Control Tarifkalkulator, Musterhaushalt 15.000 kWh Gas



— Maximum
— Minimum

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



Quelle: Tarifikalkulator 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.“²⁴ 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-

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

fragen zu den regulatorischen Erfordernissen beim Eintritt in den österreichischen Strom- und Gasmarkt, sei es als Händler oder als Lieferant an Endkunden. Bereits im Jahr 2014 wurden – in enger Zusammenarbeit mit den anderen zuständigen Marktteilnehmern – Leitfäden zur Erfüllung der regulatorischen Rahmenbedingungen erstellt. Damit wurden alle im Zuge des Markteintrittes zu kontaktierenden Stellen – wie beispielsweise APCS, MGM, AGCS, OeMAG, CEGH bei der Erstellung der Leitfäden miteinbezogen. Interessierte Strom- oder Gaslieferanten/-versorger bzw. -händler finden seither auf der Website der E-Control für die unterschiedlichen Varianten des Markteintrittes die hierfür notwendigen Schritte zur Erfüllung des regulatorischen Rahmens.

Die Zugriffszahlen auf die Leitfäden weisen eine rege Nutzung und zeigen somit auch den Bedarf derartiger Hilfestellung auf. Im Jahr 2015 wurden die Leitfäden von rund 1.550 Interessenten als Download genutzt (Stand 30.10.). Die Leitfäden können dabei Standardfragen zum Markteintritt weitgehend abdecken. Neue, oft innovative Geschäftsideen von Unternehmen führten jedoch zu sehr spezifischen Fragestellungen, die durch standardmäßige Bereitstellung von Informationen durch die Leitfäden nicht beantwortet werden konnte. Eine rasche Behandlung solcher vermehrt auftretender spezifischer und oft komplexer Fragestellungen, wurde zunehmend eine Herausforderung für die Mitarbeiter der E-Control. Erschwert wurde diese Aufgabe insbesondere dadurch, dass die Zusammenarbeit mehrerer Fachrichtun-

gen und oft auch mehrerer Marktteilnehmer erforderlich war.

Um dem verstärkten Aufkommen an spezifischen Fragen rascher und effizienter zu begegnen, wurde mit Beginn 2015 eine zentrale (außerbehördliche) Informationsstelle zum Markteintritt eingerichtet (sogen. „Market Entry Info Point“ kurz MEIP). Die verschiedensten Fragestellungen, die den regulatorischen Rahmen betreffen, können vor dem tatsächlichen Eintritt an den MEIP in gebündelter Form gerichtet werden. Eine koordinierte Beantwortung durch die erforderlichen Fachexperten und/oder die Vermittlung der genauen Kontaktdaten erfolgt gesammelt über den MEIP. Der Aufwand zur Informationsbeschaffung im Vorfeld zum Markteintritt wird (durch die Bündelung) für die Unternehmen deutlich reduziert und der Markteintritt damit erleichtert. Für die E-Control konnten die erforderlichen internen (und externen) Kommunikationsabläufe deutlich verbessert und beschleunigt werden. Gleichzeitig konnten – durch die Informationsarbeit im Vorfeld des Eintritts – die behördlichen Abläufe mit der E-Control zum Markteintritt oft rascher abgewickelt werden.

Seit der Gründung des MEIP zu Beginn 2015 haben sich bereits über 130 Unternehmen mit spezifischen Fragen zum Markteintritt an ihn gewandt (Stand 24.11.2015). Die meisten Fragen zum Markteintritt kamen zum Bereich Gas von rund 70 Unternehmen, knapp 50 Unternehmen hatten sehr konkrete Fragen zum Eintritt in den Strombereich. Auch eine beachtliche Anzahl von Energiedienstleistern für

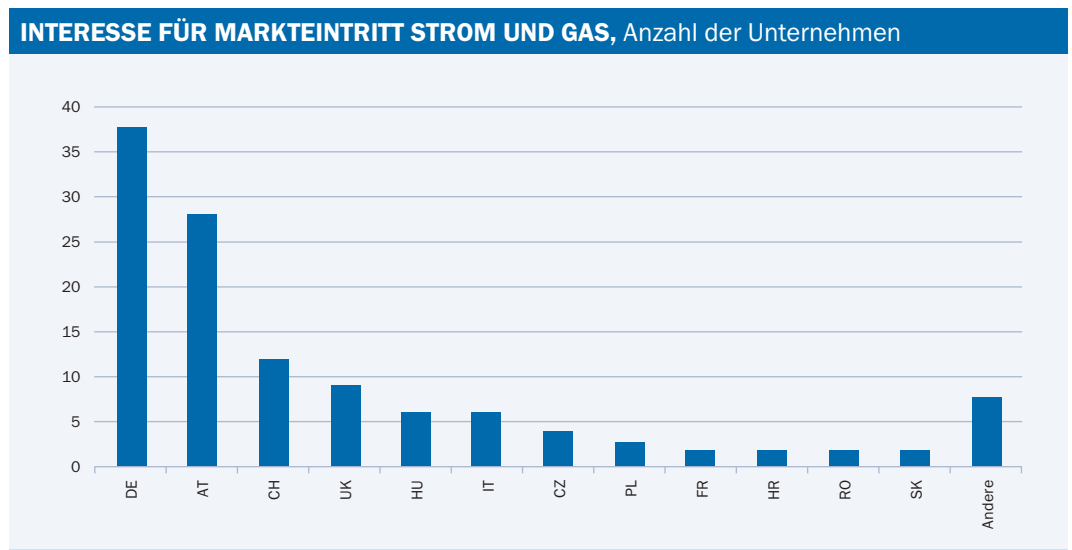


Abbildung 55
Interesse für Markteintritt
Strom und Gas

Quelle: E-Control

Energieunternehmen, aber auch für Endkunden (17) stellten regelmäßig sehr individuelle Fragen zu unterschiedlichsten Themen betreffend den Markteintritt. Die konkret interessierten Unternehmen kamen dabei aus insgesamt 21 Nationen, die meisten der Unternehmen stammten aus Deutschland, gefolgt von jenen aus Österreich der Schweiz, Großbritannien, Ungarn und Italien (siehe Abbildung 51 „Interesse für Markteintritt Strom und Gas“).

Aus den konkreten Interessen der Unternehmen im Jahr 2015 entstanden insgesamt knapp 80 Eintrittsvorhaben, erkennbar am offiziellen Setzen von behördlichen Kontakten

bzw. Einleiten von Verfahren bei der E-Control. Manche Unternehmen wagen sich hierbei mehrfach mit verschiedenen Eintrittsvorhaben (Gas-, Strom-, Großhandel- und/oder Endkundenmarkt) in den österreichischen Markt vor. Die Hälfte der Eintrittsvorhaben (rund 40) zielt auf den Großhandelsmarkt von Strom oder Gas ab, die andere Hälfte der konkreten Eintritte ist definitiv der Belieferung von Endkundenmärkten gewidmet (wobei ein leichtes Übergewicht am Eintritt in den Strommarkt zu erkennen ist).

Im Jahr 2015 konnten insgesamt 30 der rund 80 begonnenen Eintrittsvorhaben (Stand

24.11.2015) von den Unternehmen bereits abgeschlossen werden, wobei 20 Eintritte am Großhandelsmarkt und 10 Eintritte am Endkundenmarkt stattfanden.

REMIT

Die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT) ist im Dezember 2011 in Kraft getreten. Sie verbietet Insider-Handel und Marktmanipulation im Energiegroßhandel und legt fest, wie die Überwachung des Handels mit Energiegroßhandelsprodukten auf europäischer Ebene durch ACER und die nationalen Regulatoren zu erfolgen hat. Im Jahr 2015 wurden wesentliche Vorarbeiten für den operativen Betrieb abgeschlossen und die Energiegroßhandelsmarktüberwachung aufgenommen.

Registrierung von Marktteilnehmern

Ein wesentlicher Schritt für die Aufnahme der operativen Marktüberwachung im Zuge der REMIT ist die Registrierung der Marktteilnehmer durch die nationalen Regulierungsbehörden. Die E-Control hat hierfür ein eigenes nationales Registrierungssystem (NRS) entwickelt und den Marktteilnehmern zur Verfügung gestellt. Bis zu Beginn der Datensammlung durch die ACER am 7. Oktober 2015 haben sich insgesamt 145 Marktteilnehmer aus dem Strom- und Gasbereich bei der E-Control registriert. Die E-Control hat zur Unterstützung im Registrierungsprozess einen speziellen Helpdesk eingerichtet.

Remit Security Policy

Gemäß Artikel 12 der REMIT gewährleistet ACER die Vertraulichkeit, Integrität und den Schutz der durch sie gesammelten Informationen und ergreift alle erforderlichen Maßnahmen, um den Missbrauch sowie den nicht autorisierten Zugang zu diesen zu verhindern. Zur Erfüllung dieser Verpflichtung richtet die ACER Verfahren für den Austausch der bei ihr eingehenden Informationen ein. Sie gewährt nur denjenigen Behörden Zugang zu diesen Verfahren, die Systeme eingerichtet haben, welche der ACER die Einhaltung von Artikel 12 der REMIT ermöglichen. Um dies sicherzustellen, hat die Agentur im Frühjahr 2015 spezielle Sicherheitsanforderungen definiert, die von den nationalen Regulatoren einzuhalten sind. Die nationalen Regulatoren müssen hierfür spezielle „REMIT Security Policies“ erarbeiten und diese entsprechend umsetzen. Die Überprüfung erfolgt durch ein Peer Review Panel, bestehend aus Sicherheitsexperten der ACER sowie der nationalen Regulatoren. Die E-Control hat sich im Jahr 2015 intensiv mit der Erstellung der „REMIT Security Policies“ und der Umsetzung dieser Maßnahmen beschäftigt und nach positiver Überprüfung durch das Peer Review Panel als erster europäischer Regulator formellen Zugang zu den durch ACER gesammelten Daten erhalten.

Start Datensammlung durch Acer

Die ACER hat mit 7. Oktober 2015 die Sammlung von Energiegroßhandelsdaten begonnen. Diese konzentriert sich in der ersten Phase auf

sogenannte Standardverträge und wird mit 7. April 2016 auch auf Nicht-Standardverträge ausgeweitet. Die E-Control hat ihre REMIT IT-Systeme entsprechend den Sicherheitsanforderungen der ACER angepasst und kommt damit auch ihrer Verpflichtung gemäß Artikel 12 der REMIT nach. Der operative Datenaustausch zwischen ACER und der E-Control wurde mit November 2015 gestartet.

Umsetzung der Energiegroßhandelsdatenverordnung (EGHD-VO)

Die Überwachung des Energiegroßhandels in Österreich wird neben der REMIT auch in der EGHD-VO geregelt. Diese ist mit 1. Mai 2015 in Kraft getreten und hat in einem ersten Schritt organisierte Märkte zur Übermittlung von Standardverträgen an die E-Control verpflichtet. Mit 1. Oktober 2015 ist auch jener Teil der Verordnung in Kraft getreten, welcher Marktteilnehmer zur Übermittlung von Nicht-Standardverträgen verpflichtet. Die E-Control hat hierfür eine spezielle Applikation zur Übermittlung von Nicht-Standardverträgen (AUNS) entwickelt, über welche Marktteilnehmer ihre Handelsgeschäfte an die E-Control melden können. Damit ist die E-Control seit 1. Oktober 2015 in der Lage, sowohl den Handel von Standard- als auch den Handel von Nicht-Standardverträgen auf nationaler Ebene zu überwachen.

STATISTISCHE AUFGABEN

Für die Jahresehebungen 2014 sowie die Monateshebungen 2015 war wieder eine

Verbesserung sowohl der Antwortrate wie auch der Datenqualität zu verzeichnen.

Für die sehr gute Zusammenarbeit mit allen Meldepflichtigen, seien es die Bilanzgruppenverantwortlichen, die Regelzonenführer bzw. Markt- oder Versorgungsgebietsmanager, die Netzbetreiber, Erzeuger, Speicherunternehmen, Produzenten oder Versorger, sei an dieser Stelle gedankt.

Nicht als statistische Aufgabe, wohl aber die Datenerhebung der E-Control betreffend, wurden die Änderungen, die sich durch die Novellierung der beiden Energielenkungsdaten-Verordnungen Mitte 2014 ergeben haben, umgesetzt. Dabei sind erstmals Meldepflichten für Fernwärmenetzbetreiber hinzugekommen, die nach entsprechender vorheriger Abstimmung nunmehr standardisiert erfolgen.

Publikationsseitig konnten Auswertungen und Analysen teilweise erweitert und die Statistikseiten im Internet neu ausgerichtet werden. Die Nutzung der Publikationen, vor allem durch automatisierte Datenabfragen, ist weiter gestiegen.

ÖFFENTLICHKEITSARBEIT

Die E-Control hat im liberalisierten Strom- und Gasmarkt nicht nur regulatorische Aufgaben, sondern auch eine Informations- und Servicefunktion. Im Zuge dieser Informationspflicht führte die E-Control 2015 eine Reihe von Maßnahmen im Bereich der Öffentlichkeitsarbeit

durch. Ziel ist unter anderem, die Konsumenten über ihre Möglichkeiten und Rechte im freien Strom- und Gasmarkt zu informieren.

Die relevanten Informationen wurden in zahlreichen Pressemitteilungen, Pressekonferenzen, Hintergrund- und Einzelgesprächen mit Journalisten sowie anderen zielgerichteten Medienaktivitäten transportiert. Zudem stehen Konsumenten Informationsangebote in Form von Publikationen (Konsumentenbroschüre, Smart-Meter-Broschüre etc.), E-Mail-Newsletter, der Homepage sowie Social-Media-Kanälen zur Verfügung. Neu eingerichtet wurde 2015 die Website <http://frag.e-control.at>, auf der Konsumenten z.B. Fragen zum Wechsel des Strom- oder Gasanbieters posten können und von Experten der E-Control Antwort erhalten. Persönlich wurden Konsumenten auf Messen und Beratungstagen informiert.

Die E-Control organisierte 2015 weiters regelmäßig Informationsveranstaltungen für Branchenvertreter und Entscheidungsträger zu österreichischen und internationalen Themen der Energiepolitik. Bei zahlreichen nationalen und internationalen Veranstaltungen, Tagungen und Konferenzen waren Experten der E-Control vertreten, wo sie in Vorträgen zu energierelevanten Themen referierten.

Darüber hinaus wurden von Mitarbeitern der E-Control Artikel, Fachkommentare und Beiträge für verschiedene Fachmedien verfasst.

E-CONTROL ALS ANLAUFSTELLE FÜR KONSUMENTEN

Die E-Control bietet eine Vielzahl von Dienstleistungen und ein breites Informationsangebot für Konsumenten. Preisvergleichsrechner für Haushalte und Gewerbe sowie Preisvergleiche für die Industrie liefern eine schnelle, aber auch detaillierte Übersicht über aktuelle Angebote der Energieversorgungsunternehmen sowie Einsparungspotenziale beim Wechsel. Um die Teilnahme an den Energiemärkten auch für einkommensschwächere Haushalte zu ermöglichen, erarbeitete die E-Control wichtige Informationen zu den Konzepten „schutzbedürftige Kunden“ und „Energiearmut“, die sowohl die öffentliche Diskussion bereichern als auch von den Konsumenten für Aufklärung über Rechte, Unterstützungsleistungen und Chancen gerne aufgegriffen werden. All dies gibt es nicht nur auf der gutbesuchten Homepage der E-Control zu lesen oder an der Energie-Hotline zu hören, sondern auch in diversen sozialen Plattformen im Internet mitzuverfolgen. Insbesondere helfen Vor-Ort-Beratungen für Bürger vieler Gemeinden, speziell auch für Senioren, oder Migranten und auf Messen über das ganze Jahr verteilt ebenfalls dabei mit, dass die E-Control als Anlaufstelle für Konsumenten in ganz Österreich ihrem Informationsauftrag erfolgreich nachkommen kann.

Preisvergleiche

Für Endverbraucher führt die E-Control Preisvergleiche durch. Dafür werden je nach Ver-

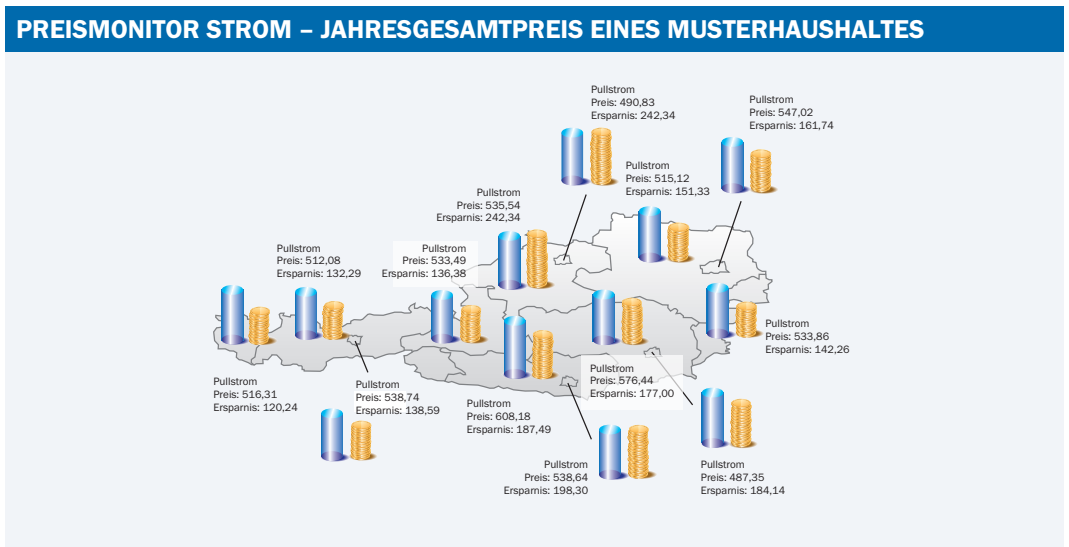


Abbildung 56
Preismonitor Strom – Jahresgesamtpriceines Musterhaushaltes (3.500 kWh Strom) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatte

Quelle: E-Control, Tarifikalkulator, Stand 1.11.2015

brauchergruppe unterschiedliche Methoden und Applikationen verwendet: Tarifikalkulatoren für Haushalte und Gewerbe für Kunden mit Standardlastprofil, der KMU-Energiepreiskeck für Geschäftskunden mit gemessener Leistung und einem Stromverbrauch von bis zu 10 GWh bzw. einem Gasverbrauch von bis zu 5 GWh und die Industriepreiserhebung für Kunden mit einem höheren Verbrauch.

Tarifikalkulator

Entsprechend dem E-ControlG § 22(3), der Statistik-VO Strom § 18(4) & Gas § 10 und EIWOG § 65 (2), Gas § 121 (2) werden die

Strom- bzw. Erdgaspreisvergleiche für Haushalte und Gewerbebetriebe im Tarifikalkulator erstellt und veröffentlicht. Mit mehr als einer halben Million Besucher im Jahr ist der Tarifikalkulator eine der meistgenutzten und wichtigsten Applikationen der E-Control. In die Datenbank werden Lieferanten- und Netzbetreiberdaten sowie gesetzlich verordnete Steuern und Abgaben eingepflegt.

Lieferanten sind ihrerseits gesetzlich verpflichtet, sämtliche preisrelevanten Daten für mit Standardprodukten versorgte Endverbraucher unverzüglich nach ihrer Verfügbarkeit der

PREISMONITOR GAS – JAHRESGESAMTPREIS EINES MUSTERHAUSHALTES

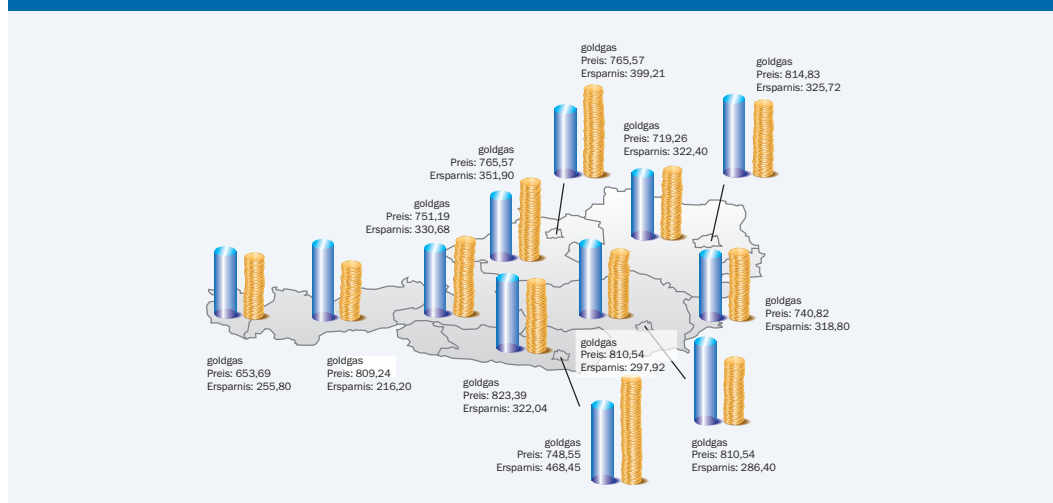


Abbildung 57
Preismonitor Gas – Jahresgesamtprice eines Musterhaushaltes (15.000 kWh Gas) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatte

Quelle: E-Control, Tarifikulator, Stand 1.11.2015

Regulierungsbehörde in einer von dieser vorgegebenen elektronischen Form für die Eingabe in den Tarifikulator zu übermitteln.

Insgesamt 144 Strom- und 33 Gasanbieter waren Ende 2015 im Tarifikulator registriert, davon zählten sieben Unternehmen (fünf im Strom- und eines im Gasbereich) als neue Registrierungen.

Ein monatlicher Preisvergleich der Bestbieter mit dem angestammten Lieferanten wird im Preismonitor auf der Webseite der E-Control dargestellt. Hier sind auch die aktuellen Preis-

änderungen sämtlicher Lieferanten zu finden. Das Einsparpotenzial eines Musterhaushaltes (3.500 kWh) beim Wechsel vom regionalen Stromlieferanten zu einem alternativen Lieferanten erreichte im November 2015 einen Spitzenwert. Am meisten können sich Haushalte beim angestammten Anbieter in den Netzbereichen Oberösterreich und Linz mit bis zu 242 Euro/Jahr (+31% zum Vorjahr) ersparen, mit 120 Euro/Jahr am wenigsten Haushalte in Vorarlberg, was aber immerhin einem Plus von 62% im Vergleich zum Vorjahr entspricht (Abbildung 56).

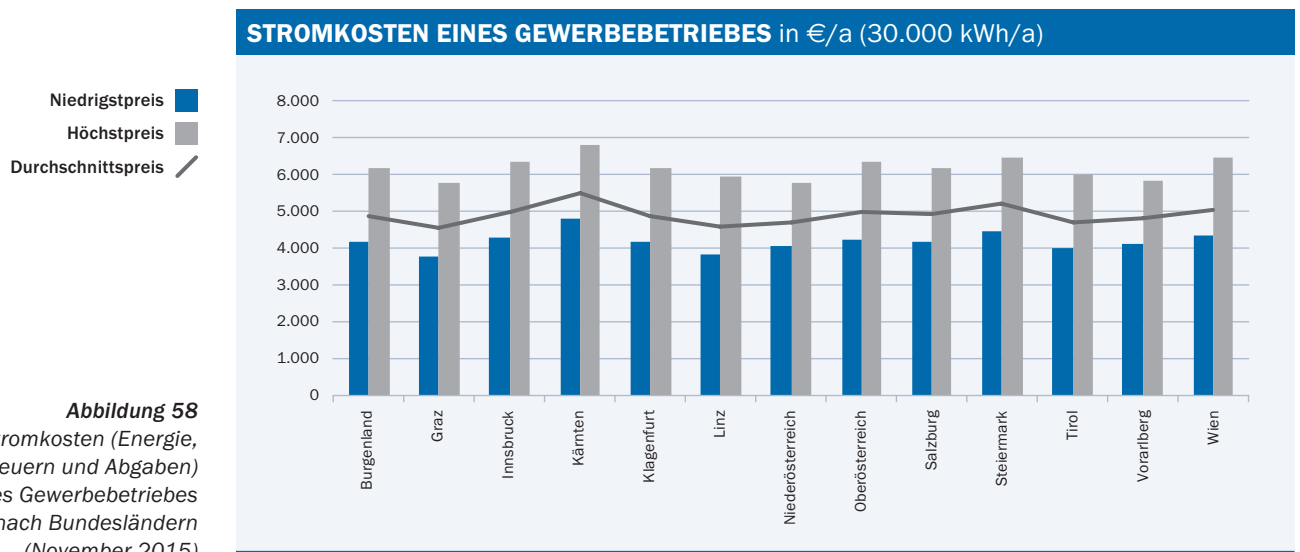


Abbildung 58
Stromkosten (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern (November 2015)

Quelle: E-Control, Gewerbe-Tarifkalkulator

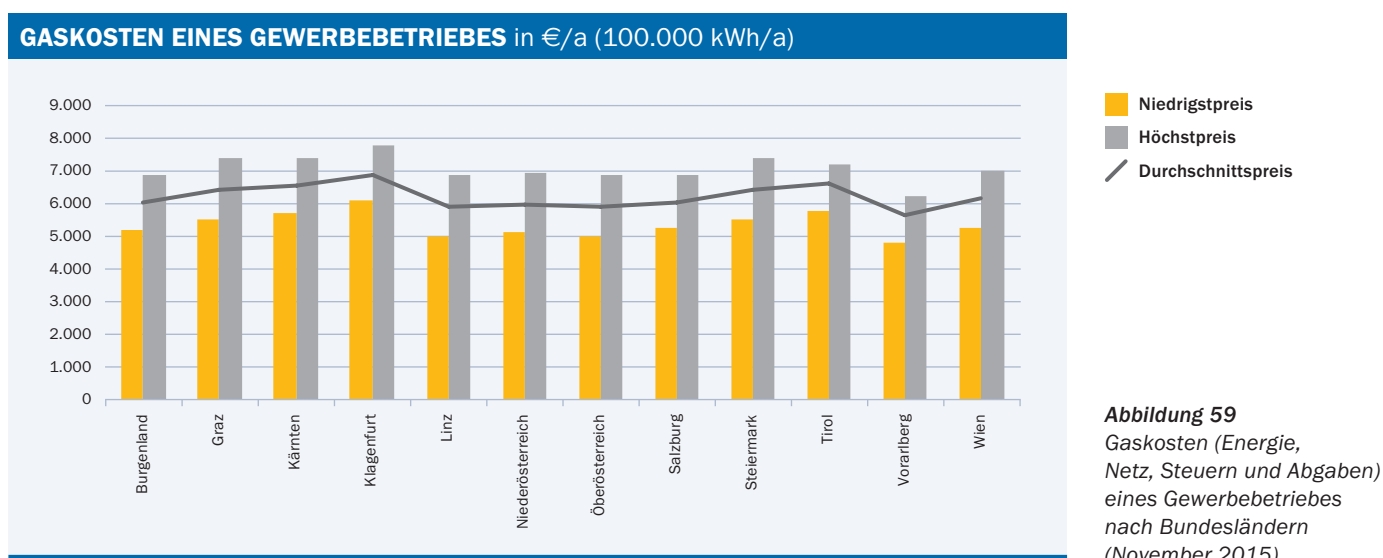
Auch im Gasbereich hat das Einsparpotenzial zugenommen und betrug im November in Oberösterreich 468 Euro/Jahr (+60% zum Vorjahr), in Tirol ist es mit 216 Euro/Jahr am niedrigsten ausgefallen, dies bedeutet aber dennoch einen Anstieg von 84% im Vergleich zum Vorjahr. Bei einem gleichzeitigen Strom- und Gaslieferantenwechsel können sich Kunden bis zu 667 Euro/Jahr ersparen, was die höchsten Einsparmöglichkeiten seit der Öffnung des Strom- und Gasmarktes sind.

Tarifkalkulator-Gewerbe

Gewerbebetriebe mit einem Standardlastpro-

fil können im Tarifkalkulator-Gewerbe Angebotsvergleiche und Ersparnisberechnungen durchführen und schließlich den Bestbieter finden. Über 20.000 Unternehmen haben dieses Angebot genutzt um Preisvergleiche durchzuführen.

Je nach Standort variiert die Anzahl der Stromangebote zwischen 42 (Vorjahr 30) und 61 (Vorjahr 44). Ein Unternehmen mit 30.000 kWh kann sich durch den Wechsel vom regionalen Lieferanten zum Bestbieter bis zu 1.800 Euro im Jahr ersparen, ein Unternehmen mit 100.000 kWh bis zu 6.000 Euro. Obwohl die Angebotsanzahl für diese Kun-



Quelle: E-Control, Gewerbe-Tarifkalkulator

dengruppe zugenommen hat, gab es bei der Ersparnis beim Wechsel vom lokalen Anbieter zum Bestbieter im Vergleich zum Vorjahr kaum eine Veränderung. Der Niedrigstpreis für 100.000 kWh betrug im November 2015 12,37 Cent/kWh (-4,4% zum Vorjahr), der Höchstpreis 22,63 Cent/kWh (-6,7% zum Vorjahr für 30.000 kWh).

Bei Gas erhalten Gewerbebetriebe in Tirol und Vorarlberg bis zu 14 Angebote, was noch immer deutlich unter dem Angebot von bis zu 39 Produkten in den restlichen Gebieten Österreichs oder dem Angebot für Haushalte liegt. Ein Unternehmen mit einem Gasver-

brauch von 100.000 kWh/Jahr kann sich beim Wechsel vom regionalen Anbieter zum Bestbieter bis zu 1.875 Euro ersparen, ein Unternehmen mit 400.000 kWh bis zu 7.100 Euro.²⁵ Der Durchschnittspreis²⁶ für einen Gasbedarf von 80.000 kWh bewegt sich zwischen 4,81 Cent/kWh und 7,73 Cent/kWh (Abbildung 59).

Eurostat-Preisvergleiche für Haushalte

Die E-Control meldet die durchschnittlichen Haushaltspreise für Strom und Gas nach Verbrauchergruppen an Eurostat und kommt damit ihren internationalen Meldepflichten in diesem Bereich nach.

²⁵ Tarifkalkulator Gewerbe Stand 1.11.2015

²⁶ Durchschnittspreis: Energiekosten (ohne Neukundenrabatte) inkl. Netzkosten, Abgaben und Steuern

Entsprechend Eurostat-Daten haben sich die Strompreise²⁷ für Haushalte im europäischen Vergleich ganz unterschiedlich entwickelt: Während sie in der ersten Hälfte 2015, im Vergleich zum gleichen Vorjahreszeitraum, in Ungarn ein Minus von 6,2% und in Deutschland von 1% verzeichnen konnten, sind sie in Großbritannien um 10% und in den Niederlanden um 7,5% gestiegen. In Österreich gab es eine kleine Senkung von 0,6%, von 20,21 Cent/kWh auf 20,09 Cent/kWh. Der europäische Durchschnitt für 28 Länder ist um 2,2%, von 20,33 Cent/kWh auf 20,78 Cent/kWh gestiegen. Nach wie vor steht Österreich im oberen Mittelfeld an

neunter Stelle, teurer ist es in Deutschland, Italien und Spanien, günstiger in Frankreich und den Niederlanden. Die niedrigsten Stromkosten haben Kunden in Bulgarien (9,42 Cent/kWh), fast das Dreifache zahlen dagegen Haushalte in Dänemark (30,68 Cent/kWh) (Abbildung 60).

Vergleicht man die Gaspreise der Haushaltskunden im ersten Halbjahr 2015, so liegt Österreich mit 7,3 Cent/kWh um 0,66 Cent/kWh über dem Durchschnitt der EU-28. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum sind die Gesamtkosten je nach Verbrauchsmenge um ca. 2,4 Prozentpunkte gesunken. Mit den

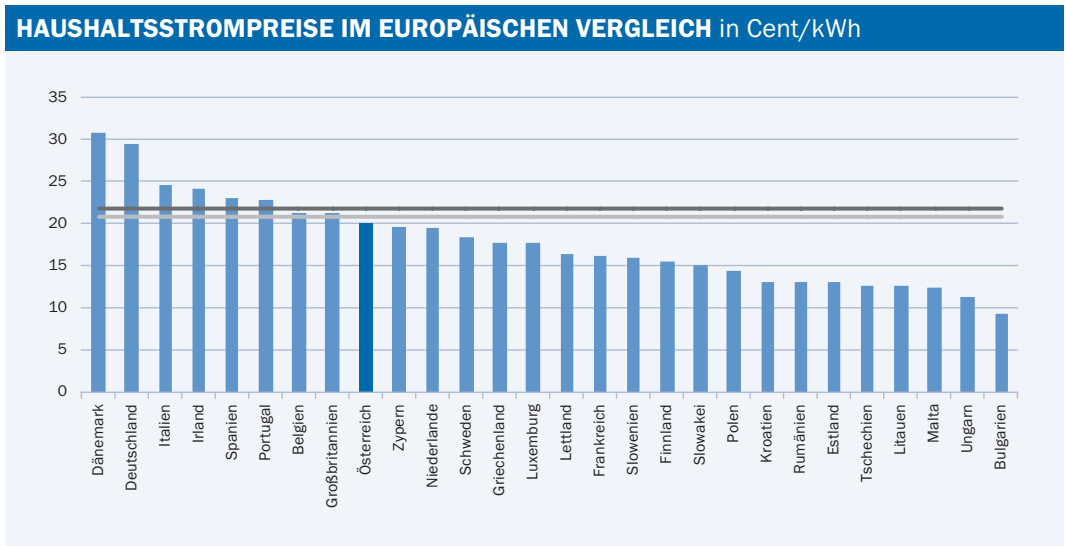


Abbildung 60
Haushaltsstrompreise (Energie, Netz sowie Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (1. Halbjahr 2015, Gruppe DC 2.500 kWh bis 5.000 kWh/Jahr)

Quelle: Eurostat

²⁷ Gesamtkosten: Energie, Netz, Steuern und Abgaben

siebentteuersten Haushaltsgaspreisen war Österreich im ersten Halbjahr 2015 teurer als Deutschland (11. Platz) und Tschechien (Platz 15).

Household Energy Price Index (HEPI)

Die E-Control erstellt bereits seit Jänner 2009 den Household Energy Price Index (HEPI), der die Preisentwicklung in den Hauptstädten der EU-15-Länder abbildet. Im Spätsommer 2013 wurde der HEPI um einige osteuropäische Hauptstädte erweitert und wird nunmehr gemeinsam mit der ungarischen Regulierungsbehörde MEKH erhoben.

Der HEPI für Strompreise (Energie und Netz ohne Steuern und Abgaben) in den EU-15-Hauptstädten erreichte im Jänner 2015 120,55 Indexpunkte und somit den höchsten Wert seit Beginn der Datenerfassung. Der Grund sind Preissteigerungen in den größten europäischen Städten London, Paris und Madrid. Bis Jahresende erfolgte eine Abschwächung infolge der stark sinkenden Großhandelspreise und vom Lieferanten an die Kunden weitergegebenen Preissenkungen. Der Stromindex für Wien, der die Preise sowohl beim regionalen als auch beim größten alternativen Anbieter berücksichtigt, ist seit 2009 gesunken und liegt dagegen mit Ausnahme des Jahres

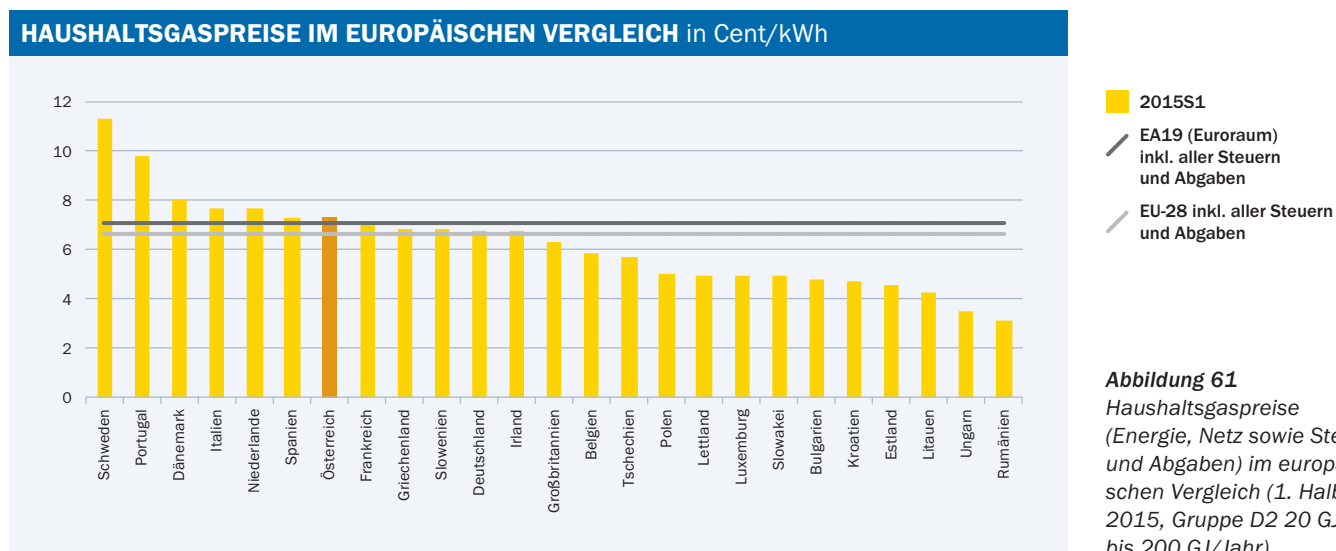


Abbildung 61
Haushaltsgaspreise (Energie, Netz sowie Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (1. Halbjahr 2015, Gruppe D2 20 GJ bis 200 GJ/Jahr)

Quelle: Eurostat

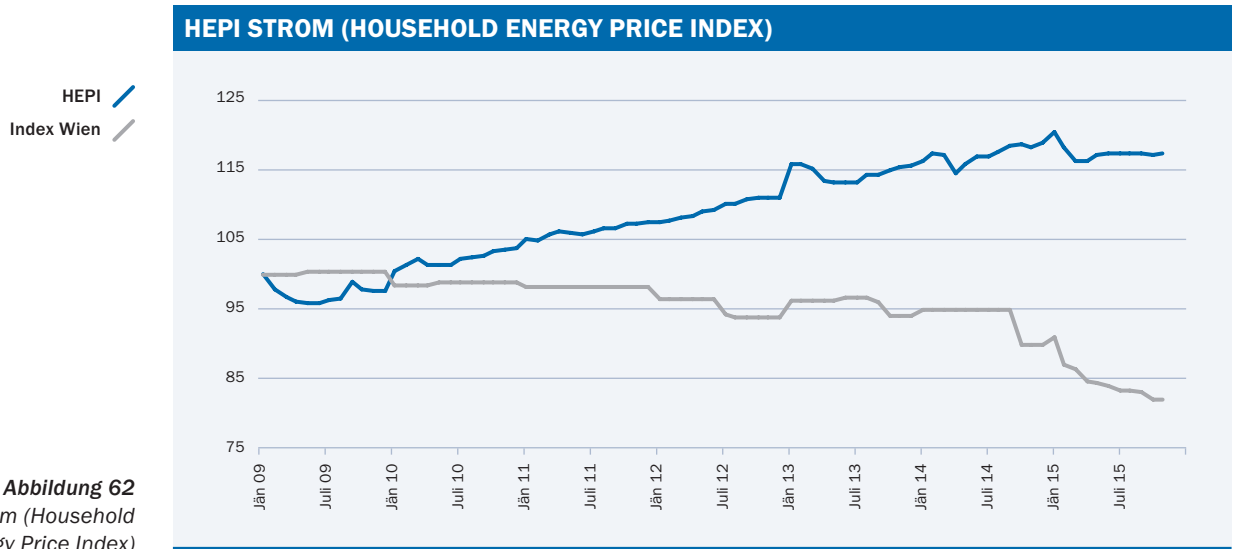


Abbildung 62
HEPI Strom (Household Energy Price Index)

Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH

2009 deutlich unter jenen Werten, die zu Beginn der Indexermittlung verzeichnet wurden. Der niedrigste Wert wurde im November 2015 mit 82 Indexpunkten erreicht und liegt acht Punkte unter dem Vorjahreswert (Abbildung 62). Im Gesamtpreisvergleich liegen die Preise für Haushaltskunden in Wien im europäischen Mittelfeld. Der höchste Preis wird Kunden in Kopenhagen verrechnet, wo Steuern und Abgaben für rund 60% der Stromrechnung verantwortlich sind (Abbildung 63).

KMU-Energiepreis-Check

Das Energiepreistool für kleine und mittlere Unternehmen (KMU-Energiepreis-Check) funktioniert nach dem Prinzip „Kunden infor-

mieren Kunden“ und ist anwendbar für Unternehmen mit Leistungsmessung und einem Stromverbrauch zwischen 100.000 kWh/Jahr und 5 GWh/Jahr und/ oder einem Gasverbrauch zwischen 400.000 kWh/Jahr und 10 GWh/Jahr. Die Einträge stammen bis zu 80% von Unternehmen mit einem Jahresstrombedarf von bis zu 1,2 GWh bzw. einem Gasbedarf von bis zu 3 GWh.

Die Energiepreise für Strom sind im Jahr 2015 im Durchschnitt 6% bis 17% niedriger als 2014, abhängig vom tatsächlichen Lastprofil. Die Durchschnittspreise (reine Energie exkl. Netzsteuern und Abgaben) bewegen sich zwischen 5,20 und 5,92 Cent/kWh. Im Gasbereich lie-

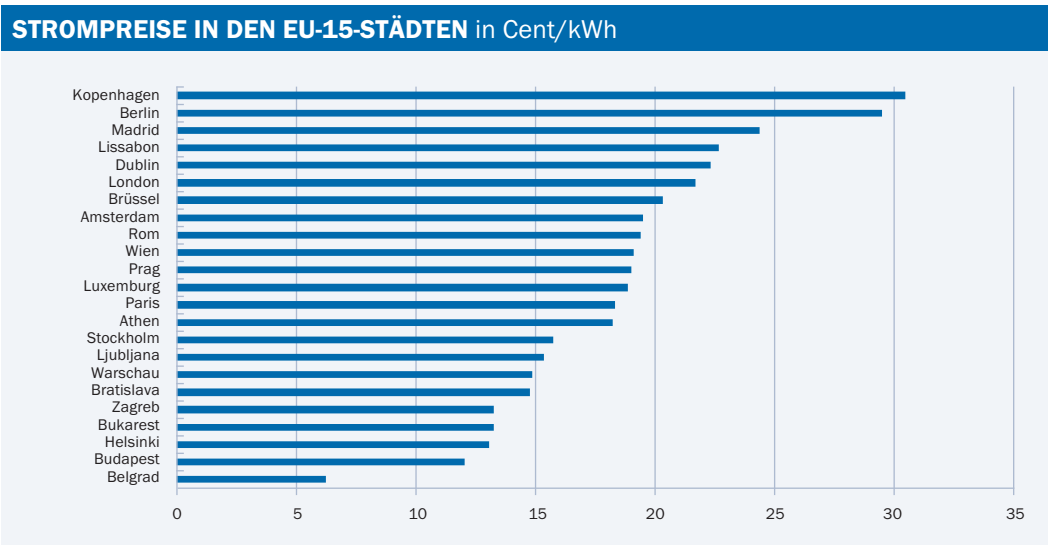


Abbildung 63
Strompreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in den ausgewählten EU-Hauptstädten in Cent/kWh, Stand November 2015

Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH

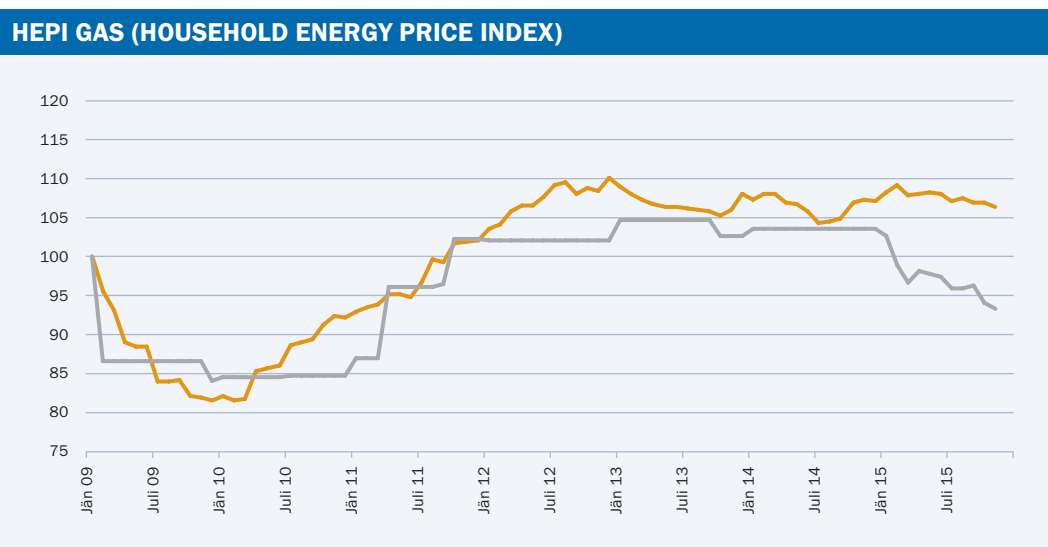


Abbildung 64
HEPI (Household Energy Price Index) – Mengengewichteter Haushaltspreisindex für Gas der EU-15-Hauptstädte

Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH

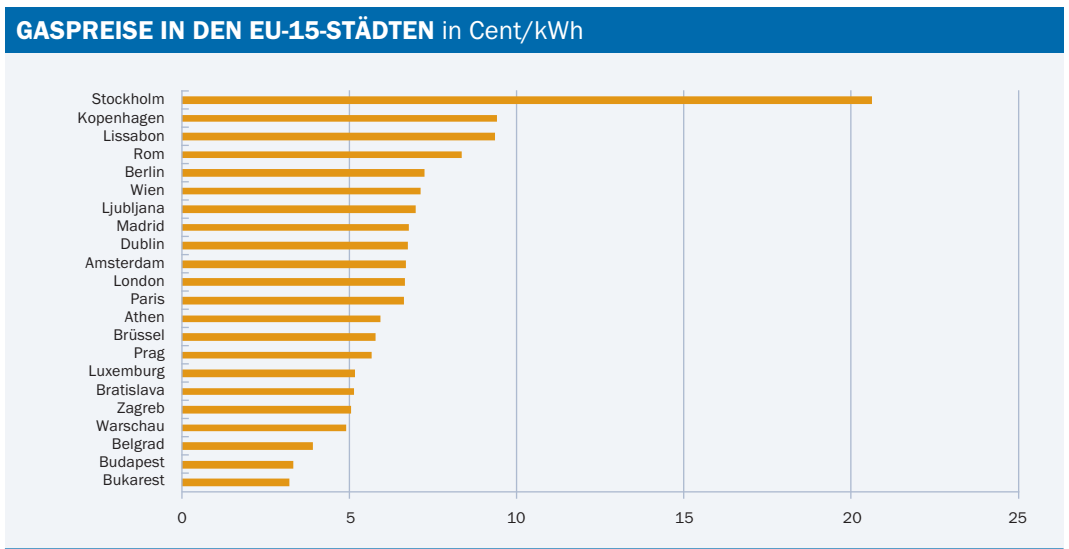


Abbildung 65
Gaspreise (Energie, Netz,
Steuern und Abgaben)
in den ausgewählten
EU-Hauptstädten in Cent/
kWh, Stand November 2015

Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH

gen die Energiepreise im Jahr 2015 zwischen zwei und vier Prozent niedriger als 2014, und der Durchschnitt liegt bei 2,99 Cent/kWh (Abbildungen 66 und 67).

Ein Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von 500.000 kWh/Jahr Strom und einem Ausgangspreis über dem Durchschnitt kann durch den Lieferantenwechsel und/oder geschickten Verhandlungen bis zu 10.200 EUR im Jahr einsparen. Bei einem Gasverbrauch von 1 Mio. kWh/Jahr sind das ca. 8.450 EUR.

Industriepreiserhebung

Seit dem 2. Halbjahr 2003 erhebt die E-Control zweimal jährlich (für Jänner und

Juli) die Energiepreise direkt bei den österreichischen Industriekunden. Die Erhebung für das 2. Halbjahr 2015 wurde erstmals über das neue Serviceportal der E-Control durchgeführt. Gegenüber dem Vorjahr gab es beim Fragenkatalog keine Änderungen. Fragen zur Einkaufsstrategie bzw. zur Einholung von Angeboten werden nur im Jänner gestellt. Die Ergebnisse nach unterschiedlichen Kategorien werden anschließend auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) veröffentlicht und an die teilnehmenden Unternehmen versandt.

Die Preise gingen bei Strom, bedingt durch die Großhandelspreise, weiter zurück. Erst-

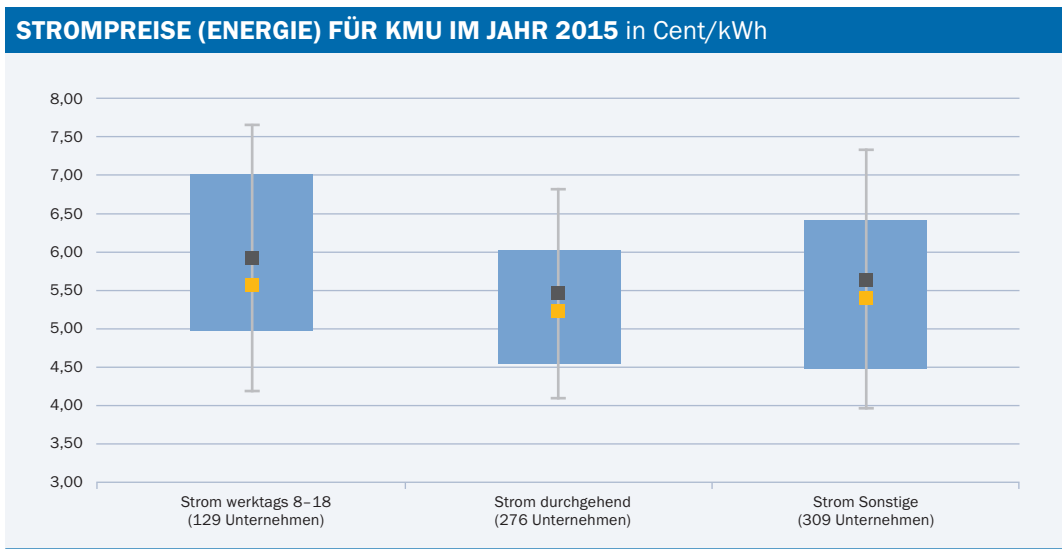


Abbildung 66
Strompreise (Energie) von kleinen und mittleren Unternehmen im Jahr 2015 je nach Lastgang

Quelle: E-Control, KMU-Energiepreis-Check

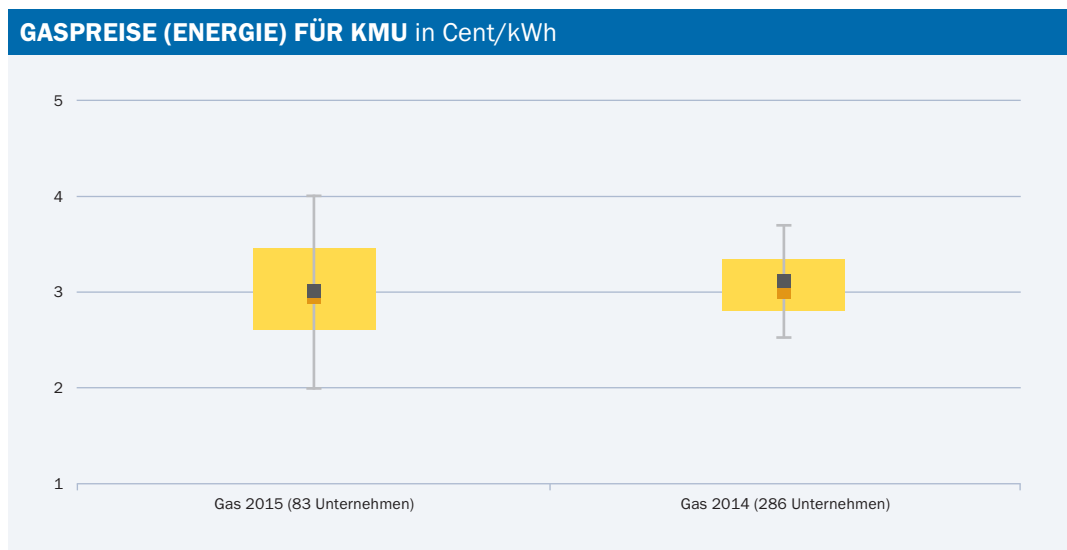


Abbildung 67
Gaspreise (Energie) von kleinen und mittleren Unternehmen

Quelle: E-Control, KMU-Energiepreis-Check

mals seit Juli 2006 lagen die Preise im ersten Halbjahr 2015 in allen Kategorien unter 5 Cent/kWh.

Im Jahresvergleich sanken auch die Gaspreise, wobei hier jedoch von Juli 2014 auf Jänner 2015 ein Anstieg beobachtet werden konnte. Dieser ist auf den im ersten Halbjahr 2015 wieder höheren Importpreis und die höheren Börsenpreise zurückzuführen.

Onlineaktivitäten

Relaunch des Webportals der E-Control

Das Internetportal der E-Control besteht technologisch seit 2001. Im Internetzeital-

ter entspricht das mindestens zwei oder drei Generationen. Die seit 2001 genutzte Technologie wurde zwar immer wieder angepasst, erweitert und somit höchst effizient genutzt. Mit 2015 stand jedoch ein großer Technologiesprung an.

Bereits zur Jahresende 2014 ging die neue Service-Site (www.e-control.at/services) der E-Control online. Auf diese Plattform werden nun nach und nach alle Applikationen überführt, über welche vor allem die Energiebranche elektronisch mit der E-Control kommuniziert und Daten austauscht. Von der Administration der Strom- und Gaspreise im

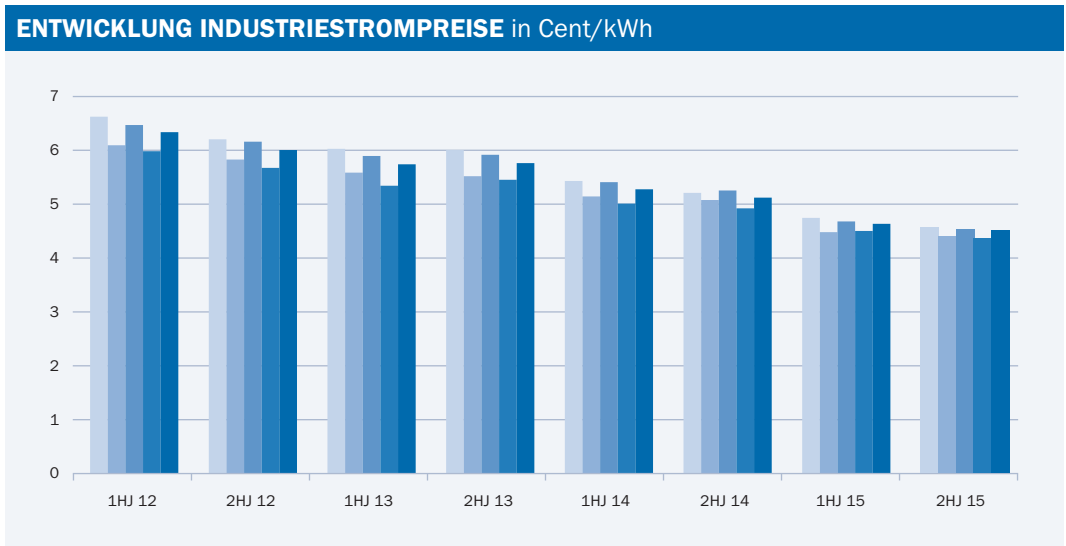


Abbildung 68
Entwicklung der Industriestrompreise

Quelle: E-Control

Tarifkalkulator bis zu den Daten für die Ausfall- und Störstatistik.

wurden dabei vom alten in das neue System überführt.

Im Juli 2015 folgte dann der Livegang der runderneuertem Website. Während dabei sowohl das Grundkonzept der zielgruppenorientierten Gestaltung als auch die eingeführten Farbcodes bzw. Menüführungen weitgehend beibehalten und nur einem „Facelift“ unterzogen wurden, wurde die dafür verwendete Technologie vollkommen neu aufgesetzt. Dies bedeutete u.a. auch die Migration sämtlicher auf der bisherigen Website enthaltenen Daten und Informationen. Rund 6.000 Inhaltsseiten und mehrere GB an Dateien

Das Internet ist mobil

Das Internet wird heutzutage zunehmend über mobile Geräte genutzt. Auch bei den Zugriffen auf die Angebote der E-Control wurde dies sichtbar. Während der Anteil der Verbraucher, welche die Internetseiten der E-Control über mobile Geräte – also Smartphones oder Tablets – besucht haben, 2012 noch bei rund 15% lag, waren dies 2014 bereits 24% und im ersten Halbjahr 2015 über 26%, Tendenz weiter steigend.

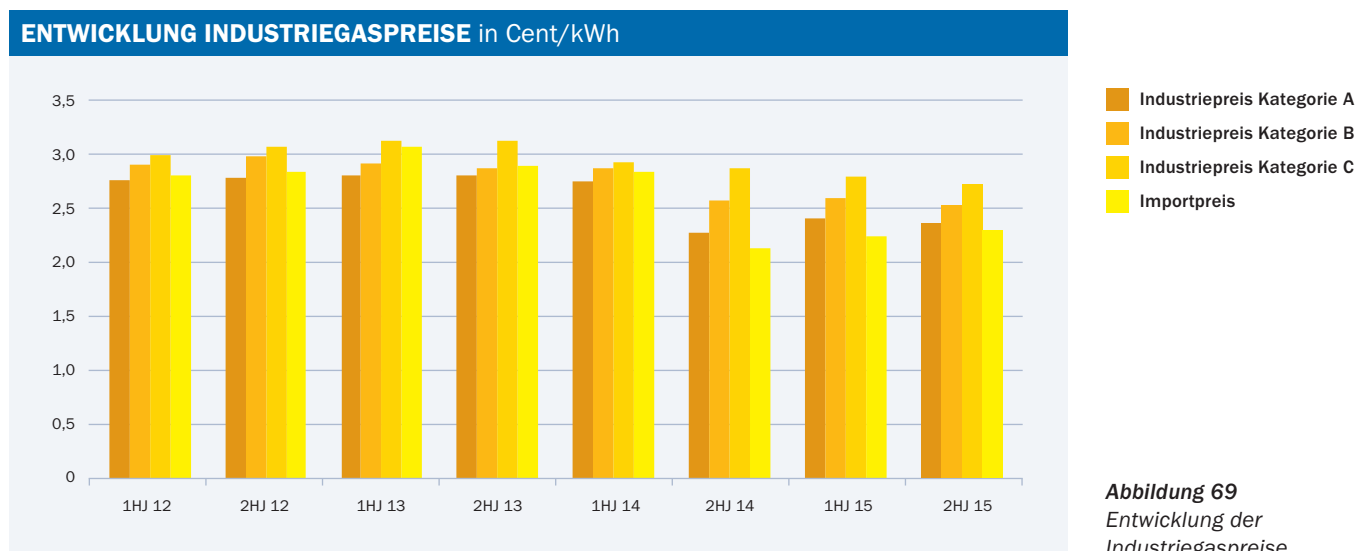


Abbildung 69
Entwicklung der
Industriegaspreise

Quelle: E-Control

Diesem sich ändernden Nutzerverhalten trägt die neue Website nun voll Rechnung. Mittels des sogenannten „Responsiven Designs“ passt sich die Darstellung der Inhalte der Website automatisch der jeweiligen Browsergröße an, immer in der Struktur und der Menüführung für das jeweilige Gerät optimiert.

Insgesamt verzeichnete die Website 2015 rund 925.000 Besuche, was einem leichten Rückgang um etwa 5% gegenüber dem Vorjahr entspricht. Dabei ist zu berücksichtigen, dass im Herbst 2013 und im Frühjahr 2014 – insbesondere durch die erstmalige Gemeinschaftsaktion des VKI – ein überdurchschnittliches Interesse an der Energie-Thematik bestand. Insofern sind die nach wie vor hohen Besuchszahlen auf den Seiten der E-Control

ein positives Zeichen dafür, dass – auch durch die fortlaufende Öffentlichkeitsarbeit – das Interesse weiterhin bei den Verbrauchern präsent gehalten werden konnte.

E-Control Online-Tools

Der Tarifikalkulator ist nach wie vor die wichtigste Online-Applikation der E-Control. Rund 250 Erwähnungen in der medialen Berichterstattung, sowohl im Print, in Radio und TV als auch in Online-Medien, weisen den Tarifikalkulator als verlässliche und objektive Informationsquelle für Konsumenten aus. Wie auch im Vorjahr verzeichnete der Tarifikalkulator etwas mehr als eine halbe Million Besuche. Gleichzeitig ermöglichte die Tarifikalkulator-Technologie erneut die Durchführung der erfolgreichen Collective-

DIE NEUE E-CONTROL-WEBSITE AUF EINEM TABLET UND AM SMARTPHONE BETRACHTET



Abbildung 70
Die neue E-Control-Website auf einem Tablet und am Smartphone betrachtet

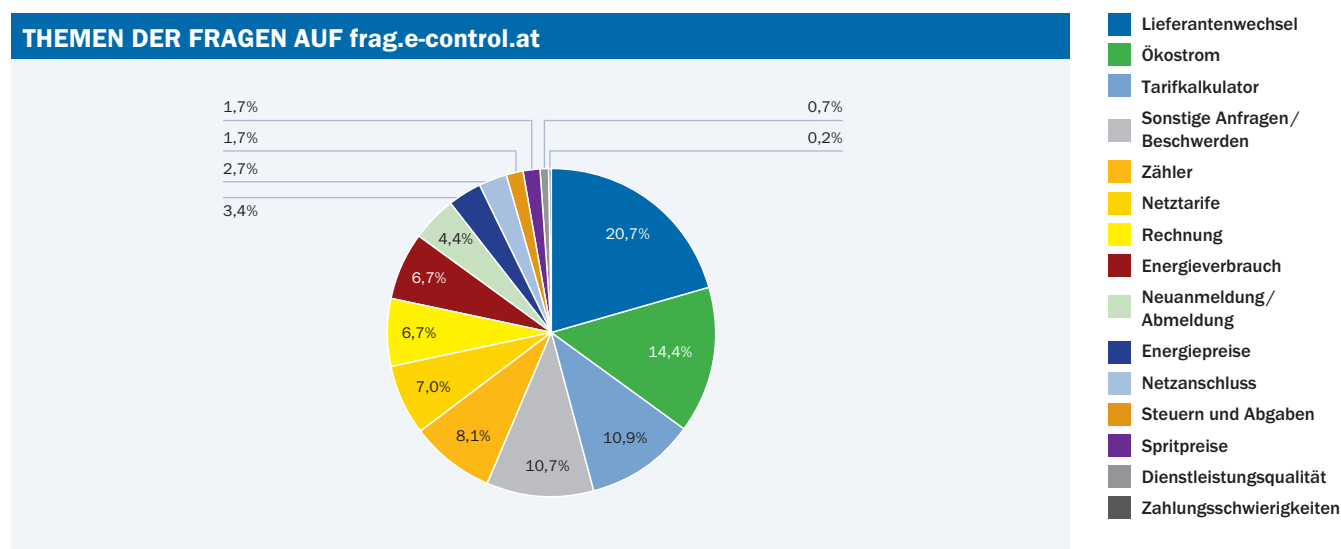
Quelle: E-Control

Switching-Aktion „Energiekosten-Stop“ des VKI. Der im vorangegangenen Jahr gestartete Gewerbe-Tarifkalkulator, der auch kleinen und mittleren Unternehmen den Vergleich aller Strom- und Gastarife für Gewerbe bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh bei Strom bzw. 400.000 kWh bei Gas ermöglicht, wurde ebenfalls wie im Vorjahr über 20.000-mal besucht.

Die am häufigsten genutzte Online-Applikation der E-Control war auch 2015 erneut der auf Initiative des Wirtschaftsministeriums eingeführte Spritpreisrechner. Erneut haben sich rund 5,2 Millionen mal Autofahrer unter www.spritpreisrechner.at bzw. mobile.spritpreisrechner.at die günstigsten Tankstellen in ihrer Umgebung anzeigen lassen.

Social Media 1 – Neue Kommunikationsplattform: Frag doch die E-Control

Im Frühjahr 2015 wurde mit frag.e-control.at eine neue Plattform gestartet, die eine direkte Online-Kommunikation mit Verbrauchern mit Multiplikationseffekt ermöglichen soll. Auf dieser Website können Besucher ihre Fragen rund um die Themen Strom, Gas, Öko-Energie etc. stellen. Die Experten der E-Control beantworten die Fragen in allgemein gut verständlicher Form und Fragen, wie auch die Antworten werden auf der Seite in einem fortlaufenden „Stream“, ähnlich wie dem auf z.B. Facebook, angezeigt. So können folgende Besucher der Seite auch von diesen vorangegangenen Antworten profitieren. Benutzer können die Antworten zudem teilen und kommentieren, um die



Quelle: E-Control

Abbildung 71
Themen der Fragen auf frag.e-control.at

Verbreitung der Informationen selbst noch voranzutreiben.

Rund 10.000 Besuche hat die neue Seite seit ihrem Start im April bereits verzeichnet. Im Durchschnitt gehen pro Tag ein bis zwei neue Fragen ein. Damit läuft über diesen neuen Kanal nach nur rund einem Dreivierteljahr etwa zwei Drittel so viel Verbraucherkommunikation wie über die etablierten Wege des Website-Kontaktformulars und der E-Mails an hotline@e-control.at. Gut 80% der Anfragen können dabei von den Experten der E-Control innerhalb eines Arbeitstages beantwortet werden.

Interessant ist v.a. auch die Verteilung der Anfragen auf die verschiedenen Bereiche. Mit Abstand am häufigsten sind Fragen zum Thema Lieferantenwechsel (20,7% aller Anfragen), gefolgt von Ökostrom-Themen (14,4%) und solchen betreffend den Tarifikalkulator (10,9%).

Social Media 2 – Facebook, Twitter, YouTube

Die bereits seit 2010 bestehenden Präsenzen auf den beiden wichtigsten Sozialen Plattformen, Facebook und Twitter, wurden 2015 weiter ausgebaut und strategisch weiter professionalisiert. So wird seit dem Frühjahr 2015 ein eigener Redaktionsplan für Facebook geführt, die einzelnen Postings werden seither nach bestimmten, strategischen Themengebieten platziert und verschiedene Zusatztools für Ad-hoc-Umfragen und spielerische Grafikdarstellungen wurden eingebunden.

So konnte nicht nur die Zahl der per „gefällt mir“ mit der E-Control verbundenen Facebook-Nutzer von knapp 2.000 auf über 6.000 mehr als verdreifacht werden, auch die Reichweite und die Interaktionsrate wurden deutlich gesteigert. Je nach Thema haben einzelne Postings der E-Control durchschnittlich eine Reichweite von rund 4.000 bis 6.000 Nutzern. Bei wichtigeren Themen wurden jedoch auch mehrfach weit über 20.000, in einigen Fällen bis zu 45.000 Facebook-User mit einem einzigen Posting erreicht.

Über Twitter verbreitet die E-Control nicht nur alle wichtigen Termine und Presseverlautbarungen, sondern weist die Twitter-Community auch auf interessante Presseartikel hin oder gibt kurze Auskunft über aktuelle Ersparnismöglichkeiten etc. Im Durchschnitt werden pro Woche drei bis bis fünf Nachrichten verbreitet und die Reichweite von in Summe über 1.800 „Followern“ sowie die Relevanz als zuverlässige Informationsquelle wird auch auf diesem Kanal weiter verstärkt.

Während YouTube bislang vor allem genutzt wurde, um Videos von E-Control-Veranstaltungen und Statements der Vorstände sowie Mitschnitte von Pressekonferenzen auf der eigenen Website verfügbar zu machen, so wurde mit dem 4. Quartal 2015 auch auf dieser stetig an Bedeutung gewinnenden Plattform eine verstärkte Präsenz gestartet, zunächst mit zwei animierten Video-Tutorials zum Lieferantenwechsel bzw. zur Verwendung des Tarifikalkulators. Zwei hierzu

vorab gelaunchte Kurz-Clips von je rund 30 Sekunden Länge wurden bereits innerhalb weniger Wochen zusammen über 200.000 Mal angesehen.

Die Möglichkeiten dieses Mediums sollen 2016 noch intensiver genutzt werden.

Energiearmut

Zu den Themen „Energiearmut“ und „schutzbedürftige Kunden“ hat sich die E-Control neben eigenen Analysen auch an einer der größten Studien zum Thema Leistbarkeit von Versorgungsdienstleistungen, darunter Energie, beteiligt. Die wissenschaftliche Studie, welche von CERRE – Centre on Regulation in Europe – durchgeführt worden ist, beschäftigt sich mit europäischen Definitionen und Indikatoren zum Thema Leistbarkeit und zeigt unter anderem Möglichkeiten auf, welche politischen Maßnahmen einkommensschwache Haushalte bei der Bezahlung ihrer Energierechnungen unterstützen können (Details dazu gibt es hier: www.cerre.eu). Neben den durch die Europäische Kommission beauftragten Studien zum Thema (siehe z.B. www.insightenergy.org), die unter anderem auch in einer dafür eigens eingerichteten Arbeitsgruppe der EU unter Beteiligung der E-Control diskutiert wurden, stellt CERRE damit wichtige weiterführende Erkenntnisse zu den Themen Leistbarkeit und Energiearmut zur Verfügung.

Die E-Control hat sich im ersten Halbjahr 2015 ein erstes Bild verschafft, wie es um die

neu einzurichtenden Anlauf- und Beratungsstellen der großen Energieversorger bestellt ist, die unter anderem zum Thema Energiearmut einzurichten waren. Das Resümee der E-Control fällt dahingehend enttäuscht aus, dass die neue gesetzliche Verpflichtung zur Einrichtung dieser Stellen von vielen Energieversorgungsunternehmen als schon erfüllt angesehen wird, da das bestehende Kundenservice dieses und andere Themen bereits zur Genüge abdecke. Die Kritik der E-Control bezieht sich weiters darauf, dass aufgrund des Fehlens einer gesetzlichen Definition den EVUs große Interpretationsräume zugestanden werden, wie sie sich dem Thema nähern, und damit ihnen die Festlegung überlassen bleibt, welche ihrer Kunden von Energiearmut betroffen sein könnten.

In weiterer Folge hat die E-Control auch wieder Daten aus EU-SILC 2014 ausgewertet, um unterschiedliche Zugänge zum Thema Energiearmut darstellen zu können. Dabei wird deutlich, dass die Verwendung der verfügbaren Indikatoren sehr unterschiedliche Bilder von Betroffenheit und Ausmaß von Energiearmut in Österreich liefert. Nimmt man zum Beispiel die Angaben zu Einkommen und Energiekosten jener Haushalte, die es sich laut dieser umfangreichen Bevölkerungsumfrage nicht leisten können, die gesamte Wohnung angemessen warmzuhalten, so zeigt sich, dass diese Haushalte mit ca. 1.430 Euro/Monat äquivalisiertem Haushaltsnettoeinkommen und 107 Euro Energiekosten/Monat für Strom und Wärme sehr deutlich

über der gegenwärtigen Armutgefährdungsschwelle (1161 Euro), aber nur sehr knapp über den durchschnittlichen Energiekosten (99 Euro) liegen. Ähnlich verhält es sich mit anderen oft herangezogenen Indikatoren zu Energiearmut wie Schimmel in der Wohnung, Zahlungsrückstände bei Energierechnungen oder, wie 2014 im österreichischen SILC erstmals abgefragt, freiwilligem Verzicht auf Energie („Unterkonsum“). Folgt man hingegen der E-Control-Definition von Energiearmut, so lassen sich Haushalte mit einem Einkommen von 907 Euro und Energiekosten von 174 Euro pro Monat identifizieren und damit zwei Hauptursachen von Energiearmut, nämlich niedriges Einkommen und gleichzeitig hohe Energieausgaben, eindeutig festmachen. Diese Ergebnisse bestärken die E-Control in ihrer Forderung nach einer einheitlichen Definition sowie flächendeckenden Sozialleistungen, niederschweligen und neutralen Beratungsangeboten und einer Evaluierung von bestehenden Schutzmaßnahmen.

Endkundenberatung

Messen

Die Expertinnen und Experten der E-Control sind auch auf verschiedenen Energie-Messen in Österreich beratend tätig. Im Jahr 2015 war die Regulierungsbehörde auf sechs verschiedenen Messen mit einem eigenen Beratungsstand vertreten. Insgesamt wurden im Zuge der Messen 650 Einzelberatungen durchgeführt. Häufige Themen sind der Lieferantenwechsel, Tarifkalkulatorabfragen, aber auch Anfragen zu Ökoenergie.

Beratungstätigkeiten für Gemeinden, Senioren, Migranten Gemeindeberatungen

Die E-Control führt Energieberatungsgespräche in österreichischen Gemeinden durch, um den Bürgerinnen und Bürgern ihre Rechte im liberalisierten Strom- und Gasmarkt näherzubringen. Als zentraler Ansprechpartner für die Konsumenten stellt die E-Control ihre verschiedenen Services – wie Homepage, Tarifkalkulator, Energie-Hotline, Energiepreis-Check und Streitschlichtung vor – die die Konsumenten im Energie-Dschungel unterstützen sollen.

In der Beratungssaison 2015 wurden den Gemeinden Termine für Einzelberatungen angeboten, aber auch Vorträge für größere Gruppen. Im Zuge der Einzelberatungen erhalten die Gemeindebürger im Rahmen eines persönlichen Gesprächs mit den Spezialisten der E-Control umfassende Antworten auf ihre Fragen, wie z.B. Informationen über die möglichen Einsparungen durch Wechsel oder die Arbeit der E-Control im Allgemeinen. Die Impulsvorträge decken die große Bandbreite der Konsumententhemen der E-Control ab. Im Anschluss stehen die Experten der E-Control ebenfalls für Einzelberatungen zur Verfügung.

Im Frühjahr und Herbst 2015 wurden insgesamt 101 Gemeinden in sechs Bundesländern besucht. Die Gemeinden werden durch die E-Control kontaktiert und eingeladen, an der Beratungsaktion teilzunehmen. Die Organisation vor Ort sowie die Bewerbung über gemein-

deeeigene Kanäle wird von den Gemeinden selbst durchgeführt. Zumeist finden die Beratungsgespräche oder Vorträge in den Räumlichkeiten der Gemeinde statt. Die wichtigsten Themen für die Gemeindebürger sind neben der Möglichkeit eines Lieferantenwechsels und dadurch entstehende Einsparungen die Überprüfung und Erklärung der Energierechnung, aber auch Fragen zu neuen Unternehmen und Produkten am Strom- und Gasmarkt.

Migrantenberatung

Auch im Jahr 2015 hat die E-Control ihre Beratungsoffensive für Bürger mit Migrationshintergrund erfolgreich weitergeführt. Bei diesen Beratungen werden in einem kurzen Vortrag die Tätigkeiten und Services der E-Control erklärt. Im Anschluss gibt es Informationen und Tipps rund um das Thema Energiesparen im Haushalt. Natürlich bleibt auch Zeit und Raum für Einzelberatungsgespräche. Teilweise werden diese Vorträge und Beratungen auch in die Muttersprache der Konsumenten konsekutiv übersetzt. Im Frühjahr und Herbst 2015 wurden 30 Vereine und Kulturzentren besucht.

Monitoring der Endkommunikationskanäle

Die E-Control Energie-Hotline

Die E-Control Energie-Hotline ist die zentrale Informationsstelle für alle Strom- und Gaskunden. Sie steht unter der Telefonnummer 0810 10 25 54 (zum Tarif von 0,044 Euro/Minute) zur Verfügung. Die Konsumenten haben die Möglichkeit, sich umfassend zu den Themen

eines liberalisierten Strom- und Gasmarktes aufklären und beraten zu lassen. In vielen Fällen ist die Hotline der erste Ansprechpartner für die Energiekonsumenten. Ein Großteil der Anfragen beantwortet und bearbeitet das Hotline-Team bereits direkt, fachspezifische Fragen müssen gegebenenfalls an die Experten und Expertinnen im Haus weitergegeben werden.

Von Januar bis Dezember 2015 wurden insgesamt 6.083 Anrufe von der Energie-Hotline bearbeitet. Im Vergleich zum Vorjahr gingen um 13% weniger Anrufe an der Hotline ein. Trotz neuer Unternehmer am Markt und dem Start der dritten Energiekostenstop-Aktion des Vereins für Konsumenteninformation verlief das Jahr 2015 vergleichsweise ruhig.

Neben der Möglichkeit, Auskünfte und Informationen telefonisch zu erhalten, können auch schriftliche Anfragen via Webformular, per E-Mail, aber natürlich auch postalisch an die Energie-Hotline der E-Control gerichtet werden. Dieses Service wird in den letzten Jahren verstärkt genutzt. Besonders komplexe Fragestellungen werden zunehmend in schriftlicher Form an die E-Control gerichtet. Im Jahr 2015 gingen 1.535 schriftliche Anfragen ein und wurden so rasch wie möglich telefonisch oder schriftlich beantwortet. Im Vergleich zum Vorjahr waren es um 7% weniger.

Wichtige Themen

Die häufigsten Gründe für einen Anruf oder eine schriftliche Anfrage bei der Energie-Hot-

line der E-Control waren neben Tarifikalkulationen vor allem Fragen zum Lieferantenwechsel und Energierechnungen.

Service rund um die Uhr

Die Energie-Hotline ist montags bis donnerstags von 08:30 bis 17:30 Uhr und freitags von 08:30 bis 15:30 erreichbar. Sollten Konsumenten jedoch außerhalb dieser Zeiten anrufen, erreichen sie einen Anrufbeantworter und haben die Möglichkeit, eine Nachricht und ihre Telefonnummer zu hinterlassen. Sie werden verlässlich am folgenden Arbeitstag zurückgerufen.

TÄTIGKEIT DER STREITSCHLICHTUNGSSTELLE

Entwicklungen im Berichtsjahr

Im Berichtsjahr haben sich wieder viele Strom- und Gaskunden zur Lösung ihrer Anfragen und Beschwerden an die Schlichtungsstelle der E-Control gewandt. Neben der Schlichtung von Streitigkeiten rund um die Strom- und Gasrechnung wird die Schlichtungsstelle als Anlaufstelle von Energiekonsumenten, die sich im Kontakt mit ihrem Energielieferanten oder Netzbetreiber nicht ausreichend über ihre Rechte und Pflichten informiert fühlen oder einfach allgemeine Fragen zum liberalisierten Strom- und Gasmarkt haben, genutzt.

Auskunfts- und Beratungsbedarf der Strom- und Gaskunden steigt stetig – Schlichtungsstelle und Informationsservice in einem

Neben der Verpflichtung nach § 26 E-ControlG, bei Streitigkeiten zwischen Endkunden

und Strom- und Gasunternehmen zu vermitteln, ist die E-Control nach § 22 Abs. 6 E-ControlG für die zentrale Information von Verbrauchern über deren Rechte und die aktuellen gesetzlichen Bestimmungen zuständig.

Die Tendenz, dass die Informations- und Aufklärungstätigkeit einen immer größeren Zeitaufwand in der Schlichtungsstelle erfordert, hat sich im Berichtsjahr weiter fortgesetzt. Beispielsweise werden von den Mitarbeiterinnen der Schlichtungsstelle – neben der schriftlichen Vermittlung bei Streitigkeiten – täglich zwischen 15 und 20 telefonische Beratungs- und Informationsgespräche geführt. Einige dieser Telefonate führen dann zu schriftlichen Beschwerden, weil aufgrund des dargestellten Sachverhaltes eine Klärung mit den betroffenen Netzbetreibern bzw. Lieferanten erforderlich ist.

Ergebnis vieler Streitschlichtungsverfahren – keine falschen Rechnungen, sondern mangelnde Aufklärung der Kunden durch die Unternehmen

Es zeigt sich, dass es bei vielen Kundenbeschwerden gar nicht so sehr um unrichtige Rechnungen oder sonstige Fehlleistungen der Unternehmen, sondern um die mangelnde Aufklärung und Information der Kunden in den Callcentern bzw. Kundenbetreuungsstellen der Unternehmen geht.

Erfahrungsgemäß versucht immer noch ein großer Teil der Kunden, Beschwerden vorweg mit den Unternehmen direkt zu lösen. Hier

zeigt sich einiges an Informationsdefizit bei den Mitarbeitern der Callcenter. Sehr schnell wird die telefonische Aufklärungsbemühung mit dem Kunden abgebrochen und ihm mitgeteilt, dass er sich an die Schlichtungsstelle der E-Control wenden soll. Bei den entsprechenden Telefonaten der Kunden mit den Mitarbeiterinnen der Schlichtungsstelle zeigt sich dann oft, dass es um einfache Verrechnungsfragen geht, welche mit ein wenig mehr Anstrengung bei den Unternehmen relativ einfach zu beantworten gewesen wären.

Der Verweis auf die Schlichtungsstelle ist dann korrekt, wenn es sich tatsächlich um ein Problem handelt, welches durch die Mitarbeiter der Kontaktstellen nicht (mehr) gelöst werden kann. In diesen Fällen besteht nach den gesetzlichen Bestimmungen sogar die Verpflichtung, Kunden über die Schlichtungsstelle der E-Control zu informieren. Wenn es aber nur darum geht, schwierigere Fragen bzw. Kunden durch Hinweis auf die Schlichtungsstelle abzuwimmeln, wurde der Sinn des verpflichtenden Verweises auf das Vermittlungsservice der E-Control missverstanden.

Neue Anbieter und Einmalrabatte – Informationsbedarf steigt

Im Berichtsjahr sind einige neue Lieferanten in den österreichischen Strom- und Gasmarkt eingetreten. Diese neuen Lieferanten versuchen mit Sonderrabatten – zumindest für einige Zeit –, im Tarifikalkulator zu den Bestbietern zu zählen, was einerseits den Wettbewerb am Markt belebt. Andererseits erfordert die (enorme) Höhe der Einmalrabatte aber

sehr viel Aufklärung, weil viele Kunden immer noch glauben, dass ihnen der hohe Rabatt längerfristig zur Verfügung steht und sie ihre Strom- bzw. Gaskosten mit einem einmaligem Lieferantenwechsel langfristig senken können.

Der Verein für Konsumenteninformation hat auf diese Entwicklung reagiert und im Rahmen der neuen Ausschreibungsaktion nur mehr Angebote ohne Einmalrabatte zugelassen. Es bleibt abzuwarten, wie diese neuen Produkte vom Markt angenommen werden.

Neue Anbieter beschweren sich über die Datenqualität und Teilbetragsvorschreibungen der Netzbetreiber beim/nach dem Lieferantenwechsel

Im Berichtsjahr haben einige neue Lieferanten die Voraussetzungen für die Belieferung von Kunden in Österreich erfüllt und ihre Geschäftstätigkeit aufgenommen. Der Großteil dieser Unternehmen legt dem Kunden gegenüber nur die Rechnung für die Energie. Die Netznutzungskosten werden vom Netzbetreiber direkt in Rechnung gestellt. In diesem Zusammenhang beschwerten sich neue Anbieter, dass sie einerseits von den Netzbetreibern unrichtige bzw. nicht vollständige Daten über den Jahresverbrauch vor dem Lieferantenwechsel erhielten und dadurch ihre eigenen Vorschreibungen über den reinen Energieteil an die Kunden nicht korrekt stellen können. Andererseits würden sich die neuen Kunden überdies bei den Lieferanten beschweren, weil die Teilbetragsvorschreibungen vom Netzbetrei-

ber höher als vor dem Lieferantenwechsel seien. Dadurch entstehe beim Kunden das Gefühl, dass er nach dem Lieferantenwechsel mehr als vor dem Lieferantenwechsel zu bezahlen hätte. Dieser Vorwurf der alternativen Lieferanten deckt sich mit einigen Kundenbeschwerden bei der Schlichtungsstelle, weswegen diese Fälle vorerst in einem Korrespondenzverfahren und in weiterer Folge möglicherweise in einem Missbrauchsverfahren gegen einzelne Unternehmen untersucht werden.

Schlichtungsstelle neu ab 2016

EU Richtlinie 2013/11/EU

über alternative Streitbeilegung

und die österreichische Umsetzung

Die Richtlinie sieht vor, dass für privatrechtliche Verträge zwischen Verbrauchern und Unternehmen für fast alle Branchen (mit wenigen Ausnahmen) flächendeckend alternative Schlichtungsstellen eingerichtet werden müssen. Die Verfahren vor diesen Schlichtungsstellen müssen bestimmten Qualitätsstandards entsprechen. In Österreich wurde die Richtlinie mit dem BG über alternative Streitbeilegung in Verbraucherangelegenheiten (Alternative-Streitbeilegung-Gesetz – AStG BGBl. I Nr. 105/2015) umgesetzt.

Im AStG werden die bereits bestehenden Schlichtungsstellen (z.B. Schlichtungsstelle der Energie-Control Austria, Telekom- und Postschlichtungsstelle der RTR) als Alternative Streitbeilegungsstellen (AS-Stelle) im Sinne des Gesetzes benannt. Für alle anderen nicht durch bestehende Schlich-

tungsstellen abgedeckten Bereiche wurde die Schlichtung für Verbrauchergeschäfte als sogenannte Auffangschlichtungsstelle eingerichtet.

Die österreichische Umsetzung

Die EU-Richtlinie über alternative Streitbeilegung in Verbraucherangelegenheiten wurde in Österreich durch das Alternative-Streitbeilegung-Gesetz BGBl. I Nr. 105/2015 – kurz AStG – umgesetzt. Dieses Gesetz gilt nur für Verfahren zwischen Konsumenten im Sinne des § 1 Konsumentenschutzgesetz, BGBl. Nr. 140/1979.

Die Schlichtungsstelle der E-Control besteht seit nunmehr fast 15 Jahren und führt ihre Tätigkeit anhand von im Jahre 2002 erstellten Verfahrensregeln zur Zufriedenheit von vielen Konsumenten und Konsumentinnen aus. Viele der im neuen AStG festgelegten Regelungen (faïres und transparentes Verfahren, unabhängige und unparteiische Vermittlung, Aufschiebung der Verjährung während des Verfahrens etc.) werden deshalb schon seit vielen Jahren praktiziert, sodass der Anpassungsbedarf an die neuen gesetzlichen Regelungen nur in geringem Ausmaß erforderlich ist. Eine wesentliche Änderung bezieht sich auf die Verpflichtung des Konsumenten, vor der Anrufung der Schlichtungsstelle einen Lösungsversuch mit dem Energieunternehmen anzustreben. Weitere Bestimmungen betreffen die Ernennung eines oder mehrerer Schlichter auf mindestens 3 Jahre und erweiterte Tätigkeitsberichte.

Notifikation der AS-Stelle

Die Schlichtungsstelle der E-Control wird in § 4 Abs. 1 Z1 AStG als Stelle zur alternativen Streitbeilegung (AS-Stelle) im Sinne dieses Gesetzes benannt. Damit ist sie verpflichtet, den strengen Qualitätskriterien des AStG bei der Vermittlungstätigkeit zwischen Unternehmen und Konsumenten zu entsprechen.

Die Schlichtungsstelle der E-Control ist eine durch das Bundesministerium für Arbeit, Soziales und Konsumentenschutz an die Europäische Kommission notifizierte Schlichtungsstelle. Zur leichteren Auffindbarkeit der jeweils zuständigen Schlichtungsstellen für Konsumenten in den jeweiligen Mitgliedstaaten wird die Europäische Kommission eine Website mit allen Links zu den Schlichtungsstellen einrichten. Auf dieser Website wird dann auch die Schlichtungsstelle der E-Control zu finden sein.

Noch mehr Informationen für Konsumenten im Schlichtungsverfahren

Aus Konsumentensicht muss der Kunde nach dem AStG noch ausführlicher und transparenter als bisher über das Schlichtungsverfahren informiert werden. So muss der Kunde beispielsweise gesondert informiert werden, wenn alle Unterlagen zur Bearbeitung der Beschwerde vorliegen. Bei Erstellung eines Lösungsvorschlages durch die Schlichtungsstelle muss der Kunde vor der Annahme des Vorschlages darauf hingewiesen werden, dass er den Lösungsvorschlag annehmen oder ablehnen kann. Weiters muss er über die Rechtswirkungen

der Annahme eines Lösungsvorschlages informiert werden.

Schlichtungsstelle zeigt Schwachstellen bei Regelungen für Strom- und Gaskonsumenten auf und macht Lösungsvorschläge

Die Berichtspflichten über die Tätigkeit der Schlichtungsstelle wurden ausgeweitet. Die Schlichtungsstelle hat über mögliche systematische oder signifikante Problemstellungen, die häufig auftreten und der Schlichtungsstelle im Rahmen von Kundenbeschwerden zur Kenntnis gelangen, jährlich zu berichten und gegebenenfalls Änderungsvorschläge in den gesetzlichen oder sonstigen Bestimmungen zu machen.

Verpflichtende Verwendung des AS-Stellenzeichens

Sofern die Schlichtungsstelle als AS-Stelle im Sinne des AStG (nur bei Konsumenten) tätig wird, muss sie verpflichtend das AS-Stellenzeichen, bestehend aus dem Bundeswappen und der Wortfolge „Staatlich anerkannte Verbraucherschlichtungsstelle“ führen.

Die Schlichtungsstelle der E-Control ist nach § 26 E-ControlG aber nach wie vor auch für Schlichtungsverfahren zwischen allen Marktteilnehmern und daher auch für Verfahren zwischen Netzbetreibern bzw. Lieferanten und Unternehmen zuständig.

Unabhängigkeit und Bestellung des Schlichters

Das AStG sieht vor, dass mit der Streitbeilegung eine natürliche Person bzw. auch ein Kollegialorgan betraut werden kann.

Der Vorstand der E-Control hat sich für die Ernennung von natürlichen Personen als Schlichter im Sinne des Gesetzes entschieden. Der Schlichter muss in seinen Entscheidungen unparteiisch und unabhängig sein, weswegen der bestellte Schlichter bzw. dessen Stellvertreter in Ausübung seiner Tätigkeit nach dem AStG auch an keine Weisungen des Vorstands der E-Control gebunden sein dürfen.

Die Bestellung hat auf mindestens drei Jahre zu erfolgen und die Abberufung kann nur aus den im Gesetz genannten Gründen (nicht nur vorübergehende Verhinderung an der Ausübung der Tätigkeit; Vorliegen von Tatsachen, die eine unabhängige und unparteiische Ausübung nicht mehr erwarten lassen) erfolgen.

Damit die Schlichtungsstelle tätig wird, reicht ein formloser, aber schriftlicher Streitschlichtungsantrag (per Post, Fax oder in elektronischer Form), der kurz das bisher Geschehene beschreibt und in der Beilage alle relevanten Unterlagen enthält. Ab 9.1.2016 muss der Beschwerdeführer glaubhaft machen, dass er vor Anrufung der Schlichtungsstelle einen Lösungsversuch mit dem Unternehmen angestrebt hat. Eine Beschwerde über Vorfälle, für welche der Lösungsversuch mit dem Unternehmen mehr als ein Jahr zurückliegt, oder über Entgelte, welche vor diesem Zeitpunkt fällig wurden, ist unzulässig. Dasselbe gilt für Streitigkeiten betreffend Forderungen, die gerichtlich oder verwaltungsbehördlich

anhängig sind, über welche bereits rechtskräftig entschieden wurde oder die bereits Gegenstand eines Streitschlichtungsverfahrens waren.

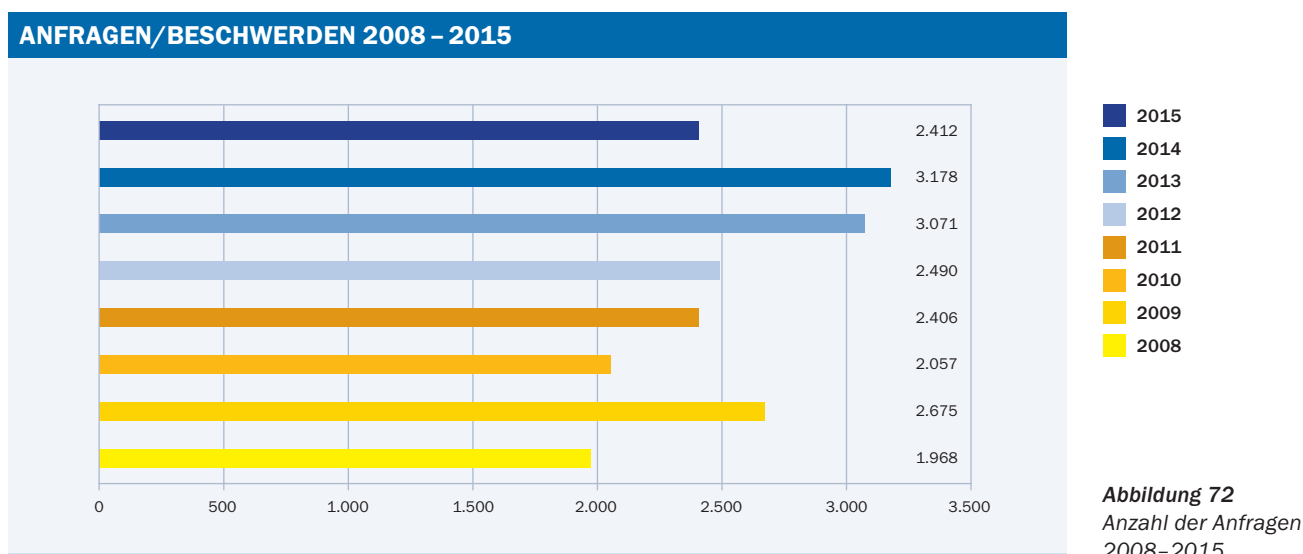
Nach genauer Überprüfung der eingegangenen Anfragen und Beschwerden entscheiden die Mitarbeiterinnen der Schlichtungsstelle, ob der Sachverhalt telefonisch oder durch einfachen E-Mail-Verkehr geklärt werden kann oder ob ein förmliches Streitschlichtungsverfahren eingeleitet wird.

Zahlen der Schlichtungsstelle 2015

Im Berichtszeitraum 1. Jänner 2015 bis 31. Dezember 2015 wurden insgesamt 2.412 schriftliche Anfragen an die Schlichtungsstelle gestellt. Im Vergleich zum Vorjahr ist bei der absoluten Anzahl der Beschwerden ein Rückgang zu verzeichnen. Grund dafür sind die hohen Beschwerdezahlen im Berichtsjahr 2014, welche im Speziellen im Zusammenhang mit der Änderung des Wechselregimes aufgetreten sind.

Eingangskanäle für Schlichtungsanfragen und Schlichtungsbeschwerden

Von den gesamten 2.412 Anfragen und Beschwerden wurden 188 auf postalischem Wege (Post oder Fax) und 2.224 auf elektronischem Wege (E-Mail-Adresse schlichtungsstelle@e-control.at oder office@e-control.at) eingebracht. Die Anzahl der Konsumenten und Konsumentinnen, die sich mit einem Brief oder einem Fax an die Schlichtungsstelle gewandt haben (sogenann-



Quelle: E-Control

te Offliner), ist im Vergleich zum Vorjahr von etwa 10% auf rund 8% gesunken. Das ist im Übrigen auch die Gruppe von Strom- und Gas-kunden, die bei der Auswahl von Lieferanten beim Lieferantenwechsel einige Schwierigkeiten hat, weil die günstigen Produkte normalerweise gleichzeitig sogenannte Online-Produkte sind. Für den Bezug dieser Produkte ist jedenfalls ein Internetzugang erforderlich, weil die gesamte Kommunikation mit dem Kunden (vom Vertragsabschluss bis zur Rechnung) nur online erfolgt.

Bei Beschwerden, wo Netzbetreiber und Lieferant betroffen waren, wurden Netzbetreiber und Lieferant einzeln erfasst. Vor allem bei

integrierter Rechnungslegung in Verbindung mit Rechnungslegungsfragen ist nach Erledigung der Beschwerde durch die Schlichtungsstelle nicht immer eindeutig klar, ob der Netzbetreiber oder der Lieferant den Anlass für die Beschwerde gegeben hat. Die Anzahl der Anfragen pro Unternehmen ist daher für sich allein genommen kein Indiz für gute oder schlechte Kundenbetreuungsqualität des jeweiligen Unternehmens. Da die Beschwerde in diesen Fällen sowohl dem Netzbetreiber als auch dem Lieferanten zugerechnet wurde, ist demzufolge die Gesamtanzahl der Beschwerden niedriger als die Gesamtanzahl der Beschwerden bei Netzbetreibern und Lieferanten zusammen.

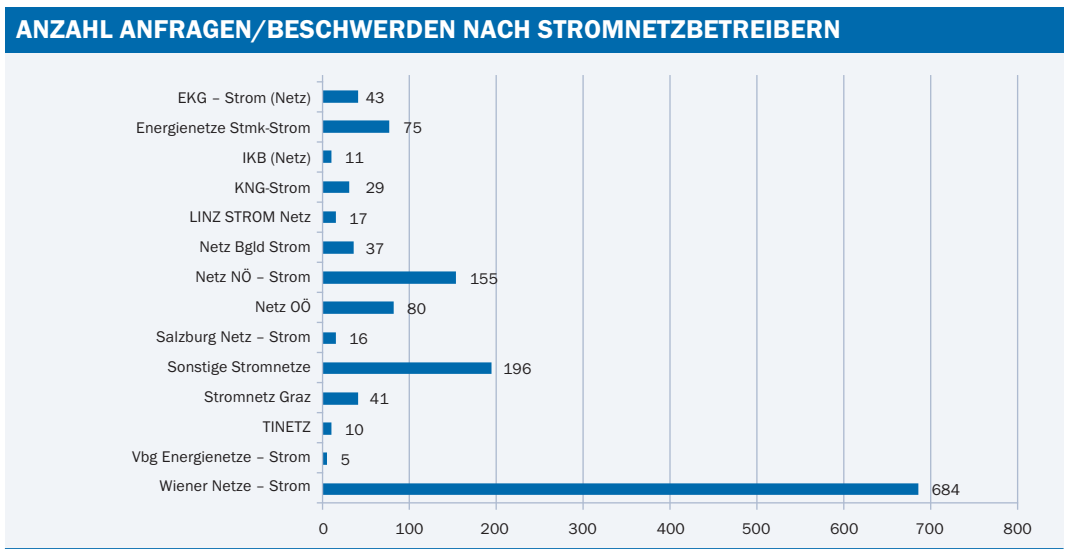


Abbildung 73
Anzahl der Anfragen/
Beschwerden nach
Stromnetzbetreibern

Quelle: E-Control

Wie schon in den Vorjahren ist bei der Interpretation der Anzahl der Beschwerden die Anzahl der Kunden der jeweiligen Unternehmen zu berücksichtigen. Darüber hinaus bleibt die Tatsache, dass die Schlichtungsstelle der E-Control in Ostösterreich bekannter ist als in Westösterreich und sich damit beispielsweise mehr Kunden der Netz Niederösterreich GmbH bzw. der Wiener Netze GmbH an die Schlichtungsstelle wenden als etwa Kunden der TIWAG bzw. VKW, bestehen. Die größte Anzahl an Anfragen und Beschwerden langte von Wiener Netzen, gefolgt von Netz Niederösterreich, Netz Oberösterreich und den Energienetzen Steiermark ein. Am seltensten beschwerten

sich Kunden der Vorarlberger Energienetze, der TINETZ bzw. der IKB.

Bei den Gasnetzbetreibern zeigt sich ein ähnliches Bild wie bei den Stromnetzbetreibern. Die meisten Anfragen und Beschwerden langten von Wiener Netzen ein, gefolgt von Netz Niederösterreich, Oberösterreich Ferngas Netz und Linz Gasnetz. Bei der Anzahl der Beschwerden im Gasbereich ist darüber hinaus zu berücksichtigen, dass die Anzahl der Haushalte, die Gas beziehen, in Wien und Niederösterreich wesentlich höher ist als etwa in Vorarlberg oder Tirol.

Bei den von den Anfragen und Beschwerden betroffenen Stromlieferanten spiegelt sich

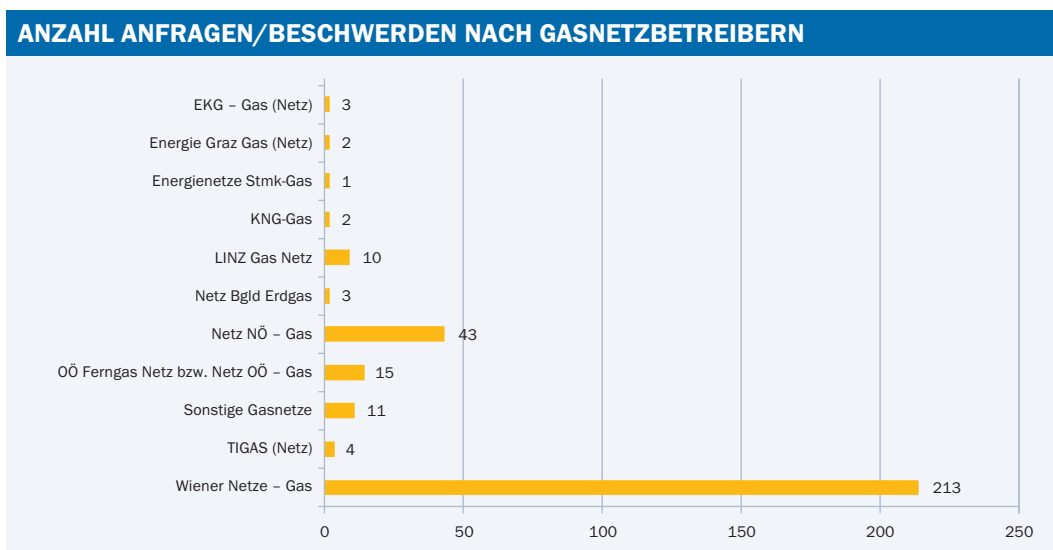


Abbildung 74
Anzahl der Anfragen/
Beschwerden nach
Gasnetzbetreibern

Quelle: E-Control

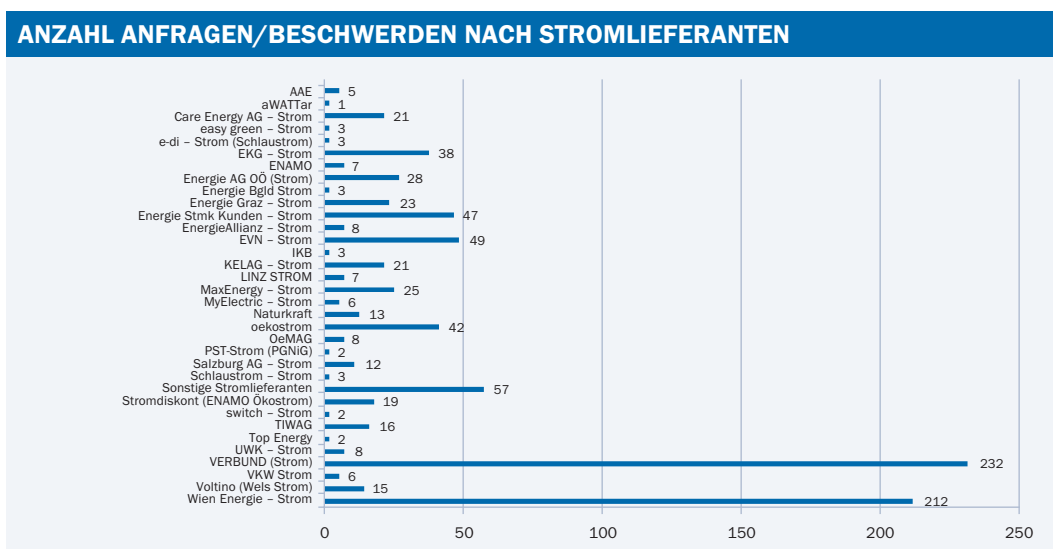


Abbildung 75
Anzahl der Anfragen/
Beschwerden nach
Stromlieferanten

Quelle: E-Control

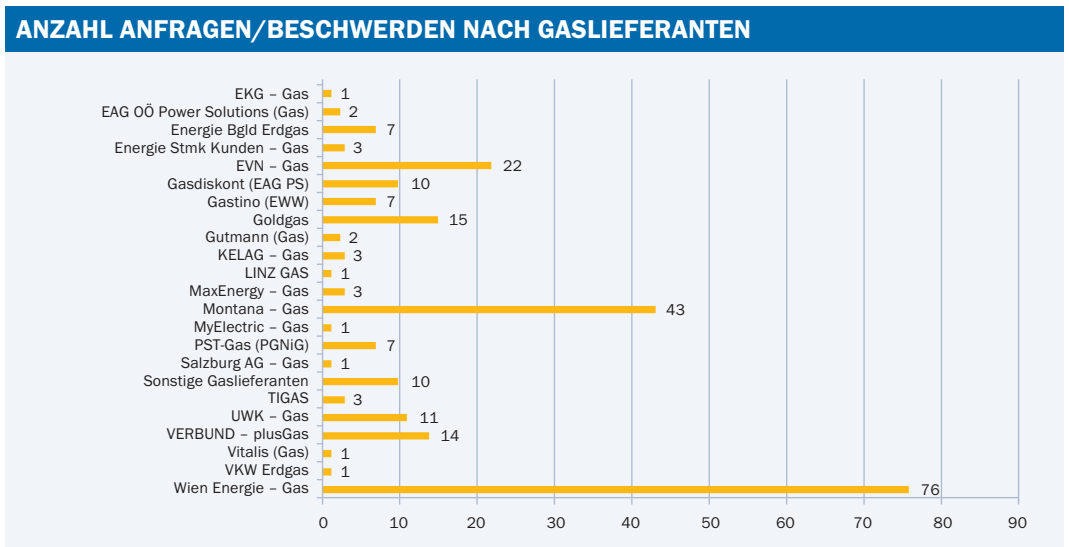


Abbildung 76
Anzahl der Anfragen/
Beschwerden nach
Gaslieferanten

Quelle: E-Control

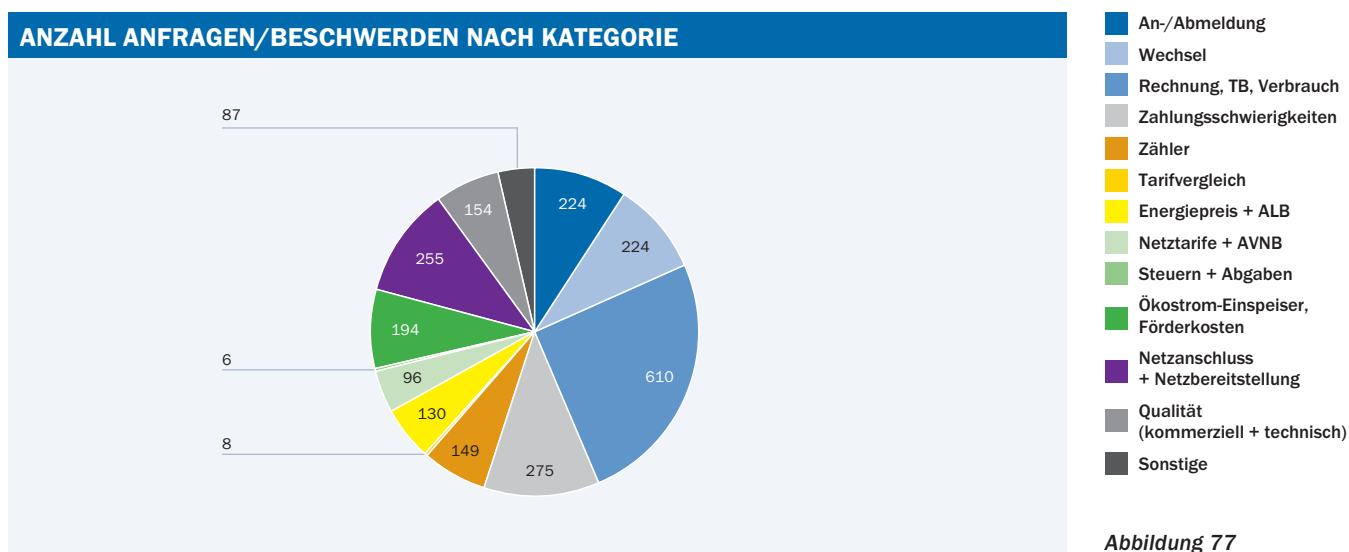
die jeweilige Anzahl der Kunden bei den einzelnen Unternehmen wider. Verbund AG Kunden haben das Service der Schlichtungsstelle im Berichtsjahr mit 232 Anfragen unter den Lieferanten am meisten genutzt, was wiederum damit zusammenhängt, dass Verbund der Alternativlieferant mit der größten Kundenanzahl ist.

Seitens der Energielieferanten im Gasbereich wurde die Unterstützung der Schlichtungsstelle am häufigsten von Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG Kunden benötigt. Dass sich viele Kunden von alternativen Anbietern an die Schlichtungsstelle wenden, zeigt einerseits, dass diese Lieferanten am Markt aktiv

sind, andererseits aber auch, dass in Sachen Service und Abwicklung noch Verbesserungsbedarf besteht.

Themen der Schlichtungsstelle 2015

Die wichtigsten Themen, die zu Kundenbeschwerden bei der Schlichtungsstelle führen, bleiben über die Jahre gesehen mehr oder weniger immer die gleichen. Lediglich bei der zahlenmäßigen Verteilung der Anfragen und Beschwerden auf die einzelnen Themen gibt es jährlich unterschiedliche Schwerpunkte. Zu den Dauerthemen bei der Schlichtungsstelle zählen der Lieferantenwechsel, Probleme bei An- und Abmeldung bei Einzug in eine neue Wohnung, (auf den ersten Blick)



Quelle: E-Control

Abbildung 77
Anfragen/Beschwerden bei der Schlichtungsstelle nach Themen

unerklärliche Verbrauchssteigerungen und Zahlungsschwierigkeiten (Abschaltungen, Mahnungen, Inkasso), Ökothemen (Fragen zur Einspeisung und Abrechnung von kleinen PV-Anlagen und zur Ökostrompauschale), Fragen zu Netznutzungstarifen, Steuern und Abgaben sowie Probleme beim Erlangen der Grundversorgung.

Daneben gibt es aber während des Jahres immer wieder Beschwerdegründe, die eine kleinere Anzahl von Kunden betreffen. Für diese Fragen können dann meistens mit den Unternehmen kurzfristig Lösungen gefunden werden, sodass es dazu keine Beschwerden mehr gibt. Beispiele dafür sind „Anlauf-

schwierigkeiten“ bei einzelnen neuen Anbietern in der Abwicklung von neuen Verträgen bzw. der Erstellung der ersten Rechnungen bzw. Teilbetragsvorschreibungen.

An- und Abmeldungen und Abschaltungen (wegen Prozessproblemen) – teilweise Verbesserungen gegenüber dem Vorjahr durch Einführung des Belieferungswunsches

Die Beschwerden zu den An- und Abmeldungen und insbesondere die damit im Zusammenhang stehenden Abschaltungen zählten eindeutig zu den aus Sicht aller Beteiligten (Kunde, Netzbetreiber, Lieferant und Schlichtungsstelle) am wenigsten erfreulichen Kontakten im Berichtsjahr. Beschwerden bei der

Abwicklung dieser Prozesse über die Wechselplattform sind deshalb so erstaunlich, weil es sich dabei um ganz normale Prozesse im Rahmen der Übersiedlung eines Netz- bzw. Energiekunden handelt, diese Vorgänge einige Hunderttausende Mal pro Jahr durchgeführt werden und noch nicht einmal notwendigerweise mit der Wahl eines alternativen Lieferanten zu tun haben.

Die Abschaltungen erfolgten meistens deshalb, weil die zeitsynchrone Abmeldung des alten Kunden und die Anmeldung des neuen Kunden nicht funktionierten. Gründe dafür waren immer wieder Datenabstimmungsprobleme zwischen Netzbetreibern und Lieferanten und schlussendlich sehr oft die mangelnde Kommunikation zwischen diesen beiden Marktteilnehmern. Die schlechte Kommunikation zwischen Netzbetreibern und Lieferanten wirkte sich im Falle der Abschaltung insofern zum Schaden des Kunden aus, als dieser bei seinem Bemühen um Wiedereinschaltung der Anlage zwischen Netzbetreiber und Lieferant hin- und hergeschickt wurde, weil gegenüber dem Kunden immer ein Fehlverhalten des jeweils anderen behauptet wurde. Anzumerken ist hierbei noch, dass von einigen wenigen (aber von der Kundenanzahl her großen) Netzbetreibern Wiedereinschaltfristen von bis zu 14 Tagen angeboten wurden, was natürlich für Kunden, die ohne Stromversorgung sind, absolut inakzeptabel ist.

Dank des größtenteils guten direkten Kontaktes der Schlichtungsstelle zum Beschwerdemanagement der einzelnen Unternehmen

konnte die Wiedereinschaltung in den meisten Fällen noch am Tag des Eingangs der Beschwerde bei der Schlichtungsstelle bzw. spätestens am nächsten Tag erreicht werden.

Im Vergleich zum Vorjahr sind die Probleme mit Abschaltungen bei An- und Abmeldungen leicht zurückgegangen. Grund dafür dürfte die mit 1. November 2014 im Rahmen der Wechselverordnung 2014 in Kraft getretene Bestimmung zum Belieferungswunsch sein. Gemäß dieser Regelung hat der Kunde bei der Anmeldung die Möglichkeit, seinem Netzbetreiber mitzuteilen, dass er von einem alternativen Lieferanten versorgt werden möchte. In diesem Fall muss der Netzbetreiber einen Datensatz mit genauen Kundendaten an den Lieferanten übermitteln, sodass dieser die Anmeldung bereits mit abgestimmten Kundendaten starten kann und die Probleme wegen falscher Daten wegfallen.

Lieferantenwechselprozess funktioniert gut
Im Berichtsjahr konnte festgestellt werden, dass der in der Wechselverordnung 2014 geregelte Prozess nunmehr gut funktioniert. Die Beschwerden aus dem Vorjahr, wonach der Kunde nach Übermittlung des Wechselantrages nicht mehr wusste, wer aktuell sein Lieferant ist, weil er auf seinen Wechselantrag hin teils widersprüchliche Informationen von Netzbetreiber und Lieferanten erhielt, sind im Berichtsjahr ausgeblieben. Allerdings geben die Teilbetragsvorschreibungen nach dem Wechsel nach wie vor Grund zur Beschwerde. Wie eingangs bereits erwähnt, führte die Höhe der Teilbetragsvorschreibungen nicht

nur bei den betroffenen Kunden, sondern auch bei den alternativen Lieferanten zu Beschwerden.

Teilbetragsberechnungen noch immer intransparent – § 81 Abs. 5 EIWOG 2010 bzw. § 126 Abs 6 GWG 2011 nur mangelhaft umgesetzt

Die Höhe der Teilbetragsberechnungen – insbesondere nach dem Lieferantenwechsel – ist und bleibt ein Dauerthema.

Teilbetragsprobleme gab es sowohl nach dem Lieferantenwechsel als auch bei den Berechnungen im Rahmen der normalen Jahresabrechnung.

Bei den Berechnungen nach dem Lieferantenwechsel beschwerten sich Kunden sowohl über den Netzbetreiber als auch den Lieferanten, wobei in den meisten Fällen Auslöser der Beschwerde der Netzbetreiber war, weil die im Rahmen des Wechselprozesses übermittelten Jahresverbrauchswerte unrichtig waren und damit der Teilbetrag durch den Lieferanten (meistens) zu hoch berechnet wurde. In der Schlichtungsstelle sind auch Fälle bekannt, wo bei getrennter Rechnungslegung nach dem Lieferantenwechsel wesentlich höhere Beträge vorgeschrieben wurden als vor dem Wechsel, obwohl sich an der Netznutzung nichts geändert hatte.

Auch bei den Jahresabrechnungen ist oftmals unklar, warum bei gleichbleibendem Verbrauch wesentlich höhere Teilbeträge als im Vorjahr vorgeschrieben werden. Beispiels-

weise wird bei Nachverrechnungen von Verbrauchsmengen (weil der Zählerstand in den Vorjahren zu niedrig geschätzt wurde und daher nach der Ablesung für die Jahresabrechnung Verbrauchsmengen aus den Vorjahren in Rechnung gestellt werden) der Teilbetrag für das kommende Abrechnungsjahr auf Basis dieser viel zu hohen Verbrauchswerte errechnet. Weitere Intransparenzen ergeben sich vor allem im Gasbereich, weil hier bei der Verbrauchsschätzung für das kommende Jahr das temperaturgewichtete Standardlastprofil herangezogen wird und dieser Wert vom Kunden aufgrund seiner Komplexität nur sehr schwer nachvollziehbar ist.

§ 81 Abs. 5 EIWOG 2010 bzw. § 126 Abs. 6 GWG 2011 sehen vor, dass die der Teilbetragsberechnung zugrundeliegende Menge in kWh dem Kunden schriftlich oder auf dessen Wunsch elektronisch mitzuteilen ist. Das bedeutet, dass die für die Teilbetragsberechnung herangezogene Verbrauchsmenge sowohl auf der Jahresabrechnung als auch der (ersten) Teilbetragsvorschreibung nach dem Lieferantenwechsel anzugeben ist. Die Bestimmungen wurden von der E-Control aufgrund vieler Beschwerden in Bezug auf die Teilbetragsberechnungen vorgeschlagen und gesetzlich umgesetzt, um vor allem den gewechselten Kunden einen transparenten Überblick über die Teilbetragsberechnung nach dem Wechsel zu ermöglichen. Beobachtungen der Schlichtungsstelle zeigen, dass diese Bestimmung von einigen (von der Kundenanzahl her) großen Unternehmen nicht umgesetzt wurde. Es ist davon auszugehen,

dass gegen die betroffenen Unternehmen demnächst Verfahren eingeleitet werden.

Viele Fragen rund um Rechnungen

Die Rechnungsüberprüfung ist ein sehr beliebtes Kundenservice der E-Control, welches von vielen Kunden genützt wird. Nicht zuletzt aufgrund der vielen gesetzlich vorgeschriebenen Informationen auf den Strom- und Gasrechnungen ist der Aufklärungsbedarf seitens der Kunden anhaltend groß.

Ausgangspunkt für eine Beschwerde über die Rechnungshöhe bei den Kunden ist meistens ein im Vergleich zum Vorjahr wesentlich höherer Verbrauch in kWh und/oder eine betragsmäßig höhere Rechnung als im Vorjahr. Eine zentrale Frage bei Verbrauchssteigerungen ist immer wieder die Art der Zählerstandsermittlung. Die Schlichtungsstelle kann hier nur die Form der Zählerstandsermittlung (rechnerische Ermittlung, Selbstablesung oder Ablesung durch den Netzbetreiber) überprüfen und bei ordnungsgemäßer Ablesung empfehlen, den Zähler vom Netzbetreiber überprüfen zu lassen. Hinsichtlich der Zählerstandsermittlung bei unterjährigen Verbrauchsabgrenzungen (etwa aufgrund von Energiepreis- oder Netznutzungstarifveränderungen) empfiehlt die Schlichtungsstelle den Kunden, die Zählerstände bekannt zu geben, da ansonsten eine rechnerische Ermittlung durch den Netzbetreiber erfolgt.

Nachverrechnungen (von bereits in den Vorjahren verbrauchten Strom- und Gasmengen) sind ein häufiger Beschwerdegrund bei Rech-

nungen. Gründe sind rechnerisch zu niedrig ermittelte Zählerstände, weil etwa der Zutritt zur Kundenanlage nicht möglich war oder weil der Kunde (für den Netzbetreiber angeblich unplausibel) Zählerstände gemeldet hatte. Bei manchen Netzbetreibern ist die Plausibilitätsprüfung sogar so eingestellt, dass der Verbrauch anhand des Verbrauches des Vormieters geprüft wird und das Verbrauchsverhalten des neuen Mieters überhaupt nicht abgefragt wird. Verbraucht der Nachmieter beispielsweise viel mehr Energie als der Vormieter, kann es passieren, dass nachweislich gemeldete Zählerstände für unplausibel (weil zu hoch) erachtet werden und nur ein niedrigerer Verbrauch in Rechnung gestellt wird. Bei der nächsten Ablesung durch den Netzbetreiber wird dieser Fehler aufgedeckt und es kommt zu unangenehmen Nachverrechnungen für den Kunden. In den meisten Fällen erfolgen diese Nachverrechnungen aber innerhalb einer Frist von 3 Jahren ab dem Zeitpunkt, wo die Energie tatsächlich verbraucht wurde, sodass diese Forderung auch noch nicht verjährt ist.

Zahlungsschwierigkeiten und Grundversorgung

Leider gibt es nach wie vor Kunden, die ihre Rechnung überhaupt nicht oder nicht pünktlich bezahlen können. Die Schlichtungsstelle wird in Normalfall erst bei Erhalt eines Schreibens eines Inkassobüros oder bei der Abschaldrohung durch den Netzbetreiber kontaktiert. Während die Schlichtungsstelle früher bei den Unternehmen nur um eine weitere Stundung der offenen Beträge bzw.

um eine Ratenvereinbarung ersuchen konnte, besteht nunmehr mit den Regelungen zur Berufung auf die Grundversorgung gemäß § 77 EIWOG 2010 und § 124 GWG 2011 ein wirksames Instrument, die Abschaltung der Kundenanlage zu verhindern.

Die Erfahrungen der Schlichtungsstelle zeigen, dass die Unternehmen (mit einigen Ausnahmen) das Instrument der Grundversorgung inzwischen weitgehend „akzeptiert“ haben und dem Kunden bei Berufung auf die Grundversorgung keine zusätzlichen Stolpersteine mehr in den Weg legen. Das zeigt sich unter anderem darin, dass – abgesehen von der Übermittlung eines Mustertextes für die Berufung auf die Grundversorgung an den Kunden – im Normalfall keine weitere Intervention bei Netzbetreibern und Lieferanten durch die Schlichtungsstelle erforderlich ist, um den Kunden zu seinem Recht zu verhelfen. Allerdings wissen noch immer sehr wenige Kunden über die Grundversorgung Bescheid bzw. weisen die Unternehmen ihre Kunden auch nicht aktiv auf diese Möglichkeit hin.

Fragen zur kommerziellen und technischen Qualität der Netzdienstleistungen

Es ist festzustellen, dass Strom- und Gaskunden vor allem im Hinblick auf die kommerzielle Dienstleistungsqualität eine höhere Sensibilität entwickeln, als dies in den vergangenen Jahren der Fall war. Es geht um Fragen, wie Termine vereinbart und eingehalten werden, wie rasch auf Kundenanfragen bzw. Beschwerden reagiert wird, ob Rechnungs-

legungsfristen eingehalten werden bzw. wie verständlich Rechnungen und Teilbetragsvorschreibungen von Netzbetreibern und Lieferanten sind.

Neben dem Preis wird die anstandslose Abwicklung von Wechsel und Rechnungslegung damit – neben einer konkurrenzfähigen Preisgestaltung – immer mehr zu einem wesentlichen Entscheidungskriterium für Kunden in Bezug auf die Lieferantenauswahl. Dies zeigen auch die regelmäßigen Kundenanfragen zur Abwicklungsqualität von neuen Anbietern bei der Schlichtungsstelle.

Fragen zu Netzanschluss- und Netzbereitstellungskosten

Die Anzahl der Anfragen zu diesem Themenkomplex blieben auch im Berichtsjahr konstant hoch. Waren im Vorjahr bereits sehr viele Fragen im Zusammenhang mit dem Neuanschluss bzw. der Erweiterung von Photovoltaikanlagen zu klären, so hat sich dieser Trend im Berichtsjahr fortgesetzt. Den zweiten großen Themenblock neben den PV-Anlagen bilden die Anfragen zur Nachverrechnung von Netzbereitstellungsentgelt im Netzbereich Wien.

Im Folgenden wird auf die Kundenanfragen und Beschwerden der zwei größten Netzbetreiber Wiener Netze und Netz Niederösterreich und auf sechs Lieferanten – Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG, EVN Energie Vertrieb & Co KG, Montana, Verbund, Energie Klagenfurt GmbH und Stadtwerke Klagenfurt AG – eingegangen und über die Qualität der Zusammenarbeit mit der Schlichtungsstelle berichtet.

Wiener Netze GmbH

Rund 15% der Beschwerden bei Wiener Netze GmbH bezogen sich auf die An- und Abmeldung im Rahmen eines Wohnungswechsels. Von den insgesamt 130 Beschwerden zu Ab- und Anmeldungen wurden in 17 Fällen die Anlagen auch tatsächlich abgeschaltet. Der Grund für die Probleme bei diesen Prozessen lag nach den bisherigen Erfahrungen der Schlichtungsstelle darin, dass der An- und Abmeldeprozess zeitlich nicht aufeinander abgestimmt durchgeführt wurde und die manchmal (schlechte) Kommunikation zwischen Netzbetreiber und Lieferanten auf Kosten des Kunden ausgetragen wird. Bei jeder Abschaltung bzw. jedem An- und Abmeldefall ist immer auch ein Lieferant betroffen und es zeigte sich, dass sich auch die Lieferanten nicht immer ganz regelkonform verhalten.

Weitere Beschwerden bezogen sich auf die nicht zeitgleiche Beendigung des Energie- und des Netznutzungsvertrages bei einem Auszug aus einer Wohnung. Beispielsweise zog ein Kunde aus einer Wohnung aus und gab dem Lieferanten das Auszugsdatum und den Zählerstand bekannt. Der Lieferant meldete den Kunden mit dem gewünschten Datum über die Wechselplattform ab und gab den Zählerstand weiter. Da der Kunde bei Wiener Netzen gemäß den Allgemeinen Verteilernetzbedingungen bei Auszug aus einer Wohnung eine zweiwöchige Kündigungsfrist hat, übermittelten Wiener Netze trotz Vorliegens des Zählerstandes und der Abmeldung durch den Lieferanten dem Kunden einen Termin über die Ablesung des Zählerstandes

– mit einem Datum, welches 14 Tage in der Zukunft lag. Kunden erhielten die Endabrechnung und beschwerten sich verständlicherweise darüber, dass das Abmeldedatum und die Zählerstände mit dem Datum des Wohnungsauszuges nicht übereinstimmten. Eine Lösung des Problems könnte wohl nur durch die Abstimmung (bzw. Abschaffung) der Kündigungsfrist in den Verteilernetzbedingungen erreicht werden.

Beschwerden gab es bei Wiener Netzen vor allem auch wegen der Teilbetragsberechnung bei der ersten Jahresabrechnung nach dem Lieferantenwechsel. Wiener Netze legen auch bei einer getrennten Rechnungslegung beim Lieferantenwechsel jedenfalls ein sogenanntes neues „Vertragskonto“ an, was bedeutet, dass die Verbrauchshistorie zum alten Vertragskonto verloren geht. Bei der ersten Jahresabrechnung nach dem Wechsel wird der zukünftige Teilbetrag dann auf Basis eines verkürzten Zeitraumes in unrichtiger Höhe berechnet, obwohl in Wirklichkeit eine Verbrauchshistorie zu dem Kunden über mehrere Jahre vorliegt. Diese Vorgangsweise wird in der Zwischenzeit in einem Korrespondenzverfahren untersucht.

Bei den Beschwerden zur Verbrauchshöhe hat sich im Berichtsjahr im Vergleich zum Vorjahr nichts Wesentliches geändert. Rund ein Drittel der Beschwerden entfiel auf Fragen zur Verbrauchshöhe und hier insbesondere die Nachverrechnung von Gas- bzw. Stromverbrauchsmengen. Hier zeigte sich, dass die Feststellung der Jahresverbrauchswerte nach

wie vor oft durch rechnerische Ermittlung erfolgte, sei es weil der Zutritt zur Kundenanlage nicht möglich war oder weil ein Ableseversuch generell nur alle 3 Jahre erfolgte. Anzumerken ist hier, dass die rechnerische Ermittlung an einer Anlage nur dann zulässig ist, wenn der Kunde keine Selbstablesekarte zurückschickt und ein Ableseversuch des Netzbetreibers erfolglos blieb. Aus einigen Stellungnahmen von Wiener Netze ist ersichtlich, dass dieser verpflichtende Ableseversuch nicht immer durchgeführt wird. All diese Gründe führen dazu, dass dem Kunden in einem oder sogar in zwei aufeinanderfolgenden Abrechnungszeiträumen ein zu niedriger Verbrauch in Rechnung gestellt wird und im dritten Verrechnungszeitraum dann die in den davorliegenden Zeiträumen zu wenig in Rechnung gestellte Energie zur Nachverrechnung kommt.

Ein weiteres Dauerthema betrifft die Nachverrechnung von Netzbereitstellungsentgelt für Haushaltskunden. Wiener Netze GmbH verlangt (im Einklang mit den Allgemeinen Verteilernetzbedingungen) bei Überschreitung der Verbrauchsgrenze von 9.000 kWh/Jahr die Nachzahlung von Netzbereitstellungsentgelt für 3 kW. Diese Maßnahme führte und führt nach wie vor zu viel Unverständnis bei den betroffenen Kunden; die Schlichtungsstelle kann Kunden in die-sen Fällen nur über die Verwendung des Netzbereitstellungsentgelts für den Ausbau der vorgelagerten Netzebenen aufklären. Hier wäre eine bessere Kommunikation bzw. Aufklärung der Kunden durch Wiener Netze wünschenswert.

Die Zusammenarbeit mit dem Beschwerdemanagement von Wiener Netzen GmbH funktioniert sehr gut. Vor allem die Reaktion auf Beschwerden bei zeitkritischen Situationen wie z.B. Abschaltungen erfolgt immer sehr rasch und unser Ansprechpartner bei Wiener Netzen ist sehr bemüht, eine rasche Wiedereinschaltung der Anlage zu erreichen.

Netz Niederösterreich GmbH

Traditionell relativ viele Anfragen gibt es bei Netz Niederösterreich GmbH jedes Jahr zu neuen Netzanschlüssen bzw. zu Leistungserhöhungen von bestehenden Netzanschlüssen. Oftmals stehen diese Anfragen im Zusammenhang mit der Errichtung bzw. der Erweiterung von Photovoltaikanlagen. Bei der Verrechnung von Einspeisungen aus Photovoltaikanlagen gibt es immer wieder Beschwerden, weil es Auffassungsunterschiede über den Zeitpunkt der Fertigstellung und Anmeldung der Anlage zwischen Netz Niederösterreich und dem Kunden gibt.

Häufige Beschwerden betreffen bei Netz Niederösterreich das Thema Grundversorgung. Im Vergleich zu den Vorjahren wird das Konzept der Grundversorgung in der Zwischenzeit (auch von den Mitarbeitern der einzelnen Bezirksstellen) akzeptiert. Bei der Abwicklung des Prozesses besteht aber immer noch der Eindruck, dass man es dem Kunden möglichst schwierig machen will, zu seinem Recht zu kommen. So wurde beispielsweise in einem Fall die Anmeldung durch einen alternativen Lieferanten im Rahmen der Grundversorgung mit der Begründung abgelehnt, dass

es an der Anlage bereits einen bestehenden Vertragspartner gäbe. Dass es sich bei dem bestehenden Vertragspartner aber ohnehin um jene Person handelte, die sich auf die Grundversorgung berief, teilte man dem alternativen Lieferanten allerdings nicht mit, was wiederum die Einschaltung der Anlage verzögerte.

Eine telefonische Kontaktaufnahme mit unserem im Rahmen der Schlichtungstätigkeit nominierten Ansprechpartner ist wie auch in den vorangegangenen Jahren in nur wenigen Ausnahmefällen möglich. Die eingehenden schriftlichen Stellungnahmen erfordern in vielen Fällen weitere Rückfragen, weil Fragen manchmal gar nicht oder widersprüchlich beantwortet werden.

Verbund AG

Neben dem Netzbetreiber Wiener Netze GmbH betrafen sehr viele Beschwerden zu An- und Abmeldungen Verbund AG. Verbund AG hat auf die vielen Beschwerden zu Abschaltungen im Rahmen von An- und Abmeldungen insofern reagiert, als auf den Anträgen zur Kundenanmeldung bereits die Formulierung für den Belieferungswunsch angedruckt wird, sodass sich Kunden bei Schwierigkeiten mit diesem Formular direkt an den Netzbetreiber wenden können. In allen Fällen von Abschaltungen im Zusammenhang mit der An- und Abmeldung legte die Schlichtungsstelle den Fokus auf eine möglichst rasche Wiedereinschaltung der Anlage für den Kunden. Ob der Netzbetreiber oder der Lieferant bei der Durchführung des Pro-

zesses den Fehler gemacht hatte, konnte nur sehr selten eruiert werden.

Wie im Vorjahr beschwerten sich auch im Berichtsjahr viele Verbund AG Kunden über die Berechnung des Neukundenbonus. Es gibt von Verbund AG noch immer keine transparente Beschreibung, wie und wann der Neukundenbonus von z.B. 4 Monaten exakt bei der Rechnungslegung berücksichtigt wird. Wenn beispielsweise der Kunde im April seinen Gasversorger gewechselt hatte und im September die erste Jahresabrechnung nach dem Wechsel gelegt wurde, zog man den geringen Verbrauch von April bis September für die Hochrechnung des Jahresverbrauches heran, was logischerweise zu einem sehr niedrigen Bonus und in der Folge zu Kundenbeschwerden geführt hat.

Die Beschwerden wegen verspäteter Rechnungslegung haben sich im Berichtsjahr reduziert, sodass es nur mehr vereinzelt Kundenanfragen zu diesem Thema gibt.

Die Zusammenarbeit mit Verbund AG funktioniert sehr gut. Die Stellungnahmefristen zu den Anfragen und Beschwerden bewegen sich nach Verzögerungen im Vorjahr wieder im vorgeschriebenen Rahmen von zwei Wochen.

Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG

Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG Beschwerden betrafen vor allem Probleme bei der An- und Abmeldung von Kunden und Fragen zur Nachverrechnung von Verbrauchsmengen. Bei den Nachverrechnungen war

Wien Energie Vertrieb nur mittelbar betroffen, weil Auslöser der Beschwerde eigentlich eine falsche oder mangelhafte Zählerstandsermittlung beim Netzbetreiber Wiener Netze GmbH war. Wie bereits oben angeführt, war bei den Beschwerden zu An- und Abmeldungen bzw. Abschaltungen nur selten feststellbar, ob der Netzbetreiber oder der Lieferant im konkreten Fall Auslöser für die Beschwerde gewesen war.

Die Zusammenarbeit mit Wien Energie Vertrieb im Rahmen der Schlichtungstätigkeit ist sehr gut.

EVN Energievertrieb GmbH & Co KG

Mehr als ein Drittel der Beschwerden bei EVN Energievertrieb GmbH & Co KG betrafen die Themen An- und Abmeldung, Abschaltung, Grundversorgung, Mahnung und Inkasso.

Das Beschwerdemangement des Netzbetreibers und des Energielieferanten werden im EVN Konzern nach wie vor von den gleichen Personen betreut. Wie schon bei Netz Niederösterreich angeführt, ist es gerade in den Fällen der Abschaltung und der Berufung auf die Grundversorgung, wo es um rasche und effiziente Hilfe für den Kunden geht, bedauerlich, dass bei Anrufen durch die Mitarbeiterinnen der Schlichtungsstelle die zuständige Person telefonisch so gut wie nie erreichbar ist.

Montana Energie-Handel AT GmbH

Die Anzahl der Beschwerden war im Berichtsjahr mehr oder weniger gleichmäßig

auf die einzelnen Beschwerdegründe verteilt. Probleme gibt es immer noch mit der Berechnung der Teilbeträge nach dem Lieferantenwechsel, wobei in einigen Fällen davon auszugehen ist, dass Auslöser der Beschwerde eine nicht korrekte Datenübermittlung durch den Netzbetreiber ist. Einige Anfragen gab es auch zur verspäteten Rechnungslegung.

Die Zusammenarbeit zwischen der Schlichtungsstelle und dem Beschwerdemangement von Montana ist als ausgezeichnet zu bezeichnen. Positiv hervorzuheben ist, dass die Rückmeldungen auf Schlichtungsanfragen grundsätzlich in ein oder zwei Tagen erfolgen und dann das Kundenanliegen meistens schon direkt mit dem Kunden gelöst wurde.

Energie Klagenfurt GmbH

(als Netzbetreiber und Lieferant)

Mehr als 50% der insgesamt rund 80 Anfragen bei Energie Klagenfurt GmbH betrafen Abschaltungen, Berufung auf die Grundversorgung sowie Mahnung und Inkasso. Vor allem beim Thema Grundversorgung musste die Schlichtungsstelle einige Aufklärungsarbeit leisten, damit bei Berufung auf die Grundversorgung durch den Kunden seitens der Energie Klagenfurt die entsprechenden Schritte gesetzt wurden.

Die Zusammenarbeit zwischen Schlichtungsstelle und dem Beschwerdemangement ist grundsätzlich gut.

IKT- UND CYBER-SICHERHEIT FÜR BETREIBER KRITISCHER INFRASTRUKTUR IM STROM- UND GASBEREICH

Unternehmen der Elektrizitäts- und Erdgasversorgung sehen sich in Folge ihrer strategischen Bedeutung für das Funktionieren einer Volkswirtschaft verstärkt intentionalen Angriffen auf ihre Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) ausgesetzt. Vor allem die fortschreitende Vernetzung, Digitalisierung und Automatisierung von industriellen Kontroll- und Steuerungssystemen (SCADA-Systemen) machen eine systematische Erhebung und Bewertung von IKT-Risiken für die flächendeckende Elektrizitäts- und Erdgasversorgung in regelmäßigen zeitlichen Abständen notwendig.

Gemeinsam mit den wesentlichen Branchenunternehmen, den sicherheitsrelevanten Bundesministerien, dem Kuratorium Sicheres Österreich (KSÖ) sowie dem österreichischen Bundeskanzleramt hat die E-Control als zuständige Regulierungsbehörde in strukturierten und auf internationalen Standards beruhenden Analyse- und Bewertungsprozessen aus diesem Grund systemrelevante IKT-Risiken für die Versorgungssicherheit detailliert beleuchtet. Dabei wurden insgesamt 73 Einzelrisiken im Elektrizitätsbereich (61 Einzelrisiken im Erdgasbereich) mit dem Potenzial einer flächendeckenden Störung der Strom- bzw. Gasversorgung identifiziert. In weiterer Folge wurden detaillierte Maßnahmenpläne zur Risikominimierung und -vorbeugung mit konkreten Handlungsempfehlungen und größenspezifischen Mindest-

sicherheitsstandards ausgearbeitet und vereinbart. So wird ab 2016 zum Beispiel ein brancheneigenes Energie-CERT (Computer Emergency Response Team) die verstärkte Vernetzung und den Informationsaustausch zwischen den Branchenunternehmen ermöglichen und verbessern. Gezielte Trainings und Cyber-Sicherheitsübungen werden zudem zur weiteren Sensibilisierung und Ausbildung von Sicherheitsbewusstsein in der Branche beitragen.

Auf Ebene der europäischen Energieregulierungsbehörden wird sich die E-Control auch im Jahr 2016 weiterhin verstärkt für das Thema IKT- und Cyber-Resilienz in der Energieversorgung einsetzen und Fragestellungen zur gemeinsamen Sicherheit mit grenzüberschreitender Relevanz verstärkt adressieren. Mit Spannung wird auch der bevorstehende Beschluss der europäischen Netz- und Informationssicherheitsrichtlinie (NIS-RL) Ende 2015 und deren Umsetzung auf nationaler Ebene erwartet. Insbesondere für Betreiber kritischer Infrastruktur im Energiebereich ergeben sich dadurch wesentliche neue Anforderungen und (Melde-)Verpflichtungen.

ENERGIELENKUNG STROM UND GAS

Gemäß § 15 Abs. 11 Energielenkungsgesetz 2012 können von der E-Control alle zwei Jahre Übungen unter Annahme von Krisenszenarien angeordnet werden. Dieser Möglichkeit folgend hat E-Control, nach der letzten Übung 2012 in Salzburg, 2015 wieder eine sogenannte Energielenkungsübung, diesmal in der Steiermark, organisiert und

relevante Marktteilnehmer und Behörden eingeladen, an dieser Übung teilzunehmen. Die Energielenkungsübung 2015 fand, nach Monaten vorangegangener Planung und diversen Abstimmungsgesprächen, in Graz, in den Räumlichkeiten der Energienetze Steiermark GmbH, am 19. und 20. Oktober 2015 statt. Beteiligte Unternehmen und Behörden waren, neben der E-Control selbst, das BMFWF, das Amt der steiermärkischen Landesregierung, Austrian Gas Grid Management AG, Austrian Power Grid AG, Energie Graz GmbH & Co KG, Energie Steiermark AG, Energienetze Steiermark GmbH, Gas Connect Austria GmbH, Infraprotect GmbH, Stromnetz Graz GmbH & Co KG und erstmalig auch zwei Großabnehmer – Norske Skog Bruck GmbH und voestalpine Stahl Donawitz GmbH.

Die beübten Krisenszenarien, ausgehend von einem Versorgungsengpass für Erdgas,

umfassten die Bereiche Erdgas, Strom und Fernwärme. Gestartet wurde mit einer Einschränkung der Erdgasanlieferung am Knoten Baumgarten, wobei die Versorgungssituation mit Erdgas weiter eskaliert wurde, bis hin zum kompletten Wegfall der Importmengen und zum Teilausfall wichtiger Erdgasspeicheranlagen, was letztendlich zu einem Krisenfall gem. EnIG und zur Bewirtschaftung von Gasemengen für Großabnehmer geführt hat.

Der Fokus der sehr erfolgreich absolvierten Energielenkungsübung 2015 lag einmal mehr auf der Kommunikation zwischen und unter Behörden und Marktteilnehmern, wobei auch die Kommunikation mit alternativen Technologien (Satellitentelefon und Betriebsfunk) getestet wurde, hervorgerufen durch einen angenommenen Ausfall von Festnetz- und Mobiltelefonie, und auf dem Reduktionsprozedere von Gasliefermengen für Großabnehmer.

Internationale Aktivitäten der E-Control

Zu den Aufgaben der E-Control zählt auch das Engagement auf europäischer Ebene zum Zweck der Weiterentwicklung des Europäischen Energiebinnenmarktes. Die E-Control kommt dieser Aufgabe vor allem durch die aktive Mitarbeit in den für Österreich relevanten Regionalen Initiativen, im Rahmen der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) sowie im Council of European Energy Regulators (CEER) nach.

REGIONALE ZUSAMMENARBEIT

Im Zusammenarbeit mit anderen europäischen Regulierungsbehörden und ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) wurde die Integration des europäischen Strom- und Gasmarktes auch 2015 vorangetrieben.

Strom

Die meisten Projekte werden bislang noch im Rahmen der sogenannten Electricity Re-

gional Initiatives (ERI) abgewickelt. Zukünftig werden sie zunehmend in die Prozesse zur Umsetzung der Network Codes übergeführt. Diese umfassen vier Kernthemen: langfristige Kapazitätsvergaben, tägliche Kapazitätsvergaben, Intra-day-Kapazitätsvergaben und Kapazitätsberechnung.

Vertreter der E-Control haben auf europäischer Ebene im Jahr 2015 bei der Entwicklung der wichtigen Projekte zur Schaffung eines einheitlichen Binnenmarktes, zum Ausbau der Infrastruktur, zur besseren Koordinierung des Netzbetriebs und zur Sicherung der Versorgung mitgewirkt. Zu diesem Zwecke wurden auf der europäischen und auf der nationalen Ebene organisatorische und rechtliche Schritte vorgenommen.

CEE (Central East Europe): Projekt NWE-CEE FB MC (North West Europe Central East Europe Flow Based Market Coupling).
Im Rahmen des NWE CEE FB MC (North West Europe Central East Europe Flow Based Market Coupling) Projektes arbeiten Übertragungsnetzbetreiber und Börsen der Region an der impliziten, lastflussbasierten Kapazitätsvergabe bei einer gleichzeitigen Kopplung der Märkte. Die lastflussbasierte Kapazitätsvergabe und -ermittlung berücksichtigt die Auswirkungen von physischen Transaktionen im Netz genauer als die derzeit angewandte NTC-Methode und bringt Wohlfahrtsgewinne und verbesserte Netzsicherheit. Obwohl zwischen den Börsen, TSOs und Regulierungsbehörden der Region weiterhin Auffassungsun-

terschiede bestehen, gelang es dem Projekt, weiteren Fortschritt zu verzeichnen. So wurden Mitte 2015 ein Projektplan und ein gemeinsamer Kostenplan seitens des Projekts aufgestellt, welche mittels eines gemeinsamen Letter of Comfort (LoC) der Regulierungsbehörden der Region anerkannt wurden.

CSE (Central South Europe)
Mit 24.2.2015 ist an den Grenzen Italiens zu Frankreich, Österreich und Slowenien erfolgreich die Marktkopplung (implizite Auktionen) der Day-ahead-Strommärkte gestartet. Nach dieser Erweiterung sind nunmehr die Day-ahead-Strommärkte von 19 europäischen Ländern im Rahmen des Multi-Regional-Couplings (MRC) gekoppelt.

Beim D-2 Capacity Calculation Projekt, in dem täglich die Importkapazitäten an den norditalienischen Grenzen berechnet werden sollen, was eine Verbesserung gegenüber der bisherigen Vorgangsweise auf Basis jährlich berechneter Werte darstellt, wurden erfolgreiche Tests durchgeführt. Der Echtbetrieb ist ab Februar 2016 geplant.

CWE (Central West Europe): Projekt CWE FB MC (Central West Europe Flow Based Market Coupling).
Seit der Aufnahme Österreichs als Vollmitglied im Pentalateralen Forum im Februar 2011 wurde die enge Verbindung Österreichs mit dem zentralwesteuropäischen Raum weiter gefestigt. Nachdem im Jahr 2014 gemeinsam mit fünf CWE-Regulierungsbehörden

das Positionspapier zum CWE FB MC Projekt erarbeitet und eine öffentliche Konsultation durchgeführt worden war, startete das Projekt im Frühling 2015 mit dem Betrieb in den Ländern Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande und Luxemburg. Die APG schloss mit Ende 2015 Tätigkeiten der zweiten Integrationsphase zur Aufnahme ihres Netzgebietes im CWE-Projekt erfolgreich ab. So bleibt bis zu einer Vollintegration im Projekt nur mehr ein letzter Schritt offen (Erfassung des APG-Netzes in der Kapazitätsberechnung), welcher die kommenden Monate kennzeichnen wird. Dadurch zeigt sich, dass die E-Control, in ihrer Rolle der koordinierenden Regulierungsbehörde in der Regionalen Initiative CEE und der Rolle eines aktiven Mitglieds im CWE, eine wichtige, Regionen verbindende Rolle ausübt.

Projekt XBID (Cross(X)-Border Intra-Day)

Österreich ist auch am Intra-day Projekt XBID aktiv beteiligt. Dadurch soll eine zentrale Intra-day-Plattform für zukünftig europaweiten Handel etabliert werden. Nachdem die Auswahl eines IT-Lieferanten durch Strombörsen und die Projektspezifikationen in den letzten Jahren viel Zeit beansprucht haben, konnte im Frühjahr 2015 ein verbindlicher Vertrag abgeschlossen werden, damit das Projekt operative Vorbereitungen erarbeiten kann. Der Vertragsabschluss wurde durch die beteiligten Regulierungsbehörden unterstützt. Eine tatsächliche Inbetriebnahme kann frühestens in der zweiten Hälfte des Jahres 2017 erfolgen. Die österreichi-

sche Grenze zur Schweiz ist an sogenannten „Local Implementation Projects“, die zur Verbindung der zentralen europäischen Plattform und der Kapazitätsvergabe an der Grenze dienen, beteiligt und soll möglichst früh operativ werden.

Gas

Auf europäischer Ebene sind nur zwei Regionale Initiativen tatsächlich aktiv (von den insgesamt drei Regionen, die bis vor zwei Jahren tätig waren). Neben der Region South South East (GRI SSE) ist die Region der südwestlichen Mitgliedstaaten (Frankreich, Portugal und Spanien) ebenfalls noch aktiv.

South-South-East (SSE)

In Rahmen der Gas Regional Initiative (GRI) ist E-Control ausschließlich in der SSE-Region tätig.

Die Kooperation in der SSE-Region basiert auf dem Konzept der freiwilligen Mitgliedschaft und wird momentan von den Regulierungsbehörden Ungarns und Rumäniens geleitet.

Die SSE-Region, die 13 EU-Mitgliedstaaten umfasst, erstreckt sich von Polen bis Griechenland und stellt die größte und heterogenste Gas-Region Europas dar. Eine weitere Vergrößerung erfolgte 2014 durch die Vertragsstaaten der Energiegemeinschaft (westliche Balkanländer und Ukraine, d.h. insgesamt 8 Länder). Die SSE-Region ist vor allem in der frühzeitigen Implementierung der Gas-Netzkodizes aktiv, aber politische und wirtschaftliche Interessen (wie bspw. die

Beziehungspflege mit den bestehenden Gaslieferanten) bremsen den angestrebten Homogenisierungsprozess.

Nicht alle teilnehmenden Staaten sind leistungsmäßig ausreichend miteinander verbunden. Deshalb ist die Netzentwicklung eines der wichtigsten Ziele von Mitgliedstaaten, Vertragsstaaten und Europäischer Kommission; nicht zuletzt auch um die Abhängigkeit von bestimmten Lieferquellen zu reduzieren und den Marktintegrationsprozess durch regulatorische Maßnahmen zu beschleunigen. In diesem Kontext positioniert sich der österreichische Gasmarkt als gelungenes Modell für die benachbarten Märkte der Region im Sinne von Transparenz, Liquidität, Attraktivität für neue Marktteilnehmer und vorzeitige Anwendung der Europäischen regulatorischen Vorgaben. Die E-Control koordiniert und treibt vier von zwölf Pilot-Projekten der Region voran.

INTERNATIONALE MITARBEIT IM STROMBEREICH

Aufgrund der engen Verflechtungen des europäischen Übertragungsnetzes und der zugehörigen Märkte sowie der Position Österreichs in der Mitte des Synchronbereichs Kontinentaleuropa ist es wesentlich, die europäischen Entwicklungen mitzugestalten. Mitarbeiter der E-Control sind daher in etlichen europäischen Arbeits- und Koordinationsgruppen vertreten. In der Folge werden einige dieser Gruppen beispielhaft angeführt.

Electricity Working Group (EWG)

Die EWG ist die den Task Forces (TF) übergeordnete Arbeitsgruppe der Regulierungsbehörden unter ACER und CEER. Hier werden die Empfehlungen und Stellungnahmen für den ACER Direktor und das ACER BoR diskutiert und verabschiedet. In der EWG wurden auch die Antworten der Regulierungsbehörden zu den Konsultationen der EC (zu Market Design und Risk Preparedness) koordiniert und beschlossen.

Electricity Network and Markets Task Force (ENM TF)

In der ENM TF werden Stellungnahmen und Begleitung der Network Codes und Guidelines Kommitologie durchgeführt. Das umfasste im Jahr 2015 die Begleitung der Beschlussfassung zu den Netzanschlusscodes und der Forward Allocation Guideline, die Vorbereitung für die Beschlussfassung der Balancing Guideline und der System Operation Guideline. Darüber hinaus startet wegen des Inkrafttretens der Capacity Allocation and Congestion Management Guidelines der Übergang von frühzeitiger, vielfach freiwilliger Umsetzung zur verpflichtenden Umsetzung. Da die Guideline eine Reihe von koordinierten regulatorischen Entscheidungen vorsieht, ist hier eine enge Abstimmung erforderlich.

Electricity Security of Supply Task Force (ESS TF)

Im Jahr 2015 beschäftigte sich die ACER/CEER ESS TF speziell mit den europäischen

Entwicklungen zu Kapazitätsmärkten. Um Probleme, die durch eine unabgestimmte Implementierung von verschiedenen Mechanismen auftreten können, zu vermeiden, werden zurzeit auf unterschiedlichen Ebenen in der EU Studien und Untersuchungen zu diesem Thema durchgeführt. Die ESS TF ist dabei sowohl als Diskussionspartner in diese Gruppen (Pentalateral Energy Forum PLEF, ENTSO-E, Europäische Kommission etc.) eingeladen, als auch selbst aktiv an der Erarbeitung gemeinsamer Sichtweisen und Empfehlungen der europäischen Regulatoren beteiligt.

Electricity Infrastructure Task Force (INF TF)

Die ACER INF TF bearbeitet in mehreren Projekten die Themen Cross Border Cost Allocation (CBCA), Kosten-Nutzen-Analyse (CBA), Szenarien, Tarifierung und weitere Aspekte des europäischen Energie-Infrastrukturpakets (EIP). Im Jahr 2015 wurden beispielsweise die Stellungnahme zur 2. Projects of Common Interest (PCI) Liste, Einheitswerte zu Infrastrukturinvestitionen, die 2. Empfehlung zu CBCA und ein Scoping Paper zu Tarifierung fertiggestellt.

Distribution System Working Group (DS WG)

Es wurde der Bericht „The Future Role of DSOs“ veröffentlicht, der die zukünftigen Veränderungen in der Rolle sowie der Aktivitäten der Verteilernetzbetreiber auf Basis der Rückmeldungen einer öffentlichen Konsultation beinhaltet. Dabei wurden u.a. Bereiche mit übereinstimmendem Verständ-

nis und Bereiche, die aufgrund unterschiedlicher Auffassungen weiterer Abklärungen bedürfen, identifiziert. Diese sind die u.a. Guidelines Tarifsysteme und Innovation sowie die Optimierung der Zusammenarbeit zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern. Des Weiteren erfolgte eine Zusammenarbeit mit der europäischen Kommission zu Themen wie Smart Grids oder Flexibilität und die Mitarbeit bei einer Reihe von verschiedenen europäischen Kooperationen und Aktivitäten.

Flexibility Task Force (FTF)

Im Jahr 2015 begann die ACER/CEER FTF, das Thema Flexibilität übergreifend aufzubereiten und darzustellen; dies umfasst alle Marktbereiche (implizit und explizit am Großhandelsmarkt, Ausgleichsenergie), Regelreserve und Netzbereiche. Es wurde eine Umfrage unter Regulatoren durchgeführt, woraus in Kürze ein Bericht erstellt wird.

Gruppen der Europäischen Kommission (EC) Cross Border Committee (CBC)

Das CBC ist für die Beschlussfassung der Network Codes und Guidelines in verbindliches EU-Recht über das Komitologieverfahren zuständig. Es besteht gemäß Statuten aus Vertretern der Mitgliedstaaten bzw. ggf. der Regulierungsbehörden. Im abgelaufenen Jahr sind wesentliche Rechtstexte (wie die Forward Capacity Calculation [FCA] Guideline und die Grid Connection Network Codes) beschlossen worden.

Electricity Coordination Group (ECG)

Nach etwa zweijähriger Pause hat im November die ECG, bestehend aus Vertretern der EC, Mitgliedstaaten, Regulierungsbehörden, ENTSO-E und ACER, wieder getagt. In diesem Gremium werden Fragen der Versorgungssicherheit im Strombereich, wie Adequacy Analysen und Risk Preparedness, diskutiert.

Florenz Forum

Das Forum für Elektrizitätsregulierung wurde eingerichtet, um die Schaffung des Binnenmarkts für Strom zu erörtern. Im Forum vertreten sind die Regulierungsbehörden und die Regierungen der Mitgliedstaaten, die Europäische Kommission, Übertragungsnetzbetreiber, Stromhändler, Verbraucher, Netznutzer und Strombörsen. Seit 1998 kommen sie zweimal jährlich zusammen. Die Foren fanden im Jahr 2015 im Juni und im Oktober in Florenz statt. Die Schwerpunktthemen waren Network Codes, Regionalinitiativen und das Energy Union Paket der EC.

Kopenhagen Forum (CF)

Das Forum für Europäische Energie-Infrastruktur fand erstmalig im November 2015 statt. Eingeladen waren von der EC Vertreter der Mitgliedstaaten, der ACER, der ENTSO-E, der ENTSG, der nationalen Regulierungsbehörden, der nationalen Übertragungsnetzbetreiber und Interessenvertretungen. Das Forum behandelt im Wesentlichen die Komponenten des EIP für den Strom- und Gasbe-

reich. Das nächste CF wurde für Juni 2016 angekündigt.

STROMKENNZEICHNUNG INTERNATIONAL AIB (Association of Issuing Bodies)

Die E-Control ist seit 2002 Mitglied in der Association of Issuing Bodies, eines Europäischen Zusammenschlusses von nationalen Ausgabestellen für Herkunftsnachweise. Mit Stand Ende 2015 hat die AIB 23 Mitglieder³², die 19 Länder repräsentieren (Belgien teilt sich in die Regionen Flandern, Wallonien, Brüssel und Federal Belgien mit eigenen Ausgabestellen für Nachweise auf).

Die AIB stellt die technische Schnittstelle für den europäischen Handel mit Herkunftsnachweisen zur Verfügung. Um die Schnittstelle nutzen zu können, bedarf es einer Mitgliedschaft der Länder und den Anschluss der nationalen Datenbanken an die europäische Schnittstelle. Nachweise, die über diese Schnittstelle transferiert werden, müssen einem Standard genügen, dem sogenannten EECS-Standard (European Energy Certificate System). EECS hat sich zu einem effektiven, zuverlässigen und fälschungssicheren Qualitätsmerkmal in Europa entwickelt. Der Standard garantiert die Einhaltung der Vorgaben der Europäischen Richtlinien und ist objektiv, nicht diskriminierend, transparent und kosteneffizient. AIB bietet ein Forum für Mitglieder, in dem europäische Umsetzungen sowie nationale, länderspezifische Kriterien bis hin zu Themen rund um die Stromkennzeichnung diskutiert werden.

³² darunter 1 Hub-User und 2 Mitglieder mit vorübergehend eingeschränkten Rechten

Es herrscht rege Handelstätigkeit mit EECS-Nachweisen über den AIB-HUB. Die bisher umsatzstärksten Handelsjahre waren 2013 und 2014, mit jeweils rund 250 TWh an Nachweisen.

Die Europäische Kommission unterstützt die AIB, in dem sie an Diskussionen teilnimmt und Vorschläge für eine optimale Umsetzung der europäischen Vorgaben einbringt.

Die E-Control stellt seit Juli 2012 ein Mitglied im AIB-Board, gestaltet somit aktiv die Weiterentwicklung der Schnittstelle und die europäische Zusammenarbeit von Herkunftsnachweisstellen mit und ist darüber hinaus in diversen AIB-Arbeitsgruppen vertreten (beispielsweise zum Umgang mit CO₂-Informationen, der Anerkennung von Herkunftsnachweisen aus dem Ausland u.a.).

Die AIB arbeitet eng mit europäischen Projekten zusammen, wie das RE-DISS II Projekt (Reliable Disclosure for Europe) sowie CA RES II (Concerted Action Renewables), wo die E-Control ebenfalls aktiv vertreten ist.

RE-DISS II

(Reliable Disclosure for Europe, Phase II)

Das RE-DISS Projekt wird vom Intelligent Energy Europe Programm der Europäischen Union gefördert. Die erste Projektphase dauerte von 2010–2012. Im April 2013 startete Phase II des Projekts, welche im September 2015 abgeschlossen wurde. Die E-Control ist Projekt-

partner in beiden Projekten. In Phase II wird das Arbeitspaket zur Anerkennung von Herkunftsnachweisen von der E-Control geleitet. Weiters trägt die E-Control mit ihrer Expertise und Erfahrung zu den anderen Arbeitspaketen bei. RE-DISS zielt auf eine Verbesserung und gesteigerte Transparenz der Endkundeninformation zur Zusammensetzung des Energieträgermixes der Stromlieferanten ab. Diese Information wird dem Konsumenten durch ein funktionierendes Stromkennzeichnungssystem, dessen Einführung eine Verpflichtung der Europäischen Richtlinien darstellt, gewährleistet.

Die nun abgeschlossene Phase II des Projekts hatte zum Ziel, die nach wie vor bestehenden Schwierigkeiten in der Umsetzung der europäischen Vorgaben auszugleichen, Vorschläge für eine gelungene Umsetzung der Stromkennzeichnungssysteme darzustellen, Hilfestellungen bei der Einführung von Nachweis- und Stromkennzeichnungssystemen zu geben, einen Residualmix für Europa zu berechnen, den Umsetzungsstand in den einzelnen Ländern darzustellen und zu vergleichen, den Umgang mit der Darstellung der Umweltauswirkungen zu diskutieren und Kriterien für die Anerkennung von Herkunftsnachweisen aus anderen Ländern vorzuschlagen.

Österreich nimmt in der Stromkennzeichnung eine Vorreiterrolle ein, da es bereits mit dem Jahr 2015 eine vollständige Kennzeichnung eingeführt hat und somit das erste Land in

Europa ist, in dem die Stromlieferanten ihren Endkunden ausschließlich gekennzeichneten Strom zur Verfügung stellen können. Weiters hat Österreich als eines der wenigen Länder in Europa klare Kriterien für eine Anerkennung von ausländischen Nachweisen für die nationale Stromkennzeichnung festgelegt, um eine hohe Qualität von eingesetzten Nachweisen zu garantieren und Doppelzählungen auszuschließen. Diese Expertise floss in das RE-DISS Projekt ein. Die E-Control führte als Arbeitspaketverantwortliche eine Analyse der gegenwärtigen Situation in Europa zur Festlegung von einheitlichen Anerkennungskriterien durch, unterbreitete einen auf europäischer Ebene abgestimmten Vorschlag für einen Anerkennungskriterienkatalog und untersuchte den Umsetzungs- sowie Erfüllungsstand in den einzelnen Ländern. Die E-Control veröffentlichte vier Berichte im Zuge des Projekts und arbeitete bei den meisten anderen Veröffentlichungen mit, die auf der Projektwebsite www.reliable-disclosure.org zur Verfügung gestellt werden.

Da die Ergebnisse und Umsetzungsvorschläge aus dem Projekt von hoher Relevanz für den Europäischen Stromkennzeichnungs- und Herkunftsnachweisemarkt sind, übernimmt die AIB die Aufgaben der Veröffentlichung eines jährlichen Residualmixes sowie die Veröffentlichung von aktuellen Informationen zum Umsetzungsstand (insbesondere auch im Hinblick auf die Anerkennungskriterien) in den einzelnen Ländern. Die Überfüh-

rung dieser Aufgaben von RE-DISS zu AIB wird von der E-Control koordiniert.

INTERNATIONALE MITARBEIT IM GASBEREICH

Zu den Aufgaben der E-Control zählt auch das Engagement auf europäischer Ebene zum Zweck der Weiterentwicklung des Europäischen Energiebinnenmarktes. Die E-Control kommt dieser Aufgabe im Gasbereich vor allem durch die aktive Mitarbeit im Rahmen der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) sowie im Council of European Energy Regulators (CEER) nach. Darüber hinaus arbeitet die E-Control auch auf regionaler Ebene mit anderen Regulatoren im Rahmen der ACER Gas Regional Initiative Süd-Süd-Ost zusammen.

Mitarbeit in ACER und CEER

Die internationale Mitarbeit im Gasbereich im Jahr 2015 war einerseits geprägt von den europäischen Aufgaben im Rahmen der Mitarbeit in ACER sowie andererseits vom innerhalb von CEER ausgearbeiteten Arbeitsprogramm. Aufgabe von ACER ist es unter anderem, die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden zu fördern, unverbindliche Rahmenleitlinien zu entwickeln sowie die Einhaltung von europäischen Vorgaben zu beaufsichtigen.

Rahmenleitlinien und Netzkodizes

Im Jahr 2015 stand die Umsetzung des dritten EU-Binnenmarktpakets weiterhin im

Fokus der Arbeit bei ACER. Artikel 8 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 sieht unter anderem die Erarbeitung von Rahmenleitlinien zu bestimmten Themen durch ACER vor. Diese Rahmenleitlinien dienen der Vereinigung der Europäischen Fernleitungsunternehmen (ENTSOG) als Grundlage für die Erarbeitung von detaillierten Netzkodizes. Die Europäischen Regulatoren unterstützen ENTSOG proaktiv und zeitlich in der Erarbeitung der Netzkodizes, um sicherzustellen, dass diese die Vorgaben der Rahmenleitlinien bestmöglich abbilden. Aufgrund der von ACER erarbeiteten Leitlinien und der von ENTSOG entwickelten Netzkodizes veröffentlicht die Europäische Kommission einen Verordnungsvorschlag, der anschließend im Komitologieverfahren behandelt wird. Auch am Komitologieverfahren beteiligen sich die Regulatoren als Experten. Den Abschluss eines solchen Verfahrens bildet die Veröffentlichung der verabschiedeten Verordnung im EU-Amtsblatt.

Der Netzkodex zur Kapazitätsallokation wurde im Oktober 2013 im EU-Amtsblatt als Verordnung (EU) Nr. 984/2013 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Ergänzung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates veröffentlicht. Er gilt seit 1. November 2015.

Der Netzkodex zur Ausgleichsenergiebewirtschaftung wurde am 26. März 2014 im EU-

Amtsblatt als Verordnung (EU) Nr. 312/2014 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen veröffentlicht. Er gilt seit 1. Oktober 2015.

Der Netzkodex zu Interoperabilität wurde am 30. April 2015 im EU-Amtsblatt als Verordnung (EU) Nr. 2015/703 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex mit Vorschriften für die Interoperabilität und den Datenaustausch veröffentlicht. Er wird ab 1. Mai 2016 gelten.

Nach Verabschiedung der Verordnung zu Mechanismen für die Kapazitätszuweisung erarbeitete ACER eine Leitlinie bezüglich zusätzliche und neue Kapazität, die eine Ergänzung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen darstellt. Diese Leitlinie von ACER diente ENTSOG als Vorlage, um innerhalb eines Jahres (2014) einen Änderungsvorschlag des Netzkodex zu Kapazitätsallokation zu erarbeiten. Im Anschluss daran führte ACER im Jahr 2015 zwei öffentliche Konsultationen zu den Vorschlägen von ENTSOG und zu den eigenen Vorschlägen durch. Im Oktober 2015 übermittelte ACER seine Empfehlung an die Europäische Kommission. Auf Basis dieser Empfehlung wird die Europäische Kommission dem Komitologie-Ausschuss einen Vorschlag vorlegen. Das Komitologieverfahren ist für die erste Jahreshälfte 2016 vorgesehen.

Nachdem ACER 2013 die Rahmenleitlinie zu Regeln für harmonisierte Fernleitungsentgeltsstrukturen veröffentlicht hatte, legte ENTSOG Ende 2014 einen entsprechenden Netzkodex vor. Im März 2015 veröffentlichte ACER eine begründete Stellungnahme mit Änderungsvorschlägen. Aufgrund dieser Stellungnahme legte ENTSOG im Juli 2015 einen überarbeiteten Netzkodex vor. Die Europäische Kommission kündigte an, bis Februar 2016 einen Legislativvorschlag vorlegen zu wollen, um das Komitologieverfahren in der ersten Jahreshälfte 2016 durchführen zu können.

Zur möglichen Rahmenleitlinie zu Handelsregeln bezüglich technischen und operativen Vorschriften der Netzwerkzugangsservices und des Systemausgleichs führte ACER auf Basis der Themenabgrenzung eine öffentliche Konsultation der Marktteilnehmer durch. Diese ergab, dass derzeit kein Bedarf an solch einer Rahmenleitlinie besteht. Nichtsdestotrotz setzt sich ACER mit den identifizierten Problemstellungen auseinander.

Im Infrastrukturbereich erarbeiteten die Regulatoren im Rahmen von ACER Stellungnahmen zur Arbeit von ENTSOG (TY NDP 2015, Work Programme, Winter/Summer Outlook) sowie zur Arbeit der Europäischen Kommission (Auswahl der Projekte im gemeinsamen Interesse [PCIs], basierend auf dem 3. Paket sowie der Infrastrukturverordnung. Näheres zur europäischen Arbeit der

Regulatoren bezüglich Infrastruktur ist im Kapitel „Energie-Infrastruktur“ ab Seite 33 zu finden.

Energieunion

Im Zuge der Energieunion plant die Europäische Kommission die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung (SoS-Verordnung) zu überarbeiten. Als ersten Schritt führte sie im ersten Halbjahr eine öffentliche Konsultation durch, an der sich die Regulatoren im Rahmen von CEER unter maßgeblicher Beteiligung der E-Control mit einer ausführlichen Stellungnahme einbrachten. Darüber hinaus erarbeiteten die Regulatoren ein Positionspapier zur möglichen Überarbeitung der SoS-Verordnung, das der Europäischen Kommission als Input für ihre Folgeneinschätzung diente. Der Verordnungsvorschlag wird für Anfang 2016 erwartet.

Madrid Forum

Das halbjährlich von der Europäischen Kommission in Madrid organisierte Gasregulierungsforum dient der Diskussion relevanter Themen zur Schaffung eines gemeinsamen Erdgasbinnenmarktes. Vertreter der Europäischen Kommission, von ACER, der Regulierungsbehörden, der Mitgliedstaaten, der Gasindustrie sowie betroffener europäischer Interessenvertretungen nahmen am 27. und 28. Madrid Forum teil, welche im April 2015 bzw. Oktober 2015 stattfanden. Die E-Control

präsentierte bei den Foren die Arbeit der Regulatoren, im Speziellen zum Thema Erdgasversorgungssicherheit sowie eine von den Regulatoren in Auftrag gegebene Studie über die Buchungsplattformen zur Kapazitätsallokation. Ab 2016 wird das Madrid Forum einmal jährlich stattfinden.

Kopenhagen Energie-Infrastruktur Forum

Die Infrastruktur-Themen werden ab 2015 aus den Florenz- und Madrid-Foren ausgegliedert und separat auf einem eigenen Forum behandelt. Der Teilnehmerkreis ist ähnlich dem der bereits zuvor abgehaltenen Foren. Am 9./10.11.2015 hat das erste Energie Infrastruktur Forum (siehe www.energy-infrastructure-forum.com/) stattgefunden. Zentrale Themen waren die Weiterentwicklung des europäischen Strom- und Gasnetzes, Finanzierungsfragen und die Regionale Integration als wichtiger Schritt zur Marktintegration. Dieses Forum soll einmal jährlich im Juni stattfinden und dann auch Schlussfolgerungen sowie weitere Arbeitsschritte festlegen.

MONITORING

Die Tätigkeiten in den verschiedenen diesbezüglichen CEER- und ACER-Arbeitsgruppen konzentrierten sich vor allem auf die Umsetzung der REMIT.

Im Rahmen der WMS Task Force wurde das Market Monitoring Handbuch, welches Leitlinien für die Zusammenarbeit zwischen ACER

und den nationalen Regulierungsbehörden definiert, weiterentwickelt. Um die vermehrt auftretenden Fragen der Marktteilnehmer zur REMIT zeitgerecht und europäisch koordiniert beantworten zu können, wurden zudem spezielle REMIT Q&A Meetings abgehalten und die abgestimmten Antworten in den ACER REMIT Q&A Dokumenten veröffentlicht. Die E-Control wirkte zudem im ACER Peer Review Panel bei der Überprüfung der REMIT Security Policies einzelner Regulatoren mit und war intensiv in die Tätigkeiten der AMIT Working Group sowie der ACER REMIT Coordination Group eingebunden.

Neben diesen Tätigkeiten auf europäischer Ebene lag ein Fokus der Arbeit im Jahr 2015 auch im regionalen Bereich. Um eine effiziente Marktüberwachung auf regionaler Ebene sicherzustellen, wurden mehrere Treffen mit benachbarten Regulatoren abgehalten und die Rahmenbedingungen für eine koordinierte Großhandelsmarktüberwachung im Zuge der REMIT erarbeitet. Das Ergebnis aus diesen Gesprächen war ein gemeinsames Memorandum of Understanding (MoU) zwischen der E-Control, der deutschen Bundesnetzagentur sowie dem Institut Luxembourgeois de Régulation (ILR), welches im November 2015 unterzeichnet wurde und die Zusammenarbeit der drei Behörden im Bereich der REMIT präzisiert. Auch mit den Regulatoren aus Slowenien, Kroatien, Ungarn und Tschechien wurden intensive Gespräche geführt und eine Über-

einkunft über ein MoU erzielt. Dieses sollte Anfang 2016 unterzeichnet werden.

INTERNATIONALE MITARBEIT IM ENDKUNDENBEREICH

Im Rahmen von CEER beschäftigt sich die Customers and Retail Markets Working Group mit konsumentenrelevanten Themen. Diese Arbeitsgruppe unterteilt sich einerseits in die Customer Empowerment (CEM) Task Force, die sich um Themen rund um den Schutz und die Stärkung von Energiekonsumenten kümmert, sowie andererseits in die Retail Market Functioning (RMF) Task Force, die sich den Themen Analyse und Design des Endverbrauchermarktes sowie Smart Metering widmet.

Darüber hinaus werden in der Strategy and Communication (SC) Task Force Pläne und Aktivitäten entwickelt, wie Konsumenten in der Praxis stärker in den europäischen Energiemarkt eingebunden werden können. Diese Task Force hat sich aber auch erstmalig inhaltlichen Themen gewidmet und ein Positionspapier zur Beurteilung von Endkundenmärkten erarbeitet.

In dem neu gegründeten Work Stream zum gemeinsamen Marktbericht mit ACER (MMR WS) wird ab 2016 das Konsumentenkapitel des jährlich publizierten ACER-CEER Market Monitoring Reports geschrieben werden.

Auf allen Ebenen sowie in sämtlichen Arbeitsgruppen und Task Forces sind Experten der E-Control involviert und leisten so einen wichtigen Beitrag zu einer besseren Zusammenarbeit der europäischen Regulatoren.

London Forum 2015

Das London Forum 2015 bot Raum zum Austausch zwischen der Europäischen Kommission und Konsumentenschutzorganisation, wobei Regulatoren, Ministerien und die Energiebranche ebenso vertreten sind.

Die Schlussfolgerungen des London Forums waren vielseitig und umfassten unter anderem a) das Verlangen nach einer rigoroseren Umsetzung des 3. Pakets und der Energieeffizienz- und ADR-Richtlinien sowie der Beseitigung regulatorischer und administrativer Schranken des (grenzüberschreitenden) Wettbewerbs, b) die Aufforderung an Regulatoren, an weiteren Verbesserungen der Energiemärkte, insbesondere für Konsumenten, zu arbeiten und c) das Bedürfnis, weitere Schritte zur Stärkung des Konsumentenbewusstseins über Energie und Energiemärkte zu setzen.

CEER 2015 Annual Conference on Energy Customers

Am 20. Oktober 2015 fand in Brüssel die 4. CEER Annual Conference on Energy Customers statt. Die Veranstaltung bot den teilnehmenden nationalen und internationalen Konsumentenschutzorganisationen die sel-

tene Möglichkeit, mit anderen Akteuren der Energiemärkte (EVUs, Regulatoren, politische Akteure) zusammenzutreffen. In insgesamt vier Einheiten wurde zuerst über das Funktionieren von Endkundenmärkten gesprochen und anhand welcher Kriterien dies festgehalten werden könnte. In den daran anschließenden Einheiten ging man einerseits dem Thema der Einbindung und Verstärkung des Engagements der Konsumenten nach, andererseits widmete man sich dem Thema Wettbewerb.

CEER Position Paper on Well-Functioning Retail Energy Markets

Das 2015 publizierte CEER Position Paper stellt den Versuch dar, anhand von einigen wenigen Prinzipien und Eigenschaften eine Beurteilung des Wettbewerbs, dessen Funktionieren oder Nicht-Funktionieren sowie eine Analyse der Entwicklung von Retail-Märkten über die Zeit zu ermöglichen. CEER will damit ein besseres Verständnis von Retail-Märkten erlangen und das Papier als Ausgangspunkt für die schon im Vorjahr in der ACER „Bridge to 2025“ erwähnten Pläne zur Etablierung gut funktionierender Retail-Märkte in Europa nehmen. Über den gemeinsam mit ACER verfassten jährlichen Marktbericht hinaus verfolgt das Papier das ehrgeizige Ziel, mit Hilfe einer Reihe weiterer Indikatoren einen umfassenden Rahmen zur Beurteilung gegenwärtiger und zukünftiger Energieendkundenmärkte zur Verfügung zu stellen.

Joint CEER-ECRB Regional Customer Workshop

In Brüssel fand am 12. November 2015 der dritte gemeinsame Workshop zu Endkumenthemen der Strom- und Gasmärkte zwischen CEER und ECRB (Energy Community Regulatory Board) statt. Unter maßgeblicher Mitorganisation von Seiten der E-Control diskutierten die beiden Organisationen ihre Standpunkte und Herangehensweisen zur Beurteilung des Funktionierens von Endkundenmärkten in ihren Ländern.

ACER-CEER Market Monitoring Report: Consumer Protection and Empowerment

Gemeinsam mit ACER veröffentlicht CEER im Herbst 2015 den jährlichen ACER-CEER Market Monitoring Report, welcher neben einer detaillierten Analyse der Entwicklungen auf den Großhandelsmärkten für Strom und Gas auch ein Kapitel zu Konsumentenschutz und Empowerment enthält. Dieses Kapitel, welches unter maßgeblicher Mitarbeit der E-Control erstellt wird, beschäftigt sich mit jenen Konsumentenschutz-Agenden, welche durch das 3. Paket ihren Eingang in nationales Recht in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union gefunden haben. Darunter sind zum Beispiel Regelungen zur Grundversorgung und Schutz vor Abschaltungen genauso zu verstehen wie etwa Informationspflichten der Lieferanten, Analyse zur Struktur von Konsumentenbeschwerden sowie deren Bearbeitung.

Der gesamte Bericht liefert ein umfassendes Bild der Strom- und Gasmärkte in Europa. Er bietet die Möglichkeit des Vergleichs zwischen den einzelnen Mitgliedsländern und informiert gezielt über nationale Wege bei der Umsetzung der Richtlinien.

INTERNATIONALE KOOPERATIONS- PROJEKTE DER E-CONTROL

Über mittlerweile acht Jahre hat sich die E-Control Austria im Bereich der internationalen Kooperationsprojekte als verlässlicher Partner für empfangende Länder und finanzierende Stellen gleichermaßen etabliert. Die meisten der Projekte laufen innerhalb des von der Europäischen Union finanzierten Twinning-Instruments ab, doch auch abseits davon implementiert die E-Control Kooperationsprojekte. Im Fokus stehen dabei die Stärkung der administrativen Fähigkeiten der Empfängerländer, die Etablierung einer langfristigen Zusammenarbeit mit den (europäischen und außereuropäischen) Partnerbehörden und die Möglichkeit für beide Seiten, durch eine Anwendung bekannter und bewährter Modelle in unterschiedlichen Situationen ihre Expertise zu erweitern. Im Zuge der laufenden Optimierung der Projektarbeit hat die E-Control Austria außerdem die standardisierten Prozesse des IPMA-Projektmanagements eingeführt und diese auch softwareseitig abgebildet.

Im Sommer 2015 wurde außerdem eine völlige Überarbeitung der E-Control-Website für internationale Kooperationsprojekte www.e-twinning.at in Angriff genommen, bei der die Erkenntnisse aus Vorprojekten und aus dem Projektmanagement genutzt wurden, um der Öffentlichkeit verbesserte Informationen über die Projektaktivitäten der E-Control zur Verfügung stellen zu können und eine optimierte Struktur für die Zusammenarbeit unter den teilnehmenden Expertinnen und Experten bereitzustellen.

Twinningprojekt mit algerischer Regulierungsbehörde CREG

Im letzten Quartal 2014 bekam die E-Control Austria den Zuschlag für ein Twinningprojekt in Algerien, dessen Umsetzung im August 2015 beginnen konnte. Gemeinsam mit der spanischen Energieregulierungsbehörde CNMC und unter Beteiligung der EXAA wird die E-Control Austria über zwei Jahre (mit einem EU-finanzierten Projektbudget von Euro 1.200.000) mit der algerischen CREG zusammenarbeiten. Die thematische Bandbreite reicht von Streitschlichtung und Qualitätsregulierung über die Förderung und Einbindung erneuerbarer Energien und die Organisation von Datenflüssen bis hin zum grenzüberschreitenden Stromhandel und der Entwicklung der organisatorischen Kompetenzen der CREG.

In der zweiten Jahreshälfte 2015 wurden bereits erste Aktivitäten in allen Themenblöcken gesetzt sowie eine öffentlichkeitswirksame Eröffnungskonferenz in Algier abgehalten. Das Projekt wird noch bis Mitte 2017 dauern.

**Erneuter Zuschlag für
Twinningprojekt in Georgien**

Nachdem die E-Control das Twinningprojekt mit der georgischen Energieregulierungsbehörde GNERC zum Thema Anreizregulierung im Sommer 2014 sehr erfolgreich abgeschlossen hatte, konnte sie 2015 eine zweite Ausschreibung mit dieser Partnerbehörde für sich entscheiden.

Dieses neue Projekt dreht sich um die weitere organisatorische Stärkung der GNERC, um den Aufbau der dortigen Expertise im Bereich der Kostenprüfung (der auf den Ergebnissen des Vorprojektes basieren wird) und um einen Einstieg in strukturiertes Marktmonitoring in Georgien.

Das Projekt, mit einem EU-finanzierten Budget von Euro 1.000.000, wird voraussichtlich im ersten Quartal 2016 starten und dann 21 Monate dauern. In der Umsetzung wird die E-Control außerdem von der litauischen Regulierungsbehörde NCC und von der deutschen Bundesnetzagentur unterstützt.

JAHRESABSCHLUSS DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

BILANZ ZUM 31. DEZEMBER 2015		
Aktiva	Stand am 31.12.2015 €	Stand am 31.12.2014 €
A. Anlagevermögen:		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	1.996.649,19	1.350.906,20
II. Sachanlagen	1.160.751,75	1.417.208,81
	3.157.400,94	2.768.115,01
B. Umlaufvermögen:		
I. Vorräte:		
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	0,00	6.378,80
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände:		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	98.167,88	34.999,66
2. Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände (davon aus Steuern: TS 175 €, Vorjahr: TS 101 €)	304.086,73	770.597,72
III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten	5.014.327,00	5.934.884,53
	5.416.581,61	6.746.860,71
C. Rechnungsabgrenzungsposten:	781.453,28	527.483,37
D. Sondervermögen:		
1. Kraft-Wärme-Kopplung gemäß § 13 ÖSG	29.436.426,02	29.402.939,11
2. Stranded Costs gemäß § 69 EIWOG	5.410.738,58	5.403.103,76
	34.847.164,60	34.806.042,87
SUMME Aktiva:	44.202.600,43	44.848.501,96
Treuhandvermögen – EU-Twinning:	1.047.836,58	601.953,18

Passiva	Stand am 31.12.2015 €	Stand am 31.12.2014 €
A. Eigenkapital:		
I. Widmungskapital	35.000,00	35.000,00
II. Rücklage nach § 33 E-ControlG	611.115,02	578.007,78
III. Bilanzgewinn (davon Gewinnvortrag von: TS 16 €, Vorjahr: TS 12 €)	20.000,00	16.000,00
	666.115,02	629.007,78
B. Unversteuerte Rücklagen:		
1. Bewertungsreserve auf Grund von Sonderabschreibungen	191.132,51	116.369,32
C. Rückstellungen:		
1. Rückstellungen für Abfertigungen	332.128,19	308.476,65
2. Sonstige Rückstellungen	1.719.922,16	1.655.253,81
	2.052.050,35	1.963.730,46
D. Verbindlichkeiten:		
1. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.736.772,48	1.667.663,86
2. Sonstige Verbindlichkeiten (davon aus Steuern: TS 1 €, Vorjahr: TS 1 €; davon im Rahmen der sozialen Sicherheit: TS 224 €, Vorjahr: TS 202 €)	4.709.365,47	5.665.687,67
	6.446.137,95	7.333.351,53
E. Verpflichtungen aus Sondervermögen:		
Verbindlichkeiten	34.847.164,60	34.806.042,87
SUMME Passiva:	44.202.600,43	44.848.501,96
Verpflichtungen aus Treuhandvermögen – EU-Twinning:	1.047.836,58	601.953,18

GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2015		
	31.12.2015	31.12.2014
	€	€
1. Umsatzerlöse		
a) aus regulatorischer Tätigkeit	21.579.744,74	20.123.433,05
b) aus nicht regulatorischer Tätigkeit	310.269,04	251.067,60
2. Sonstige betriebliche Erträge	434.273,51	991.525,21
3. Personalaufwand	-11.405.422,81	-10.718.851,15
4. Abschreibungen auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	-1.474.017,65	-1.359.733,48
5. Sonstige betriebliche Aufwendungen (davon betreffend Sondervermögen TS 9 €, Vorjahr TS 6 €)	-9.356.005,30	-9.169.482,59
6. Zwischensumme aus Z 1 bis Z 5 (Betriebserfolg)	88.841,53	117.958,64
7. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge (davon betreffend Sondervermögen TS 423 €, Vorjahr TS 337 €)	441.824,47	353.803,03
8. Aufwendungen aus Wertpapieren des Sondervermögens (davon betreffend Abschreibungen TS 128 €, Vorjahr TS 15 €)	-248.669,91	-22.271,44
9. Zinsen und ähnliche Aufwendungen (davon betreffend Sondervermögen TS 104 €, Vorjahr TS 227 €)	-104.775,43	-226.631,46
10. Zwischensumme aus Z 7 bis Z 9	88.379,13	104.900,13

	31.12.2015 €	31.12.2014 €
11. Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	177.220,66	222.858,77
12. Steuern vom Einkommen (davon betreffend Sondervermögen TS 61 €, Vorjahr TS 82 €)	-65.350,23	-74.810,97
13. Jahresüberschuss	111.870,43	148.047,80
14. Auflösung unverteuerter Rücklagen	109.125,49	105.603,61
15. Zuweisung zu unverteuerten Rücklagen	-183.888,68	-54.170,52
16. Zuweisung zu Gewinnrücklagen	-33.107,24	-195.480,89
17. Jahresgewinn	4.000,00	4.000,00
18. Gewinnvortrag aus dem Vorjahr	16.000,00	12.000,00
19. Bilanzgewinn	20.000,00	16.000,00

ANHANG DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

FÜR DIE REGULIERUNG DER ELEKTRIZITÄTS- UND ERDGAS- WIRTSCHAFT (E-CONTROL), WIEN, FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2015

Anwendung der unternehmensrechtlichen Vorschriften

Der vorliegende Jahresabschluss ist nach den Vorschriften des UGB in der geltenden Fassung und den sondergesetzlichen rechnungslegungsbezogenen Vorschriften des Energie-Control-Gesetzes (E-ControlG) aufgestellt worden.

Im Interesse einer klaren Darstellung wurden in der Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung einzelne Posten zusammengefasst. Diese Posten sind im Anhang gesondert ausgewiesen.

Die Gewinn- und Verlustrechnung ist in Staffelform nach dem Gesamtkostenverfahren aufgestellt.

Soweit es zur Vermittlung eines möglichst getreuen Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage erforderlich ist, wurden im Anhang zusätzlich Angaben gemacht.

Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Der Jahresabschluss wurde unter Beachtung der Grundsätze ordnungsgemäßer Buchführung sowie der Generalnorm, ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Unternehmens zu vermitteln, aufgestellt.

Aufgrund der geltenden Sondergesetze wurde zum Zwecke einer transparenteren Darstellung der wirtschaftlichen Verhältnisse die Position Sondervermögen sowohl in der Bilanz als auch in der Gewinn- und Verlustrechnung (zinsähnliche Erträge und Aufwendungen) gesondert ausgewiesen.

Bei der Erstellung des Jahresabschlusses wurde der Grundsatz der Vollständigkeit eingehalten.

Bei der Bewertung wurde von der Fortführung des Unternehmens ausgegangen.

Bei den Vermögensgegenständen und Schulden wurde der Grundsatz der Einzelbewertung angewandt.

Dem Vorsichtsprinzip wurde Rechnung getragen, indem insbesondere nur die am Abschlussstichtag verwirklichten Gewinne ausgewiesen werden.

Alle erkennbaren Risiken und drohenden Verluste, die im Geschäftsjahr 2015 oder in einem früheren Geschäftsjahr entstanden sind, wurden berücksichtigt.

Die bisher angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden wurden beibehalten.

Immaterielle Vermögensgegenstände werden, soweit gegen Entgelt erworben, zu Anschaffungskosten aktiviert und über längstens 3 bis 5 Jahre abgeschrieben.

Sachanlagen werden zu Anschaffungs- oder Herstellkosten abzüglich planmäßiger Abschreibungen bewertet. Die Nutzungsdauer beläuft sich auf 3 bis 5 Jahre.

Da der Bestand an geringwertigen Vermögensgegenständen i.S.d. § 13 EStG betragsmäßig von wesentlichem Umfang ist, wurden sie aktiviert und über 4 Jahre abgeschrieben. In Höhe der steuerlichen Sonderabschreibung wurde eine Bewertungsreserve gebildet.

Hinsichtlich der Bewertung der Vorräte an Drucksorten und sonstigem Büromaterial wurde bis zum Geschäftsjahr 2012 vom Bewertungsvereinfachungsverfahren nach

§ 209 Abs. 1 UGB (Festwert) Gebrauch gemacht. Aufgrund des anhaltenden Abbaus der Vorräte an Drucksorten und sonstigem Büromaterial wurde der Festwert in den Jahren 2013 bis 2015 gleichmäßig aufgelöst.

Bei der Bemessung der Rückstellungen wurden entsprechend den gesetzlichen Erfordernissen alle erkennbaren Risiken und drohenden Verluste berücksichtigt.

Die Abfertigungsrückstellung wird nach anerkannten finanzmathematischen Grundsätzen auf Basis eines Rechnungszinssatzes von 2,5 % (Vorjahr 2,5%), eines altersabhängigen Fluktuationsabschlages und des tatsächlichen Pensionseintrittsalters gemäß Pensionsreform 2003 ermittelt.

Verbindlichkeiten werden mit ihrem Rückzahlungsbetrag angesetzt. Fremdwährungsverbindlichkeiten werden mit ihrem Entstehungskurs oder mit dem höheren Devisenbriefkurs zum Bilanzstichtag bewertet.

Erläuterungen zur Bilanz

ANLAGEVERMÖGEN

Die Aufgliederung des Anlagevermögens und seine Entwicklung im Berichtszeitraum ist im Anlagenspiegel angeführt (vergleiche Anlage 1 zum Anhang). Die Zugänge des Geschäftsjahres im Anlagevermögen betreffen im Wesentli-

chen EDV-Soft- und -Hardware sowie Investitionen in die Büroinfrastruktur der Energie-Control Austria (bauliche Investitionen).

Die Verpflichtungen aus der Nutzung von in der Bilanz nicht ausgewiesenen Sachanlagen

beträgt TS 978 € für das Geschäftsjahr 2015 (Vorjahr TS 966 €). Die Gesamtverpflichtungen für die nächsten 5 Jahre betragen TS 3.722 € (Vorjahr TS 4.011 €).

FORDERUNGEN UND SONSTIGE VERMÖGENSGEGENSTÄNDE

Die Restlaufzeit der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen beträgt weniger als 12 Monate.

In den sonstigen Forderungen und Vermögensgegenständen sind Beträge in Höhe von TS 14 € (Vorjahr TS 20 €) mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr enthalten. Die Restlaufzeit der übrigen Forderungen beträgt weniger als 12 Monate.

Im Posten „Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände“ sind Erträge in Höhe von TS 69 € enthalten (Vorjahr TS 33 €), die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

SONDERVERMÖGEN

Im Bilanzposten „Sondervermögen“ sind liquide Mittel und Veranlagungen mit einer Laufzeit von bis zu 15 Monaten enthalten, die aufgrund der nachfolgend zitierten Gesetzesgrundlagen eingehoben und inklusive der erwirtschafteten Zinserträge weitergeleitet werden.

KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG

Gemäß § 13 ÖSG 2002 und § 8 KWK Gesetz 2008 ist die Energie-Control Austria mit der Einhebung, Verwaltung und Auszahlung der bescheidmäßig festgestellten Unterstüt-

zungsbeiträge zur Förderung von KWK-Anlagen beauftragt. Mit der letztmaligen Auszahlung von bescheidmäßig festgestellten Unterstützungstarifen (Mitte 2014) ist dieses Förderschema nun endgültig ausgelaufen. Die Energie-Control Austria hat – mit Ausnahme der treuhändigen Verwaltung restlicher Fördermittel – ihre Tätigkeiten in diesem Bereich nun eingestellt.

STRANDED-COSTS-BEITRÄGE

Gemäß § 5 Abs. 4 E-ControlG ist die Energie-Control Austria mit der Einhebung, Verwaltung und Zuteilung der Stranded-Costs-Beiträge (das sind Beihilfen zur Abdeckung von Erlösminderungen, die infolge der Marktöffnung entstanden sind) beauftragt. Die Energie-Control Austria hat – von der treuhändigen Verwaltung restlicher Fördermittel abgesehen – nach höchstgerichtlichen Entscheidungen ihre Tätigkeiten in diesem Bereich eingestellt.

TREUHANDVERMÖGEN – EU-TWINNING

Twinning-Projekte (Verwaltungspartnerschaften) sind eine Initiative der Europäischen Kommission und wurden im Jahr 1998 ins Leben gerufen. Es handelt sich dabei um von der Europäischen Kommission finanzierte zeitlich befristete Partnerschaftsprojekte. Sie basieren auf genau definierten Leitlinien für den gesamten Projektablauf und werden nach Projektabschluss von der Europäischen Kommission einer eingehenden Prüfung unterzogen.

Bei dem unter der Bilanz der Energie-Control Austria ausgewiesenen Treuhandvermögen handelt es sich um Projektgelder der Europä-

ischen Kommission zur Abwicklung von Twinning-Projekten in Algerien sowie Georgien, in welchen die Energie-Control Austria sowohl als Projektpartner als auch als finanzielle Abwicklungsstelle für die beteiligten Projektpartner agiert.

Nach den erfolgreich im Geschäftsjahr 2013 und 2014 abgeschlossenen Twinning-Projekten in Georgien (Elektrizitätsmarkt) sowie

Kroatien konnte die Energie-Control Austria im Geschäftsjahr 2015 sowohl ein Twinning-Projekt in Algerien als auch ein Nachfolgeprojekt in Georgien (Erdgasmarkt) im Rahmen der offiziellen Ausschreibung gewinnen und die operative Projektstätigkeit aufnehmen.

Das Treuhandvermögen – EU-Twinning setzt sich zum Stichtag wie folgt zusammen:

	31.12.2015 €	31.12.2014 €
Projektkonto Twinning-Algerien	490.209,24	0,00
Projektkonto Twinning-Georgien I + II	557.627,34	601.953,18
	1.047.836,58	601.953,18

UNVERSTEUERTE RÜCKLAGEN

Hinsichtlich der Entwicklung der un versteuerten Rücklagen verweisen wir auf die Anlage 2 zum Anhang.

SONSTIGE RÜCKSTELLUNGEN

Der im Posten „sonstige Rückstellungen“ ausgewiesene Betrag setzt sich im Wesentlichen wie folgt zusammen:

	31.12.2015 €	31.12.2014 €
Erstellung Geschäfts- und Tätigkeitsbericht	75.000,00	80.000,00
Noch nicht abgerechnete Projekte und Studien	115.227,00	66.860,00
Noch nicht konsumierte Urlaube	573.613,61	557.783,44
Prämien Mitarbeiter	657.723,55	675.174,77
Rechts-, Prüfungs- und Beratungsaufwand	23.400,00	23.000,00
Sonstige noch nicht abgerechnete Leistungen	274.958,00	252.435,60
	1.719.922,16	1.655.253,81

VERBINDLICHKEITEN

Im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ sind Aufwendungen in Höhe von TS 225 € (Vorjahr TS 203 €) enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

Mit Stichtag 2.3.2011 wurde das Stammkapital sowie der Bilanzgewinn der Energie-Control GmbH (in Höhe TS 3.707 €) in eine „Erhaltene Anzahlung“ umgewidmet. Diese Anzahlung dient zur Verrechnung der von der Republik Österreich gemäß § 32 Abs. 6 E-ControlG an die Energie-Control Austria (als Rechtsnachfolgerin der Energie-Control GmbH) in Folgejahren zu leistenden Beiträge im Rahmen der nach § 5 Abs. 4 E-ControlG von der Energie-Control Austria zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse. Die konkret von der Energie-Control Austria zu erfüllenden Aufgaben werden jährlich zwischen der Republik Österreich und der Energie-Control Austria abgestimmt und zur Verrechnung gebracht.

Im Jahr 2015 wurden TS 310 € zuzüglich 20% USt (Vorjahr TS 251 €) an Aufwendungen für Aufgaben im Rahmen des § 5 Abs. 4 E-ControlG von der Energie-Control Austria zur Verrechnung gebracht und mit der „Erhaltenen Anzahlung“ verrechnet.

Sämtliche Verbindlichkeiten haben eine Restlaufzeit von weniger als einem Jahr. Ausgenommen davon ist die Verbindlichkeit resultierend aus der Umwidmung des Stammkapitals und des Bilanzgewinns der Energie-Control GmbH in eine „Erhaltene Anzahlung“, für Aufwendungen im Rahmen des § 5 Abs. 4 E-ControlG in Höhe von rd. TS 2.240 € (Vorjahr TS 2.613 €) mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr.

**VERPFLICHTUNGEN
AUS SONDERVERMÖGEN**

Da es sich bei dem aktivseitig ausgewiesenen Bilanzposten „Sondervermögen“ um Gelder handelt, über welche die Energie-Control Austria zwischenzeitig verfügt, wurden Verpflichtungen aus Sondervermögen in gleicher Höhe eingestellt.

**VERPFLICHTUNGEN AUS TREUHAND-
VERMÖGEN – EU-TWINNING**

Da es sich bei dem aktivseitig unter der Bilanz ausgewiesenen Bilanzposten „Treuhandvermögen – EU-Twinning“ um Gelder handelt, über welche die Energie-Control Austria nur rechtlich, nicht jedoch wirtschaftlich verfügt, wurden Verpflichtungen aus Treuhandvermögen – EU-Twinning in gleicher Höhe eingestellt.

Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

UMSATZERLÖSE		
	31.12.2015 €	31.12.2014 €
Erlöse Strommarktregulierung	17.557.379,52	16.752.877,34
Erlöse Gasmarktregulierung	6.260.441,75	6.192.471,84
abz. Erlösschmälerungen: Budgetvortrag	-2.238.076,53	-2.821.916,13
	21.579.744,74	20.123.433,05
Erlöse aus nicht regulatorischer Tätigkeit	310.269,04	251.067,60

SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE		
	31.12.2015 €	31.12.2014 €
a) Erträge aus dem Abgang vom Anlagevermögen mit Ausnahme der Finanzanlagen	229,19	12.658,52
b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	73.633,36	21.693,34
c) Übrige	360.410,96	957.173,35
	434.273,51	991.525,21

ERLÄUTERUNG SONSTIGE ERTRÄGE (ÜBRIGE)		
	31.12.2015 €	31.12.2014 €
Weiterverrechnung RECS, CEER	69.609,99	26.289,31
Weiterverrechnung Spritpreisrechner/Tarifkalkulator	85.652,83	64.926,96
Weiterverrechnung REMIT, AIB	66.516,00	11.603,25
Weiterverrechnung Twinning-Projekte	24.226,81	656.198,45
Vortragstätigkeit Ausland	33.320,81	189.213,11
Vortragstätigkeit Inland	8.345,00	5.367,00
Erhaltener Schadenersatz	2.430,00	1.357,67
Skontoerträge aus Wareneinkauf	-7,98	0,00
Übrige Erträge	70.317,50	3.575,27
	360.410,96	957.173,35

PERSONALAUFWAND		
	31.12.2015	31.12.2014
	€	€
a) Gehälter	8.922.068,89	8.382.828,89
b) Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen	146.663,76	151.445,12
c) Aufwendungen für Altersversorgung	419.574,21	372.314,50
d) Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	1.817.983,63	1.737.285,93
e) Sonstige Sozialabgaben	99.132,32	74.976,71
	11.405.422,81	10.718.851,15

AUFWENDUNGEN FÜR ABFERTIGUNGEN UND LEISTUNGEN AN BETRIEBLICHE MITARBEITERVORSORGEKASSEN		
	31.12.2015	31.12.2014
	€	€
Veränderung Abfertigungsrückstellung	23.651,54	34.333,42
Mitarbeitervorsorgekasse	123.012,22	117.111,70
	146.663,76	151.445,12

MITARBEITER				
	zum 31. 12. 2015	durchschnittlich	zum 31. 12. 2014	durchschnittlich
Vorstand	2,0	2,0	2,0	2,0
Angestellte	120,9	113,2	119,0	117,7
	122,9	115,2	121,0	119,7

SONSTIGE BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN		
	31.12.2015	31.12.2014
	€	€
a) Steuern, soweit sie nicht unter Steuern vom Einkommen und Ertrag fallen	1.560,61	1.076,73
b) Übrige	9.354.444,69	9.168.405,86
	9.356.005,30	9.169.482,59

SONSTIGE ZINSEN UND ÄHNLICHE ERTRÄGE		
	31.12.2015	31.12.2014
	€	€
Zinserträge	19.206,99	17.156,10
Zinserträge aus Wertpapieren des Sondervermögens:		
im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung	236.399,82	23.313,45
im Bereich Stranded-Costs-Beiträge	53.933,30	13.167,12
Sonstige Zinserträge des Sondervermögens:		
im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung	119.724,01	270.731,49
im Bereich Stranded-Costs-Beiträge	12.560,35	29.434,87
	441.824,47	353.803,03

In den sonstigen Zinsen und ähnlichen Erträgen sind Zinserträge enthalten, welche in Zusammenhang mit dem in der Bilanz gesondert ausgewiesenen Sondervermögen (Kraft-Wärme-Kopplung und Stranded Costs) stehen.

AUFWENDUNGEN AUS WERTPAPIEREN DES SONDERVERMÖGENS

In den in der Bilanz gesondert ausgewiesenen liquiden Mitteln des Sondervermögens (Kraft-Wärme-Kopplung und Stranded Costs) sind auch kurzfristige Veranlagungen (festverzins-

liche Wertpapiere und Geldmarktpapiere) in Höhe von TS 13.775 € mit einer Laufzeit von bis zu 15 Monaten enthalten. Der Wert zum Abschlussstichtag wurde unter Zugrundelegung der fortgeführten Anschaffungskosten ermittelt.

Zum Abschlussstichtag erfolgten Abschreibungen auf die fortgeführten Anschaffungskosten in Höhe von TS 128 € (Vorjahr TS 15 €) sowie Verluste aus dem Abgang in Höhe von TS 121 € (Vorjahr TS 7 €).

ZINSEN UND ÄHNLICHE AUFWENDUNGEN		
	31.12.2015	31.12.2014
	€	€
Bank- und Darlehenszinsen	-357,48	-30,52
Zinsaufwendungen des Sondervermögens:		
im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung	-85.945,05	-205.216,75
im Bereich Stranded-Costs-Beiträge	-18.472,90	-21.384,19
	-104.775,43	-226.631,46

Entgelte des Abschlussprüfers

Die Entgelte des Abschlussprüfers setzen sich im Geschäftsjahr 2015 wie folgt zusammen:

	31.12.2015	31.12.2014
	€	€
Prüfungsentgelt Geschäftsjahr	23.400	23.000
Andere Bestätigungsleistungen	0	4.000
Sonstige Leistungen	0	0

Ergänzende Angaben

Die Vergütungen an den Aufsichtsrat betragen im Geschäftsjahr 2015 insgesamt 9.945 € (Vorjahr TS 12 €).

Eine Aufschlüsselung nach § 239 Abs. 1 Ziffer 3 und 4 UGB unterbleibt, da weniger als drei Personen betroffen sind.

ORGANE DER GESELLSCHAFT

Vorstand

DI Walter Boltz

DI (FH) Mag. (FH) Martin Graf, MBA

Als Mitglieder des Aufsichtsrates waren im Geschäftsjahr 2015 folgende Personen tätig:

Univ.-Prof. DDr. Walter Barfuß

(Vorsitzender)

Dr. Georg Obermeier

(Stellvertreter des Vorsitzenden)

Mag. Gunda Kirchner

Mag. Ulrike Wilfling

Vertreter des Betriebsrates:

Ing. Martin Brozka

Dr. Johannes Mrazek

Wien, am 9. Februar 2016

Der Vorstand



DI Walter Boltz



Mag. (FH) DI (FH) Martin Graf, MBA

ANLAGENSPIEGEL ZUM 31. DEZEMBER 2015

	Anschaffungs- und Herstellungskosten am 1. 1. 2015 €	Zugänge €	Umbuchungen €	Abgänge €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:				
1. Strombezugsrecht	18.601,71	0,00	0,00	0,00
2. EDV-Software	5.282.433,07	846.312,17	177.864,00	0,00
3. Geleistete Anzahlungen	202.636,40	634.540,80	-177.864,00	24.772,40
	5.503.671,18	1.480.852,97	0,00	24.772,40
II. Sachanlagen:				
1. Einbauten in fremde Gebäude	887.271,47	870,09	0,00	0,00
2. Geschäftsausstattung	1.270.384,31	90.447,98	0,00	0,00
3. EDV-Hardware	2.913.494,94	132.016,26	0,00	8.081,33
4. Personenkraftwagen	192.781,84	0,00	0,00	69.517,44
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	974.328,69	183.888,68	0,00	0,00
	6.238.261,25	407.223,01	0,00	77.598,77
SUMME	11.741.932,43	1.888.075,98	0,00	102.371,17

ENTWICKLUNG DER UNVERSTEUERTEN RÜCKLAGEN

	Stand am 1. 1. 2015 €	Zuführung €
Bewertungsreserve auf Grund von Sonderabschreibungen:		
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2012	23.389,69	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2013	52.348,51	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2014	40.631,12	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) – 2015	0,00	183.888,68
	116.369,32	183.888,68

ANLAGENSPIEGEL ZUM 31. DEZEMBER 2015				
	kumulierte Abschreibungen €	Buchwert 31. 12. 2015 €	Buchwert 31. 12. 2014 €	Abschreibungen des Geschäfts- jahres €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:				
1. Strombezugsrecht	18.366,23	235,48	518,06	282,58
2. EDV-Software	4.944.736,33	1.361.872,91	1.147.751,74	810.055,00
3. Geleistete Anzahlungen	0,00	634.540,80	202.636,40	0,00
	4.963.102,56	1.996.649,19	1.350.906,20	810.337,58
II. Sachanlagen:				
1. Einbauten in fremde Gebäude	665.614,95	222.526,61	281.944,87	60.288,35
2. Geschäftsausstattung	1.192.405,79	168.426,50	158.793,20	80.814,68
3. EDV-Hardware	2.501.857,49	535.572,38	792.980,87	389.424,75
4. Personenkraftwagen	80.170,65	43.093,75	67.120,55	24.026,80
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	967.084,86	191.132,51	116.369,32	109.125,49
	5.407.133,74	1.160.751,75	1.417.208,81	663.680,07
SUMME	10.370.236,30	3.157.400,94	2.768.115,01	1.474.017,65

ENTWICKLUNG DER UNVERSTEUERTEN RÜCKLAGEN			
	Auflösung durch Zeitablauf €	Auflösung durch Ausscheidung €	Stand am 31. 12. 2015 €
Bewertungsreserve auf Grund von Sonderabschreibungen:			
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) - 2012	23.389,69	0,00	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) - 2013	26.174,17	0,00	26.174,34
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) - 2014	13.539,40	0,00	27.091,72
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) - 2015	46.022,23	0,00	137.866,45
	109.125,49	0,00	191.132,51

LAGEBERICHT DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

FÜR DIE REGULIERUNG DER ELEKTRIZITÄTS- UND ERDGAS- WIRTSCHAFT (E-CONTROL) FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2015

Geschäftsverlauf, Geschäftsergebnis und Lage des Unternehmens

GESCHÄFTSTÄTIGKEIT UND RAHMENBEDINGUNGEN

Das Geschäftsjahr 2015 umfasste die behördliche Regulierungstätigkeit, die Genehmigung und Nichtuntersagung von allgemeinen Bedingungen von Energielieferanten und Energieversorgern, die Feststellung der Kostenbasis von Netzbetreibern für den Strom- und Gasbereich, die Festsetzung der Systemnutzungsentgelte, die Zulassung für die Tätigkeit eines Bilanzgruppenverantwortlichen sowie die Überwachung der Entflechtung und die Führung von zweitinstanzlichen Beschwerdeverfahren vor den Verwaltungsgerichten. Überdies wurden zahlreiche Aufsichtsverfahren zur Einhaltung der einschlägigen Rechtsgrundlagen durch die Marktteilnehmer sowie kartellrechtliche Verfahren geführt. Neben den Systemnutzungsentgeltverordnungen wurden auch Marktregeln neu erlassen. Auf europäischer Ebene war die Ausarbeitung von Netzwirkkodizes zur Weiterentwicklung des EU-Energiebinnenmarktes ein Arbeitsschwerpunkt.

Die Energie-Control Austria hatte im Geschäftsjahr 2015 auch Umsetzungsmaßnahmen im Zusammenhang mit der EU-Verordnung 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT) sowie der EU-Verordnung 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur gesetzt. Schließ-

lich war die Erhebung von Rechtsmitteln und die damit zusammenhängende Prüfung von wettbewerbsrechtlich relevanten Tatbeständen betreffend eines auszurufenden Strom-Engpasses an der deutsch-österreichischen Grenze aufgrund einer Stellungnahme der europäischen Regulierungsagentur ein umfassender Arbeitsschwerpunkt. Hinzu kamen umfangreiche Tätigkeiten der Streitschlichtung sowie das Berichtswesen.

Als ein wesentlicher Bestandteil der Endkundenservices der Energie-Control Austria wurde bereits 2002 eine Schlichtungsstelle eingerichtet, bei der sich Strom- und Gaskunden bei Schwierigkeiten mit dem Netzbetreiber oder Lieferanten Hilfe suchen können. Ab 2016 wird die Schlichtungsstelle weiter aufgewertet und ist nun nach dem Alternative-Streitbeilegung-Gesetz eine durch das Bundesministerium für Arbeit, Soziales und Konsumentenschutz an die Europäische Kommission notifizierte Schlichtungsstelle.

Durch Erlassung weiterer Netzkodizes auf europäischer Ebene wird sich die Energie-Control Austria 2016 mit weiteren internationalen Sachverhalten auseinandersetzen und diese bearbeiten. Überdies sind die nationalen Rechtsgrundlagen (insbesondere Verordnungen der Energie-Control Austria) auf Übereinstimmung mit den Netzkodizes zu überprüfen. Ein weiterer Schwerpunkt im Jahr

2016 wird die Novellierung der Gas-Marktmmodell-Verordnung sein, wobei dabei insbesondere das Bilanzierungssystem überarbeitet werden wird. Aufgrund von Anfechtungen erstinstanzlicher Bescheide der Energie-Control Austria durch Marktteilnehmer werden im Jahr 2016 zudem auch Verfahren vor den Verwaltungsgerichten zu führen sein.

Die bereits in Vorjahren erfolgte Änderung des Körperschaftsteuergesetzes 1988 im Zuge des Stabilitätspaketes aus 2012 hatte erstmals im Geschäftsjahr 2014 Auswirkungen auf die Energie-Control Austria und in Folge auch im abgelaufenen Geschäftsjahr 2015. Bereits seit dem 1. April 2012 ist die Energie-Control Austria mit sämtlichen im Eigenbestand sowie Sonder- und Treuhandvermögen erwirtschafteten Kapitalerträgen kapitalertragsteuerpflichtig (§ 1 Abs. 3 Ziffer 3 Körperschaftsteuergesetz) gestellt. Daher verringerte sich das dem Sonder- und Treuhandvermögen zuordenbare Zinsergebnis um die direkt von den Banken einbehaltene und abzuführende Kapitalertragsteuer in Höhe von 25%. Dieser Steuersatz wird sich jedoch nach Ende des Geschäftsjahres 2015 für Wertpapiererträge auf 27,5% erhöhen. Daher werden die Wertpapiererträge des Sondervermögens ab dem Jahr 2016 mit einer höheren Kapitalertragsteuer belastet.

Mit Änderung der Rechtsform der Regulierungsbehörde im Jahr 2011 erfolgte auch eine Änderung des Eigenkapitals der Gesell-

schaft. Zum Stichtag 3. März 2011 wurde das Stammkapital sowie der Bilanzgewinn der Energie-Control GmbH (in Höhe TS 3.707 €) in eine „Erhaltene Anzahlung“ auf zukünftige, nicht-regulatorische Leistungen umgewidmet. Diese Anzahlung diente auch im abgelaufenen Geschäftsjahr 2015 zur Verrechnung der von der Republik Österreich gemäß § 32 Abs. 6 E-ControlG an die Energie-Control Austria (als Rechtsnachfolgerin der Energie-Control GmbH) in Folgejahren zu leistenden Beiträge im Rahmen der nach § 5 Abs. 4 E-ControlG von der Energie-Control Austria zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse. Diese Anzahlung hat sich im abgelaufenen Geschäftsjahr 2015 durch verrechnete Aufwendungen für Aufgaben im Rahmen des § 5 Abs. 4 E-ControlG um TS 310 € (zuzüglich 20% USt) reduziert und wird nun in der Bilanz mit TS 2.240 € ausgewiesen.

Bereits 2014 wurde im Bereich der nach § 13 Ökostromgesetz 2002 und § 8 KWK Gesetz 2008 von der Energie-Control Austria verwalteten Unterstützungsbeiträge für KWK-Anlagen eine abschließende Auszahlung auf Basis einer Feststellung per Bescheid durchgeführt. Damit waren nach dem Abschluss der letzten offenen Verfahren im Bereich der Stranded-Costs-Beiträge im Jahr 2013 auch im Bereich der KWK-Unterstützungsbeiträge sämtliche Ansprüche der Begünstigten abgegolten. Im abgelaufenen Geschäftsjahr 2015 wurden daher Überzahlungen und erwirtschaftete Kapitalerträge aus KWK- und

Stranded-Costs-Verfahren als Sonder- und Treuhandvermögen verwaltet. Bis zum Vorliegen einer abschließenden Entscheidung des Gesetzgebers hinsichtlich der weiteren Verwendung des noch verbleibenden Sondervermögens wird die Energie-Control Austria die liquiden Mittel auch über den 31. Dezember 2015 hinaus weiterhin als Treuhänder verwalten.

FINANZIELLE KENNZAHLEN DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

Als finanzielle Leistungsindikatoren, welche die Vermögens-, Finanzierungs- und Kapitalstruktur der Energie-Control Austria möglichst genau darstellen, wurden folgende Kennzahlen (Werte in Euro) identifiziert.

KAPITALSTRUKTURANALYSE OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DES SONDER- UND TREUHANDVERMÖGENS

	Zeitraum 1. 1. – 31.12.2015	Zeitraum 1. 1. – 31.12.2014
1. Fiktive Schuldentilgungsdauer *)		
Rückstellungen	2.052.050	1.963.730
+ Verbindlichkeiten (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	6.446.138	7.333.352
- Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
- Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	-5.014.327	-5.934.885
Zwischensumme	3.483.861	3.362.197
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit *)	116.672	140.597
- Steuern *)	-4.802	7.451
+ Abschreibungen im Anlagevermögen	1.474.018	1.359.733
- Zuschreibungen im Anlagevermögen	0	0
-/+ Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	-229	-12.659
+/- Erhöhung/Verringerung langfristige Rückstellungen	23.652	34.333
Mittelüberschuss aus dem EGT	1.609.310	1.529.456
= Fiktive Schuldentilgungsdauer	2,16 Jahre	2,20 Jahre

*) ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

KAPITALSTRUKTURANALYSE OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DES SONDER- UND TREUHANDVERMÖGENS

	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2015	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2014
2. Eigenmittelquote *)		
Eigenkapital	666.115	629.008
+ Unversteuerte Rücklagen	191.133	116.369
bereinigtes Eigenkapital	857.248	745.377
Gesamtkapital (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	9.355.436	10.042.459
- von Vorräten „abziehbare“ Anzahlungen	0	0
= Eigenmittelquote	9,16%	7,42%

*) ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

LIQUIDITÄTSANALYSE OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DES SONDER- UND TREUHANDVERMÖGENS

	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2015	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2014
1. Working Capital Ratio *)		
kurzfristige Aktiva (Umlaufvermögen)	6.183.824	7.271.794
kurzfristige Passiva	5.925.640	6.375.862
= Working Capital Ratio	104,36%	114,05%
2. Dynamischer Verschuldungsgrad *)		
Rückstellungen	2.052.050	1.963.730
+ Verbindlichkeiten (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	6.446.138	7.333.352
- Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
- Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	-5.014.327	-5.934.885
- Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	-98.168	-35.000
- sonstige Forderungen	-304.087	-770.598
= Effektivverschuldung	3.081.607	2.556.600
Cashflow aus dem Ergebnis	942.517	1.679.684
= Dynamischer Verschuldungsgrad	3,27 Jahre	1,52 Jahre

*) ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

KAPITALFLUSSRECHNUNG OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DER VERÄNDERUNG IM SONDER- UND TREUHANDVERMÖGEN		
	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2015	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2014
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit *)	116.672	140.597
+ Abschreibung	1.474.018	1.359.733
-/+ Erträge/Verluste aus dem Abgang vom Anlagevermögen	-229	-12.553
-/+ Erträge/Verluste aus dem Abgang von Finanzanlagen	0	0
+/- Veränderung langfristige Rückstellungen	23.652	34.333
-/+ Veränderung der Vorräte	6.379	6.379
-/+ Veränderung Forderungen Lieferungen und Leistungen	-63.168	55.663
-/+ Veränderung sonstiger Forderungen	466.511	-490.624
-/+ Veränderung Aktive Rechnungsabgrenzungsposten	-253.970	-267.200
+/- Veränderung kurzfristige Rückstellungen	64.668	-27.578
+/- Veränderung Verbindlichkeiten Lieferungen und Leistungen	69.109	337.702
+/- Veränderung sonstiger Verbindlichkeiten	-956.322	535.781
Netto-Geldfluss aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	947.319	1.672.233
Steuern vom Einkommen und Ertrag *)	-4.802	7.451
Netto-Geldfluss aus der laufenden Geschäftstätigkeit	942.517	1.679.684
+/- Einzahlungen aus dem Abgang vom Anlagevermögen (ohne FAV)	25.002	14.909
+/- Einzahlungen aus dem Abgang von Finanzanlagen	0	0
- Investitionen in das Anlagevermögen (ohne FAV)	-1.888.076	-2.153.477
- Investitionen in das Finanzanlagevermögen	0	0
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	-1.863.074	-2.138.569
+/- Veränderung Bank- und Finanzierungsverbindlichkeiten	0	0
+/- Zuschüsse/Entnahmen Eigenkapital	0	0
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit	0	0
Zahlungswirksame Veränderung des Finanzmittelbestandes		
+/- Veränderung Kassa/Bank	-920.558	-458.884
+/- Veränderung Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
Veränderung liquider Mittel	-920.558	-458.884
+ Finanzmittelbestand am Beginn der Periode	5.934.885	6.393.769
Finanzmittelbestand am Ende der Periode	5.014.327	5.934.885

*) ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

Aufgrund der Sachzieldominanz einer Regulierungsbehörde und der damit fehlenden Gewinnorientierung sind Erfolgskennzahlen als finanzielle Leistungsindikatoren für die Energie-Control Austria jedoch nur von geringer Aussagekraft.

In Folge der fehlenden Gewinnorientierung, der gesetzlichen Ausgestaltung des Finanzierungsmodus (Einhebung eines ausschließlich kostendeckenden Finanzierungsentgeltes) sowie dem geringen Widmungskapital sind eigenkapitalbildende Maßnahmen nur in eingeschränktem Ausmaß möglich. Eine deutliche Anhebung des Eigenkapitals wird sich für die Energie-Control Austria erst im Geschäftsjahr 2016 ergeben. So sieht die teilweise Neugestaltung der Rechnungslegungsvorschriften in Folge des Rechnungslegungs-Änderungsgesetzes 2014 (RÄG 2014, BGBl. I Nr. 22/2015) vor, dass die im Jahresabschluss 2015 ausgewiesenen „unversteuerten Rücklagen“ ersatzlos entfallen und unmittelbar in eine „Gewinnrücklage“ eingestellt werden müssen. Dies hat für die Energie-Control Austria zur Folge, dass der Gesamtbetrag der in der Bilanz 2015 ausgewiesenen „unversteuerten Rücklagen“ in Höhe von TS 191 € im Geschäftsjahr 2016 direkt in eine Gewinnrücklage eingestellt und somit zu einer deutlichen Verbesserung der Eigenkapitals im Jahr 2016 führen wird.

Zusätzlich führte die Umwidmung des Eigenkapitals sowie des Bilanzgewinns der Energie-Control GmbH mit Stichtag 3. März 2011 in eine „Erhaltene Anzahlung“ für die in Folgejahren für die Republik Österreich zu erfül-

lenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse zu einer wesentlichen Erhöhung der Verbindlichkeiten der Energie-Control Austria. Im Geschäftsjahr 2015 wurden durch die Weiterverrechnung von nicht-regulatorischen Leistungen diese Verbindlichkeiten erneut schrittweise abgebaut. Auch in den kommenden Geschäftsjahren wird eine solche schrittweise Reduktion stattfinden.

Ein Liquiditätsrisiko in Folge einer vorzeitigen Fälligkeit dieser Verbindlichkeit ist eher gering einzuschätzen, da die Verrechnung der im allgemeinen öffentlichen Interesse wahrgenommenen Aufgaben zwischen der Energie-Control Austria sowie der Republik Österreich nur in beiderseitigem Einvernehmen sowie unter Bedachtnahme der Liquiditätssituation der Energie-Control Austria erfolgen kann. In Kombination mit der zum Bilanzstichtag ermittelten Schuldentilgungsdauer von nur rd. 2,2 Jahren ergibt sich somit für die Energie-Control Austria kein unmittelbarer Handlungsbedarf.

VORGÄNGE VON BESONDERER BEDEUTUNG, DIE NACH DEM SCHLUSS DES GESCHÄFTSJAHRES EINGETRETEN SIND

Der Aufsichtsrat der Energie-Control Austria wurde am 9. Februar 2016 vom Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft informiert, dass die bestehenden Vorstandsmandate nicht verlängert werden.

Voraussichtliche Entwicklung des Unternehmens

Die Regulierungsbehörde Energie-Control Austria hat durch die oben dargestellten Gesetzgebungsakte einen deutlich erweiterten Verantwortungsbereich erhalten, der nunmehr unter anderem die verpflichtende Wahrnehmung von Aufgaben in folgenden Bereichen vorsieht:

- > Preis-/Wettbewerbsaufsicht;
- > Sicherstellung, dass alle Marktteilnehmer ihre Aufgaben erfüllen;
- > Durchsetzung von Maßnahmen zur Wettbewerbsbelebung;
- > Ausübung von Sanktionsmechanismen;
- > Verbessertes Monitoring;
- > Durchführung von Branchenuntersuchungen und Einholung von Ad-hoc-Auskünften sowie
- > Marktaufsicht über die Regulierung der natürlichen Monopole.

Der in der Vergangenheit erfolgte, gesetzlich notwendige Ausbau der quantitativen und qualitativen, personellen und sachlichen Ausstattung von Kernfunktionen der Energie-Control Austria wurde im abgelaufenen Geschäftsjahr 2015 abgeschlossen. Für die kommenden Jah-

re ist eine wesentliche gesetzliche Änderung in der Geschäftspolitik und in der strategischen Ausrichtung der Energie-Control Austria, die deren wirtschaftliche Situation und Entwicklung nachhaltig negativ beeinträchtigen könnte, nicht zu erwarten. Es sind lediglich punktuelle Erweiterungen des Aufgabenumfanges absehbar, wie beispielsweise durch die Umsetzung der in 2016 abzuschließenden EU-Richtlinie zu Netzwerk- und Informationssicherheit (NIS-Richtlinie: National strategy on the security of networks and information systems) und die von der EU geplanten rechtlichen Änderungen der EU-Richtlinie COM/2015/0572 zur Schaffung der Energieunion. Die durch diese neuen Rechtsvorschriften allenfalls erforderlichen zusätzlichen Personal- und Sachressourcen sind im Rahmen der vorhandenen Budgetierung gedeckt.

Die gesetzlichen Finanzierungsregeln ermöglichen im abgelaufenen Geschäftsjahr 2015 eine entsprechende volle Kostenabdeckung. Auch für die zukünftigen Geschäftsjahre kann von dieser vollen Kostenabdeckung ausgegangen werden.

Risikoberichterstattung

ALLGEMEINE BESCHREIBUNG DER WESENTLICHEN RISIKEN UND UNGEWISSEHEITEN, DENEN DAS UNTERNEHMEN AUSGESETZT IST

Die Energie-Control Austria ist aufgrund ihrer Sachzieldominanz und indem sie keine Pro-

dukte oder Dienstleistungen im betriebswirtschaftlichen Sinne erzeugt, für die es eine Preisbildung an Märkten durch Angebot und Nachfrage gibt, unverändert im abgelaufenen Geschäftsjahr 2015 und auch zukünftig keinem Markt-, Absatz-, Kunden- oder Produk-

tionsrisiko ausgesetzt. Die Energie-Control Austria unterliegt wie auch bisher keinem Gewinnstreben, wodurch sich auch alle damit in Zusammenhang stehenden Risiken auf lange Sicht ausschließen. Die Energie-Control Austria steht als Regulierungsbehörde mit ihren Leistungen nicht im Wettbewerb zu Dritten, sondern übt gesetzlich vorgegebene Aufgaben behördlich und unabhängig jeglicher Einflussnahmen aus. Derzeit sind keine weiteren maßgeblichen Gesetzesänderungen absehbar, welche die Aufgaben der Energie-Control Austria im obigen Sinne anders bestimmen könnten. Da folglich aus heutiger Sicht keine weiteren Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen erkennbar sind, werden auch hieraus ableitbare Risiken als sehr gering eingestuft.

Die weiterhin als Folge des 3. Energie-Binnenmarktpakets geltenden, resultierenden finanziellen Mehraufwendungen sind, unabhängig von ihrem engen Umfang, durch die gesetzlichen Finanzierungsregelungen in vollem Umfang gedeckt. Eine Änderung dieser gesetzlichen Finanzierungsregelungen ohne Gegenmaßnahme könnte ein Finanzierungsrisiko nur dann nach sich ziehen, wenn nicht gleichzeitig andere ausgleichende Regelungen getroffen würden. Dieses Finanzierungsrisiko wird jedoch als äußerst gering eingeschätzt, da dies umfangreiche gesetzliche Änderungen voraussetzen würde, die außerdem nur aus einem längeren Entstehungsprozess hervorgehen könnten. Auch hier sind derzeit keine weiteren maßgeblichen Gesetzesänderungen erkennbar, die bestehenden Finanzierungsregelungen zu ändern.

Wie in den abgelaufenen Geschäftsjahren besteht auch weiterhin für die Energie-Control

Austria kein Währungsrisiko, da annähernd alle Geschäftsvorfälle in EURO abgewickelt werden. Somit gibt es auch keine Geschäftsaktivitäten zur Minimierung von Währungsrisiken. Auch Veranlagungen werden nur in EURO getätigt. Somit bleiben zwar einerseits bei der Veranlagung Währungschancen durch ein Spekulationsverbot ungenutzt, andererseits werden hier aber auch die Währungsrisiken weitestgehend ausgeschlossen.

Ebenso bestehen auch weiterhin kreditseitig keine Zinsänderungsrisiken für die Energie-Control Austria, da weder Darlehens-, Finanzierungs- oder Leasingverträge – somit auch keine Fremdwährungs- und Darlehensfinanzierungen – abgeschlossen wurden, welche solche Zinsänderungsrisiken beinhalten würden. Somit gibt es auch keine Geschäftsaktivitäten zur Minimierung von Zinsänderungsrisiken.

Das Finanzierungsrisiko der Energie-Control Austria ist aufgrund gesetzlicher Regelungen nach wie vor sehr gering. Die Energie-Control Austria ist gemäß dem mit 3. März 2011 in Kraft getretenen Energie-Control-Gesetz berechtigt, zur Erfüllung ihrer den Elektrizitäts- und Erdgasmarkt betreffenden Aufgaben, von den Höchstspannungsnetzbetreibern bzw. Marktgebiets- und Verteilergebietsmanagern ein kostendeckendes Finanzierungsentgelt einzuheben. Die entsprechenden Vorschriften sowie Vorschaurechnungen für das Geschäftsjahr 2015 wurden vom Aufsichtsrat genehmigt.

So fand auch im Geschäftsjahr die Einhebung des Finanzierungsentgelts planmäßig statt. Somit ist auch das Ergebnis der Energie-Con-

trol Austria von der Aufwands- und Ertragsentwicklung unabhängig.

Auch ergeben sich keine wesentlichen Änderungen in der Risikostruktur. Weder im abgelaufenen Geschäftsjahr 2015 gab es hierzu Anzeichen, noch wird eine solche für die Zukunft erwartet.

Das Risikomanagement der Energie-Control Austria wird regelmäßig überprüft und bedarfsgemäß angepasst, da die Risiken zur Erfüllung und Aufrechterhaltung der Energie-Control Austria übertragenen Aufgaben zukünftig steigen werden. Mit dem Risikomanagement wird erreicht, das aus Sicht einer Risikoanalyse verbleibende Restrisiko für die Energie-Control Austria zu minimieren. Die Energie-Control Austria hat daher im abgelaufenen Geschäftsjahr 2015 begonnen, das Risikomanagement adäquat einer Energieregulierungsbehörde auszubauen. Grundlage hierfür bilden die Empfehlungen des nationalen Rechnungshofs, die sich einerseits am COSO-Standard (Committee of Sponsoring Organisations of the Treadway Commission) und andererseits an den INTOSAI-GOV-Standards (International Organisation of Supreme Audit Institutions) zu Risikomanagement und Internem Kontrollsystem orientieren. Mittelfristig erwartet die Energie-Control Austria eine weitere verpflichtende Formalisierung des Risikoberichtswesens.

RISIKOMANAGEMENTZIELE UND -METHODEN

Oberstes Ziel der Veranlagungsstrategie der Energie-Control Austria ist es, Bonitätsrisiken

weitestgehend zu minimieren, Währungsrisiken äußerst gering zu halten, Zinsänderungsrisiken zu vermeiden und keine Geschäfte zur Erzielung von Spekulationsgewinnen – insbesondere auch solche Spekulationen, die in direktem Zusammenhang mit Derivaten stehen oder sich aus Währungsdifferenzen ergeben – abzuschließen und damit die nominale Substanz aller anvertrauten Gelder zu erhalten. Gleichzeitig soll auch jede Veranlagung einem hohen Liquiditätsgrad entsprechen.

Die Energie-Control Austria hat bereits in den Vorjahren festgelegt, dass Geschäfte in einer anderen Währung als EURO eindeutige Spekulationen auf Währungsdifferenzen darstellen. Somit wird eine sichere, treuhändische Verwaltung und Veranlagung der Gelder, die der Energie-Control Austria anvertraut sind, gewährleistet und trotzdem die Erwirtschaftung marktorientierter, sicherer Zinserträge ermöglicht. Im abgelaufenen Geschäftsjahr 2015 wurden keine Veranlagungen zu Negativzinsen abgeschlossen.

Zu diesem Zweck wurde das im Jahr 2007 von der Energie-Control GmbH aufgebaute Risikomanagement für die Verwaltung und Veranlagung des Sondervermögens auch im abgelaufenen Geschäftsjahr 2015 von der Energie-Control Austria in vollem Umfang angewandt, um die Risiken, die sich aufgrund der weiterhin weltumspannenden Verwerfungen an den Finanzmärkten ergeben, für die Energie-Control Austria gering zu halten. So wurde auch im Jahr 2015 erneut das bestehende Risikomanagement laufend überprüft, im Aufsichtsrat diskutiert und weiterentwickelt.

Es liegt im ausdrücklichen Interesse der Energie-Control Austria, des Vorstands und des Aufsichtsrats, die nominale Substanz des Sondervermögens und erzielte Erträge zu erhalten und nicht der Spekulation auszusetzen.

Die Anwendung konservativer Veranlagungsregeln wurde somit auch im Geschäftsjahr 2015 in einem Marktumfeld anhaltend historisch niedriger Marktzinsen beibehalten. Die hohen Qualitätsanforderungen an Veranlagungsprodukte und zusätzliche Prüfungen und Kontrollen wurden mit Änderungen fortgeschrieben, um eine konservative, sicherheitsorientierte Veranlagung zu gewährleisten. Wie in den Vorjahren galt ebenso der Ausschluss von Bankgeschäften, die die nominale Substanz des Anlagebetrags gefährden können, das Verbot spekulativer Bankgeschäfte sowie das Verbot der Fremdmittelaufnahme, um Bankgeschäfte zu tätigen. Alle Geschäftsaktivitäten erfolgten nach dem Grundsatz maximaler Transparenz, sodass Veranlagungsentscheidungen von Einzelpersonen ausgeschlossen werden können.

Aufgrund der Veranlagungsvolumina werden von den Bank- und Kreditinstituten noch weiterhin geringe Verrechnungsspesen angesetzt. Andere bankübliche Konditionen entfallen. Die Energie-Control Austria erhält für die Ausführung der Treuhandfunktion aus Erträgen des Sonder- und Treuhandvermögens (wie in den Vorjahren) derzeit kein Entgelt. Somit wird der Wert des Sonder- und Treuhandvermögens nicht durch hohe bankübliche Management- und Abwicklungsgebühren geschmälert. Diese würden anfallen, wäre ein

Dritter mit der Verwaltung des Sonder- und Treuhandvermögens beauftragt.

Das Insolvenzrisiko einer mit der Energie-Control Austria in Geschäftsbeziehung stehenden Bank verbleibt jedoch nach wie vor und würde möglicherweise Veranlagungen in Festgeld und Gelder auf Geschäftskonten der Energie-Control Austria betreffen. Von einer Bankeninsolvenz nicht betroffen wären die auf dem Wertpapierdepot befindlichen Anleihen Dritter, die im Rahmen der Veranlagungsrichtlinie im Jahr 2014 seither von der Energie-Control Austria erworben wurden. In diesem Fall besteht allerdings das Ausfallrisiko des entsprechenden Emittenten.

Zur weiteren Berücksichtigung eines möglichen Insolvenzrisikos einer mit der Energie-Control Austria in Geschäftsbeziehung stehenden Bank tätigt die Energie-Control Austria nur mit jenen Banken Geschäfte, die innerhalb von Europa bzw. Österreich Systemrelevanz haben. Dazu werden regelmäßig Gespräche mit den Banken geführt, deren Rating überwacht sowie mit dem Vorstand und Aufsichtsrat diskutiert. Andererseits werden zur weiteren Berücksichtigung eines möglichen Ausfallrisikos von Anleiheemittenten die Zinsentwicklungen und Anleihemärkte beobachtet.

Allfällige Personalrisiken, wie beispielsweise Fluktuation oder Krankheit, werden durch interne Maßnahmen, zeitgemäße Organisationsformen, moderne Arbeitszeitmodelle, verantwortliche Mitarbeiterführung, Teilnahme an internationalen Projekten und vielfältigen

sachorientierten Weiterbildungsmaßnahmen sowie einem regelmäßigen Angebot an Gesundheitsberatung eingegrenzt. All diese Maßnahmen wurden in der Vergangenheit bereits erfolgreich umgesetzt und werden ständig weiterentwickelt und verbessert, um die Wissensbasis der Energie-Control Austria auf einem hohen Standard zu halten. Die durchgeführten Maßnahmen trugen erneut im abgelaufenen Geschäftsjahr 2015 zu einer niedrigen Fluktuation bei, zu einem abermals deutlich unter dem Bundesdurchschnitt Österreichs liegenden Krankenstandniveau, einer hohen Leistungsorientierung, zu einer starken Mitarbeiterbindung und einer beiderseitigen Loyalität.

RISIKOMANAGEMENT IM BEREICH DER IT

Die IT-Infrastruktur und die IT-Anwendungen der Energie-Control Austria haben einen wesentlichen Anteil an der Effizienz, Ergebnisqualität und Umsetzungsgeschwindigkeit bei der operativen Unterstützung der Regulierungstätigkeit. Dabei müssen dezentrale Arbeitseinsätze und Mobilität durch leistungsfähige Systeme mit hoher Sicherheit unterstützt werden.

Da die Nicht-Funktionsfähigkeit oder eingeschränkte Funktionsfähigkeit von Teilen der IT-Infrastruktur oder der IT-Anwendungen auch weitreichende Folgen für die Regulierungstätigkeit der gesamten Energie-Control Austria haben kann, wurde das IT-Risikomanagement im Jahr 2015, wie schon in Vorjahren, einer externen Analyse und Anpassung unterzogen. Durch das bereits in Vorjahren

in Betrieb genommene Ausfallrechenzentrum werden sowohl die Ausfall- als auch die Betriebssicherheit weiterhin auf einem konstant hohen Niveau gehalten.

RISIKOMANAGEMENT REMIT

Die EU-Verordnung 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT) stellt Regeln für die Marktteilnehmer auf Energiegroßhandelsmärkten auf. Sie trat am 28. Dezember 2011 in Kraft und verbietet Insider-Handel und Marktmanipulation.

In 2014 war die Aufnahme des operativen Betriebs von REMIT geplant. Durch Verzögerungen bei den anderen beteiligten internationalen Regulierungsbehörden wäre mit einer Aufnahme des operativen Betriebs im Geschäftsjahr 2015 zu rechnen gewesen. Diese Verzögerungen bei den anderen beteiligten internationalen Regulierungsbehörden setzten sich jedoch unerwartet auch 2015 fort, so dass die Aufnahme des operativen Betriebs erst im Geschäftsjahr 2016 erfolgen wird.

Mit REMIT erhält die Energie-Control Austria Zugang zu Daten und Informationen der höchsten Vertraulichkeit und Sensibilität. Eines gehen damit umfangreiche Neuerungen und Erweiterungen des Risikomanagements, die sowohl technische und bauliche als auch organisatorische Sicherheitsmaßnahmen bis hin zu Zutrittssystemen betreffen, die bereits 2014 weitestgehend umgesetzt wurden und im abgelaufenen Geschäftsjahr 2015 weiterentwickelt und komplettiert wurden.

Bericht über Forschung und Entwicklung

Auch im abgelaufenen Geschäftsjahr 2015 wiederholte sich die enge Zusammenarbeit mit nationalen und internationalen Universitäten, internationalen Energie-Experten und internationalen Energie-Regulierungsbehörden. Die Energie-Control Austria wird aufgrund der intensiven Arbeit und des hohen Engagements und der Flexibilität ihrer Mitarbeiter in den vergangenen Jahren innerhalb der europäischen Energie-Regulatoren nach wie vor als vorausschauender „think tank“ mit „thought leadership“ wahrgenommen. Somit ist es der Energie-Control Austria weiterhin möglich, an internationalen Forschungs- und Arbeitsprojekten im Energiebereich aktiv teilzunehmen. Sie leistet damit auch einen wesentlichen Beitrag zu wichtigen Themen der österreichischen und der europäischen Strom- und Gasmarktregulierung.

Die Kompetenz der Energie-Control Austria ist international hoch geschätzt und trug erneut dazu bei, im Geschäftsjahr 2015 das von der Europäischen Union ausgeschriebene und von der Energie-Control gewonnene Twinning-Projekt in Algerien zu beginnen. Außerdem hat die Energie-Control den Zuschlag für ein weiteres von der Europäischen Union ausgeschriebenes Twinning-Projekt in Georgien mit Beginn im Jahr 2016 erhalten.

Die Energie-Control Austria und ihre Mitarbeiter arbeiten weiterhin sehr intensiv und engagiert daran, ihre Kernkompetenzen auf dem notwendigen, sehr hohen Niveau auszubauen und somit einen wesentlichen Beitrag zur Regulierung des österreichischen und europäischen Strom- und Gasmarktes zu leisten.

Wien, am 9. Februar 2016

Der Vorstand



DI Walter Boltz



Mag. (FH) DI (FH) Martin Graf, MBA

BESTÄTIGUNGSVERMERK

BERICHT ZUM JAHRESABSCHLUSS

Wir haben den beigefügten Jahresabschluss der **Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control), Wien**, für das Geschäftsjahr vom 1. Jänner 2015 bis zum 31. Dezember 2015 unter Einbeziehung der Buchführung geprüft. Dieser Jahresabschluss umfasst die Bilanz zum 31. Dezember 2015, die Gewinn- und Verlustrechnung für das am 31. Dezember 2015 endende Geschäftsjahr sowie den Anhang.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter für den Jahresabschluss und für die Buchführung

Die gesetzlichen Vertreter der Anstalt öffentlichen Rechts sind für die Buchführung sowie für die Aufstellung eines Jahresabschlusses verantwortlich, der ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Anstalt öffentlichen Rechts in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften und den sondergesetzlichen rechnungslegungsbezogenen Vorschriften des Energie-Control-Gesetzes (E-ControlG) vermittelt. Diese Verantwortung beinhaltet: Gestaltung, Umsetzung und Aufrechterhaltung eines internen Kontrollsystems, soweit dieses für die Aufstellung des Jahresabschlusses und die Vermittlung eines möglichst getreuen Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Anstalt öffentlichen Rechts von Bedeutung ist, damit dieser frei von wesentlichen Fehldarstellungen ist, sei es auf Grund von beabsichtigten

oder unbeabsichtigten Fehlern; die Auswahl und Anwendung geeigneter Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden; die Vornahme von Schätzungen, die unter Berücksichtigung der gegebenen Rahmenbedingungen angemessen erscheinen.

Verantwortung des Abschlussprüfers und Beschreibung von Art und Umfang der gesetzlichen Abschlussprüfung

Unsere Verantwortung besteht in der Abgabe eines Prüfungsurteiles zu diesem Jahresabschluss auf der Grundlage unserer Prüfung. Wir haben unsere Prüfung unter Beachtung der in Österreich geltenden gesetzlichen Vorschriften und Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Diese Grundsätze erfordern, dass wir die Standesregeln einhalten und die Prüfung so planen und durchführen, dass wir uns mit hinreichender Sicherheit ein Urteil darüber bilden können, ob der Jahresabschluss frei von wesentlichen Fehldarstellungen ist.

Eine Prüfung beinhaltet die Durchführung von Prüfungshandlungen zur Erlangung von Prüfungsnachweisen hinsichtlich der Beträge und sonstigen Angaben im Jahresabschluss. Die Auswahl der Prüfungshandlungen liegt im pflichtgemäßen Ermessen des Abschlussprüfers unter Berücksichtigung seiner Einschätzung des Risikos eines Auftretens wesentlicher Fehldarstellungen, sei es auf Grund von beabsichtigten oder unbeabsichtigten Fehlern.

Bei der Vornahme dieser Risikoeinschätzung berücksichtigt der Abschlussprüfer das interne Kontrollsystem, soweit es für die Aufstellung des Jahresabschlusses und die Vermittlung eines möglichst getreuen Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Anstalt öffentlichen Rechts von Bedeutung ist, um unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen geeignete Prüfungshandlungen festzulegen, nicht jedoch um ein Prüfungsurteil über die Wirksamkeit der internen Kontrollen der Anstalt öffentlichen Rechts abzugeben.

Die Prüfung umfasst ferner die Beurteilung der Angemessenheit der angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden und der von den gesetzlichen Vertretern vorgenommenen wesentlichen Schätzungen sowie eine Würdigung der Gesamtaussage des Jahresabschlusses.

Wir sind der Auffassung, dass wir ausreichende und geeignete Prüfungsnachweise erlangt haben, sodass unsere Prüfung eine hinreichend sichere Grundlage für unser Prüfungsurteil darstellt.

Prüfungsurteil

Unsere Prüfung hat zu keinen Einwendungen geführt. Auf Grund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse entspricht der Jahresabschluss nach unserer Beurteilung den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt ein möglichst getreues Bild der Vermögens- und Finanzlage der Anstalt öffentlichen Rechts

zum 31. Dezember 2015 sowie der Ertragslage der Anstalt öffentlichen Rechts für das Geschäftsjahr vom 1. Jänner 2015 bis zum 31. Dezember 2015 in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Buchführung.

Aussagen zum Lagebericht

Der Lagebericht ist auf Grund der gesetzlichen Vorschriften darauf zu prüfen, ob er mit dem Jahresabschluss in Einklang steht und ob die sonstigen Angaben im Lagebericht nicht eine falsche Vorstellung von der Lage der Anstalt öffentlichen Rechts erwecken. Der Bestätigungsvermerk hat auch eine Aussage darüber zu enthalten, ob der Lagebericht mit dem Jahresabschluss in Einklang steht.

Der Lagebericht steht nach unserer Beurteilung in Einklang mit dem Jahresabschluss.

Wien, 9. Februar 2016

TPA Horwath Wirtschaftsprüfung GmbH
 Wirtschaftsprüfung
 und
 Steuerberatungsgesellschaft
 Mag. Manuela Ponesch-Urbaneck
 Wirtschaftsprüfer



Die Veröffentlichung oder Weitergabe des Jahresabschlusses mit unserem Bestätigungsvermerk darf nur in der von uns bestätigten Fassung erfolgen. Dieser Bestätigungsvermerk bezieht sich ausschließlich auf den deutschsprachigen und vollständigen Jahresabschluss samt Lagebericht. Für abweichende Fassungen sind die Vorschriften des § 281 Abs. 2 UGB zu beachten.

VERORDNUNGEN UND BESCHEIDE

DES VORSTANDS SOWIE DER REGULIERUNGSKOMMISSION DER E-CONTROL

Strom

VERORDNUNGEN DES VORSTANDS DER E-CONTROL

- > Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der die Clearinggebühr für die Erfüllung der Aufgaben eines Bilanzgruppenkoordinators festgesetzt wird (Clearinggebühr-Verordnung 2016)
- > Verordnung des Vorstands der E-Control über die Meldepflichten zur Durchführung der Überwachung des Handels mit Energiegroßhandelsprodukten auf nationaler Ebene (Energiegroßhandelsdatenverordnung – EGHD-VO)

VERORDNUNGEN DER REGULIERUNGSKOMMISSION DER E-CONTROL

- > Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (SNE-VO 2012 idF Novelle 2016)

BESCHEIDE DES VORSTANDS DER E-CONTROL

Genehmigung Auktionsregeln	8
Genehmigung der Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz	4
Genehmigung der Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenverantwortlichen.....	4
Genehmigung der Tätigkeit eines Bilanzgruppenverantwortlichen	15
Genehmigung Allgemeiner Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators	2
Benennung nominiertes Strommarktbetreiber für Day-ahead- und Intraday-Marktkopplung in Österreich	3
Genehmigung Netzentwicklungsplan	2
Genehmigung Ausschreibungsbedingungen Sekundärregelung.....	1

Gas

VERORDNUNGEN DES VORSTANDS DER E-CONTROL

- > Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der das Clearingentgelt für die Erfüllung der Aufgaben eines Bilanzgruppenkoordinators im Erdgasbereich festgesetzt wird (Erdgas-Clearingentgelt-Verordnung 2016)
- > Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der die Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 geändert wird (GMMO-VO Novelle 2015)
- > Verordnung des Vorstands der E-Control zu Regelungen zum Gas-Marktmodell (Gas-Marktmodell-Verordnung 2012) in der Fassung der Novelle 2015 (GMMO-VO Novelle 2015)

VERORDNUNGEN DER REGULIERUNGS- KOMMISSION DER E-CONTROL

- > Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 geändert wird (Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 – Novelle 2016, GSNE-VO 2013 – Novelle 2016)

BESCHEIDE DES VORSTANDS DER E-CONTROL

Genehmigung der Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz	9
Genehmigung der Tätigkeit eines Bilanzgruppenverantwortlichen	20
Genehmigung Allgemeiner Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators	2
Finanzierung E-Control.....	3
Genehmigung des Koordinierten Netzentwicklungsplans	1
Zulassung als Kombinationsnetzbetreiber..	1
Genehmigung der Langfristigen Planung	1
Methodengenehmigung.....	1
Genehmigung Benennung als Marktgebietsmanagers.....	1
Zertifizierungsverfahren.....	1

Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

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

www.e-control.at

Twitter: www.twitter.com/energiecontrol

Facebook:

www.facebook.com/energie.control

Für den Inhalt verantwortlich:

DI Walter Boltz und
Mag. (FH) DI (FH) Martin Graf, MBA
Vorstände Energie-Control Austria

Konzeption & Design:

Reger & Zinn OG

Text: Energie-Control Austria

Druck: Druckerei Robitschek

© Energie-Control Austria 2016

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

Hinweis im Sinne des Gleichbehandlungsgesetzes: Im Sinne der leichteren Lesbarkeit wurde bei Begriffen, Bezeichnungen und Funktionen die kürzere männliche Form verwendet. Selbstverständlich richtet sich die Publikation an beide Geschlechter.

Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.

Redaktionsschluss: 31. Dezember 2015