



TÄTIGKEITSBERICHT 2013

E-CONTROL

DER ENERGIEMARKT IN BEWEGUNG.



PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.



INHALT

VORWORT	4
----------------	----------

Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2013	12
---	-----------

PREIS- UND MENGENENTWICKLUNG IM JAHR 2013	12
--	-----------

> Strom	12
> Gas	23

ENTWICKLUNG DES RECHTLICHEN RAHMENS IM JAHR 2013	31
---	-----------

> Novellierung EIWOG, GWG und E-Control-Gesetz	31
> Anpassungen neues Marktmodell Gas im Marktgebiet Ost – GWG und Marktmodell-VO	33
> Marktmodell Tirol und Vorarlberg	36
> Änderung Tarifierung	38
> Qualitäts-VO Gas und Strom	39
> GAS Monitoring-Verordnung (GMO-VO)	39
> Wechselverordnung	40
> Transparenzverordnung über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten	40
> Rechtlicher Rahmen Ökostrom	41

ENTWICKLUNG DES EUROPÄISCHEN RECHTLICHEN RAHMENS IM JAHR 2013	43
--	-----------

> Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur	43
> Rahmenleitlinien und Netzkodizes	44

Tätigkeiten der Regulierungsbehörde 2013	46
---	-----------

STROMMARKT	46
-------------------	-----------

> Regulierung der Netze: Kostenermittlung und Tarifierung im Jahr 2013	46
> Aufsicht Marktteilnehmer	49
> Ausgleichsenergiemarkt und internationale Integration	50
> Marktmonitoring	51
> Unbundling/Zertifizierung	54
> Versorgungssicherheit	54
> Marktaufsicht Ökostrom	59
> Forschungsfelder	61

GASMARKT	61
> Regulierung der Netze: Kostenermittlung und Tarifierung Gas im Jahr 2013	61
> Kapazitätsberechnungsmodell	64
> Veränderungen auf der Transportebene	65
> Unbundling/Zertifizierung	67
> Aufsicht Marktteilnehmer	68
> Speichermarkt	76
> Versorgungssicherheit Gas	79
STROM UND GAS – GEMEINSAME AGENDEN	82
> PCI Strom und Gas	82
> REMIT	84
> Statistische Aufgaben	84
> Öffentlichkeitsarbeit	85
> Übersetzungstätigkeiten	85
> Endkundenthemen	86
> Tätigkeit der Streitschlichtungsstelle	102
INTERNATIONALE AKTIVITÄTEN DER E-CONTROL	113
> Internationale Mitarbeit im Strombereich	113
> Internationale Mitarbeit im Gasbereich	119
> Internationale Mitarbeit Endkundenthemen – Die Arbeit für Konsumenten im Rahmen von CEER	122
> Internationale Projekte (Twinning, Uganda)	124
> Entwicklungen in der Energiegemeinschaft	126
Jahresabschluss der Energie-Control Austria	128

VORWORT



Dr. Reinhold Mitterlehner
Wirtschafts- und Energieminister

Mehr Wettbewerb und Transparenz am Energiemarkt

Auch im Jahr 2013 sind in Österreich zahlreiche wichtige Weichenstellungen erfolgt, die mehr Wettbewerb und Transparenz am Energiemarkt ermöglichen. In diesem Sinne verbessert die im Sommer 2013 beschlossene Novelle zum Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EiWOG) die Stromkennzeichnung und bietet zahlreiche Vorteile für Energiekunden. Demnach wird künftig der gesamte Strom, den österreichische Haushalte und Unternehmen beziehen, über einen verpflichtenden Herkunftsnachweis verfügen. Jeder Verbraucher kennt damit den Strom-Mix seines Erzeugers im Detail und kann eine bewusste Kaufentscheidung treffen. Erst dieses einheitliche und transparente Stromkennzeichnungssystem ermöglicht es den Kunden, ihren Versorger nach ökologischen Kriterien zu wählen und mit ihrer Wahl weitere Investitionsentscheidungen der Energiebranche zu beeinflussen. Auch der Stromkennzeichnungsbericht der Energie-Control Austria zeigt bereits erste positive Trends, die Österreichs Vorreiterrolle in Europa bestätigen.

Energieanbieter-Wechsel erleichtert

Weiter forciert wurde auch der Anbieterwechsel, mit dem sich die Kunden bares Geld sparen und gleichzeitig den Wettbewerb am Strom- und Gasmarkt ankurbeln. Der im Vorjahr erzielte Rekord bei den Wechselzahlen zeigt, dass wir hier gemeinsam mit der E-Control die richtigen Rahmenbedingungen und Maßnahmen gesetzt haben. Der Anbieterwechsel wurde entbürokratisiert und ist nunmehr schneller und einfacher als früher möglich. In diesem Sinne sieht auch der Tarifkalkulator der E-Control einen direkten Link zum Wechselportal des Lieferanten vor. Darüber hinaus sind Stromanbieter ab einer bestimmten Größe verpflichtet, eine eigene Anlauf- und Beratungsstelle für ihre Kunden zu den Themen Stromkosten, Lieferantenwechsel, Stromkennzeichnung, Energieeffizienz und Energiearmut zu schaffen.

Ökostrom effizient ausgebaut

Auf Basis der im Dezember 2013 novellierten Einspeisetarifverordnung wird die erfolgreiche Ökostrom-Ausbauoffensive weiter fortgesetzt und werden wirtschaftlich sinnvolle Projekte auf dem Weg zur Marktreife unterstützt.

Um einen effizienten Ausbau zu sichern und Druck in Richtung Marktreife zu erzeugen, wurden die Tarife auf Basis eines E-Control-Gutachtens entsprechend angepasst. Wir wollen den Ökostrom-Anteil weiter ausbauen, müssen dabei aber auch die Kostenbelastung für Haushalte, Gewerbe und Industrie berücksichtigen. Der Ausbau von fluktuierenden Erneuerbaren Energien bringt einen steigenden Bedarf nach Ausgleichsenergie mit sich, weshalb auch neue rechtliche Rahmenbedingungen für Pumpspeicherkraftwerke geschaffen wurden. Neue Pumpspeicherkraftwerke werden temporär bis 2020 von Teilen der Netzentgelte befreit: Damit wird einerseits deren Doppelbelastung als Einspeiser und Verbraucher reduziert, andererseits werden Wettbewerbsnachteile zu unseren Nachbarländern beseitigt.

Gasmarkt reformiert

Auch auf dem Gasmarkt hat sich die E-Control für mehr Wettbewerb und eine gesicherte Versorgung in Österreich eingesetzt. Der Systemwechsel zum neuen Gasmarktmodell ist erfolgreich vollzogen worden. Im Laufe des Vorjahres wurden erste Erfahrungen mit

den neuen Rahmenbedingungen gesammelt, woraufhin das System durch zwei Novellen der Gas-Marktmodell-Verordnung weiter optimiert wurde. Auf europäischer Ebene hat die E-Control intensiv an der Erstellung von Gas-Netzkodizes mitgewirkt. Im Bereich der Versorgungssicherheit führte die E-Control eine umfangreiche Analyse der Versorgungsstandards durch und brachte ihre Erkenntnisse auch in die Diskussion auf Unionsebene ein.

Der vorliegende Tätigkeitsbericht 2013 gibt einen qualifizierten Überblick über die vielfältigen Aufgaben und Arbeitsschwerpunkte der E-Control. Unverzichtbar sind auch die zahlreichen Daten und Fakten zur Energiewirtschaft. Daher bedanke ich mich bei allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der E-Control für ihre wertvolle Arbeit und wünsche ihnen auch in Zukunft viel Erfolg.



Dr. Reinhold Mitterlehner
Wirtschafts- und Energieminister



o. Univ.-Prof. DDr. Walter Barfuß
Vorsitzender des Aufsichtsrates

Der aktuelle Tätigkeitsbericht macht sehr anschaulich, was alles im Strom- und Gasmarktbereich 2013 vom österreichischen Energieregulator zu bewältigen war. Er zeigt auch klar, dass Österreich im Bereich des Energiemarktes auch von Entwicklungen im übrigen Europa – und sogar weit darüber hinaus – betroffen ist, sodass es immer wichtiger wird, auch auf dem Parkett der EU-Nachbarn und ihrer Energieregulierungsbehörden, insbesondere auch in deren Agentur für die Zusammenarbeit (ACER), mit Augenmaß und Weitblick, bella figura zu machen.

Der Aufsichtsrat der Energie-Control Austria hat auch 2013 die Tätigkeit des Vorstandes sehr aufmerksam – oft sogar stark ins Detail gehend – beobachtet und begleitet.

Als Vorsitzender des Aufsichtsrates bedanke ich mich bei den anderen Mitgliedern des Aufsichtsrates, dem Vorstand und seiner gesamten „Mannschaft“ sowie beim Betriebsrat für die gute, konstruktive Zusammenarbeit. In diesen Dank möchte ich ganz besonders auch Herrn Bundesminister Dr. Reinhold Mitterlehner und seine Beamten miteinschließen.

ßen, zumal das gute Funktionieren der Achse zu unserem Energieminister maßgebend dazu beigetragen hat, dass einiges geglückt ist.

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'W. Barfuß', written in a cursive style.

o. Univ.-Prof. DDR. Walter Barfuß
Vorsitzender des Aufsichtsrates



DI Walter Boltz

Vorstand der Energie-Control Austria

2013 wird als ein Jahr in Erinnerung bleiben, in dem merkbar Bewegung in den heimischen Strom- und Gasmarkt gekommen ist. Es haben deutlich mehr Strom- und Gaskunden ihren Lieferanten gewechselt als in den Vorjahren. Auch an der Preisfront gab es im Herbst endlich Bewegung. Einige größere Energieversorger haben ihre Strom- und Gaspreise gesenkt. Die E-Control hatte schon lange gefordert, dass die Einkaufsvorteile im Großhandel an die Konsumenten endlich weitergegeben werden müssen.

Das Thema Anbieterwechsel erhielt 2013 eine sehr hohe Aufmerksamkeit. Dazu beigetragen haben neben den stetigen Aktivitäten der E-Control auch verschiedenste Aktionen wie die Ökostromverkaufsaktion eines Lebensmittelhändlers zu Jahresbeginn oder der vom Verein für Konsumenteninformation zu

Jahresende erstmals in Österreich organisierte Gemeinschaftseinkauf von Strom und Gas. Das alles sind sehr erfreuliche Entwicklungen. Es gibt aber keinen Grund, sich zufrieden zurückzulehnen. Im europäischen Vergleich ist der Wettbewerb auf dem Strom- und Gasmarkt in Österreich nach wie vor gering ausgeprägt. Die E-Control wird sich daher weiter beständig dafür einsetzen, dass die Konsumenten bestmöglich von den Vorteilen eines liberalisierten Strom- und Gasmarktes profitieren.

Im Gasbereich trat schrittweise das neue österreichische Gasmarktmodell in Kraft – mit Jahresbeginn im Marktgebiet Ost, mit Anfang Oktober schließlich auch in Tirol und Vorarlberg. Das neue Gasmarktmodell bedeutet die größte Veränderung für die Gasbranche seit der Liberalisierung des Gasmarktes 2002. Die bisherigen Erfahrungen mit dem neuen

Modell sind positiv. So hat sich etwa die Liquidität am Virtuellen Handelspunkt stark erhöht, es sind zahlreiche neue Versorger auf dem Gasmarkt tätig, was den Wettbewerb weiter erhöht.

Sehr intensiv beschäftigt die E-Control und die gesamte Branche weiterhin die Energie- wende in Deutschland, die seit der Atomka- tastrophe 2011 in Fukushima intensiv voran- getrieben wird. Der Ausbau der erneuerbaren Energie ist eine große Herausforderung für das gesamte System der Energieversorgung und hat vielfache Auswirkungen – nicht nur auf Deutschland, sondern auch auf dessen Nachbarländer (darunter auch Österreich). Die Konsequenzen der deutschen Energie- wende machen deutlich, dass es in Europa im Energiebereich eine bessere europäische Zusammenarbeit und Koordination benötigt.

Die Umsetzung des dritten EU-Pakets und die Weiterentwicklung des europäischen Energie- binnenmarktes sind der E-Control ein wichti- ges Anliegen. Die E-Control wird sich auch weiterhin intensiv auf EU-Ebene und in der Agentur für die Zusammenarbeit der Energie- regulierungsbehörden (ACER) engagieren.

2014 stehen viele neue Herausforderungen bevor. Ich bin aber zuversichtlich, dass wir alle Projekte zusammen mit der Branche gut voranbringen, und freue mich auf die gemein- same Bewältigung.



DI Walter Boltz
Vorstand Energie-Control Austria



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

2013 war ein spannendes, intensives und von verschiedensten Themen geprägtes Jahr. Die E-Control hat zahlreiche Projekte auf den Weg gebracht, viele lange Diskussionen geführt und wichtige Weichenstellungen eingeleitet.

Große Aufmerksamkeit wurde 2013 dem Thema Stromkennzeichnung zuteil. Im Juli wurde vom Nationalrat die vollständige Stromkennzeichnung bis 2015 beschlossen. Die E-Control sieht sich gut gerüstet, um die vollständige Stromkennzeichnung sicherzustellen. Bereits seit 2002 müssen Stromlieferanten auf den Stromrechnungen sowie den Werbe- und Informationsmaterialien ausweisen, aus welchen Energieträgern der von ihnen gelieferte Strom erzeugt wurde. Mit den strengen, transparenten

Regelungen zur Stromkennzeichnung, der Umsetzung dieser Regeln durch die Stromlieferanten und der jährlich stattfindenden Überprüfung nimmt Österreich eine Vorreiterrolle in Europa ein.

Bei der Ökostromförderung zeigt sich der Reformbedarf immer deutlicher. So drängt die Europäische Union immer wieder auf Ökostromfördersysteme, die transparenter, effizienter und marktorientierter sind. Diese Vorgaben sind auch in Österreich zu berücksichtigen. Es gilt, weitere große Belastungen der Haushalte durch die Kosten für die staatliche Förderung von Ökostrom zu vermeiden.

Energieeffizienz ist der Schlüssel zur Erreichung aller energie- und klimarelevanten Zielsetzungen und ist für eine nachhaltige

Energieversorgung unerlässlich. Die E-Control hat sich 2013 stark diesem Thema gewidmet. Zwar ist der Entwurf für ein bundesweites Energieeffizienzgesetz im Juni 2013 gescheitert, das Thema ist damit aber nicht vom Tisch. Die E-Control wird sich auch 2014 stark in die Diskussion zum Thema Energieeffizienz einbringen.

Mit 1. Jänner 2014 gilt ein neues Regulierungsmodell für Strom, das die Kostenentwicklungen der Verteilernetzbetreiber in Österreich für die nächsten fünf Jahre regelt. Das neue Modell bringt für die Netzbetreiber einige Vorteile, etwa mehr Planungssicherheit und einen geringeren Verwaltungsaufwand. Für die Erarbeitung des neuen Modells hat die E-Control umfassende Konsultationen mit allen Stakeholdern durchgeführt.

Ich möchte mich an dieser Stelle bei unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, bei unseren Partnern, Wegbegleitern und der gesamten Branche für das Engagement und die gute Zusammenarbeit bedanken und die gute Zusammenarbeit bedanken und freue mich schon auf die gemeinsame Bewältigung der neuen Herausforderungen im Jahr 2014.



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

Vorstand Energie-Control Austria

MASSGEBLICHE ENTWICKLUNGEN IM JAHR 2013

Preis- und Mengenentwicklung im Jahr 2013

STROM

Verbrauchsentwicklung

Im Kalenderjahr 2013 stieg die inländische Nachfrage nach elektrischer Energie insgesamt um 0,45% und der Bezug aus dem öffentlichen Netz um 1,9%. Damit war der gesamte Zuwachs etwas geringer als im Vorjahr, während sich die Bezüge aus dem Netz etwa gleich entwickelt haben. Schalttagbereinigt ergibt sich insgesamt ein Zuwachs um rd. 0,8%, der etwa dem des Vorjahres entspricht, während der Bereich der öffentlichen Versorgung mit einem Zuwachs von etwa 2,2% deutlich stärker anstieg als im Vorjahr. Ausschlaggebend für die Entwicklung waren einerseits die vor allem im ersten Quartal niedrigeren mittleren Temperaturen sowie der Schalttag im Vorjahr.

Die wie bereits in den Vorjahren deutlich unterschiedlichen Verbrauchsentwicklungen

im Bereich des öffentlichen Netzes und der gesamten Versorgung lassen annehmen, dass der Stromverbrauch der kleineren und mittleren Abnehmer, und hier insbesondere der Haushalte, zum Teil überdurchschnittlich gestiegen, während der Stromverbrauch der großen (industriellen) Stromverbraucher tendenziell stagnierend bzw. sogar rückläufig gewesen sein dürfte.

Insgesamt war 2013 ein überdurchschnittliches Wasserdargebot gegeben, was sich in einem Erzeugungskoeffizienten von 1,07 niederschlägt. Da allerdings auch im Vorjahr ein vergleichsweise sehr gutes Wasserdargebot mit einem Erzeugungskoeffizienten von 1,11 gegeben war, ging die Erzeugung der Laufkraftwerke insgesamt um 3,6% zurück. Auch die Speicherkraftwerke erzeugten weniger als im Vorjahr, doch ist dazu anzumerken, dass 2012

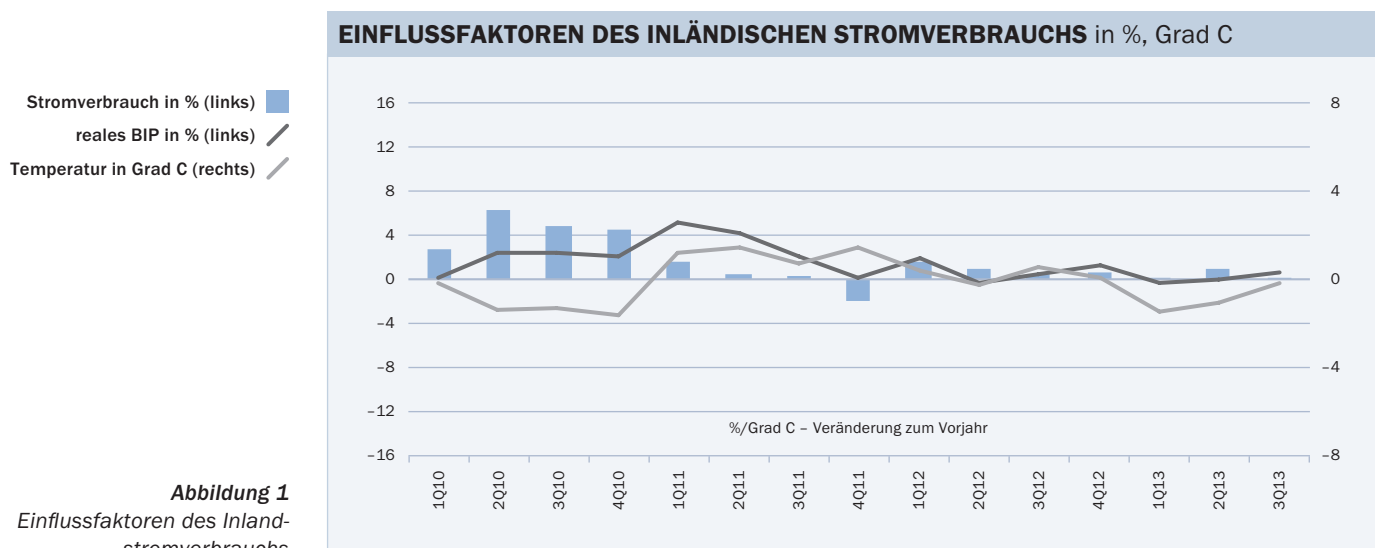


Abbildung 1
Einflussfaktoren des Inlandstromverbrauchs

Quelle: E-Control, OeNB, ZAMG, WIFO

sehr hohe Zuwächse zu verzeichnen waren. Die Windkraftwerke erzeugten um 9,6% mehr und die sonstige, unterjährig nicht weiter aufschlüsselbare Erzeugung stieg sogar um 10,7%. Demgegenüber ging die Erzeugung der Wärmekraftwerke um 16,8% zurück, was insbesondere auf

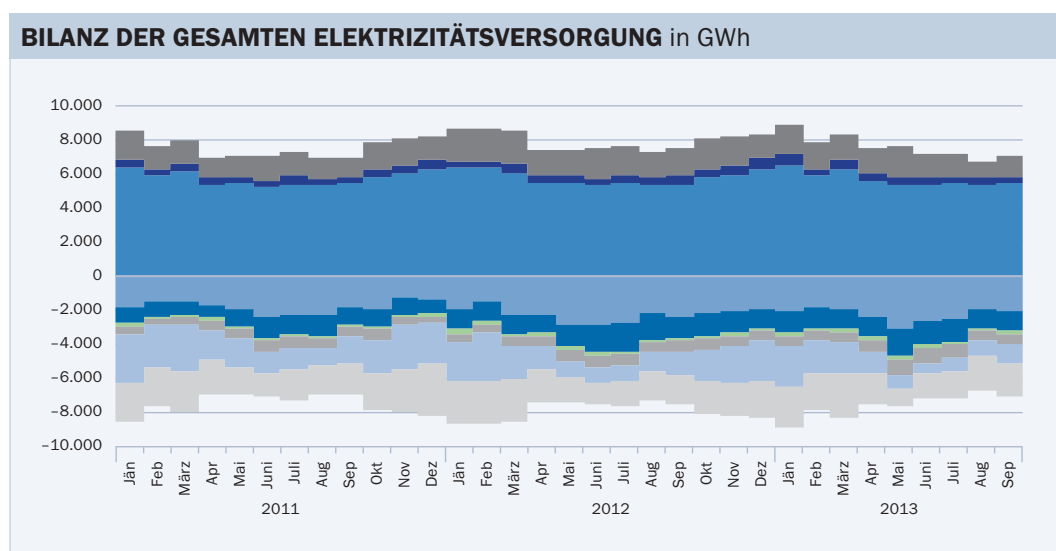


Abbildung 2
Monatliche Strombilanz

Quelle: E-Control

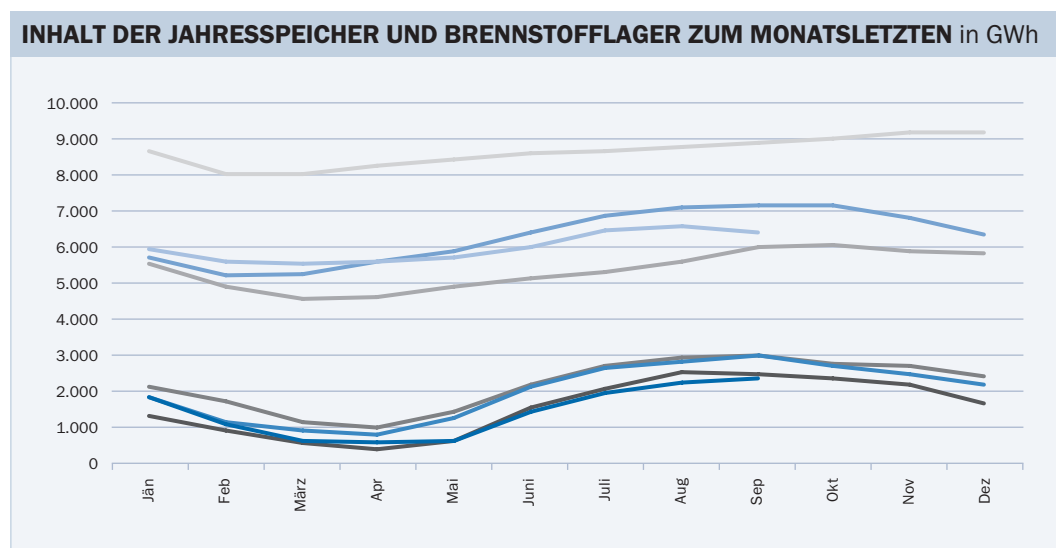


Abbildung 3
Inhalte der Jahresspeicher und Brennstofflager zum Monatsende

Quelle: E-Control

den um nahezu ein Drittel geringeren Einsatz der erdgasbefeuerten Kraftwerke zurückzuführen ist. Aufgrund der Rückgänge der Erzeugung aus Wasser- und Wärmekraftwerken wurde insgesamt um 6,0% weniger Strom im Inland erzeugt als 2012. Die Differenz zwischen steigendem Stromverbrauch einerseits und rückgängiger inländischer Erzeugung andererseits wurde über die Netto-Importe gedeckt: Während im Vorjahr 2,8 TWh netto importiert wurden, waren es 2013 knapp über 7 TWh, was mehr als einer Verdoppelung entspricht.

Das geringere Wasserdargebot, technische, aber auch wirtschaftliche Faktoren dürften dazu geführt haben, dass Ende Dezember in den Speichern nur 1,9 TWh gegenüber 2,2 TWh im Vorjahr vorrätig waren und die

Wärmekraftwerke fossile Brennstoffe mit einem Wärmeäquivalent von 5,5 TWh gegenüber 6,4 TWh vorrätig hatten.

Entwicklung Ökostrom

Nach einem Rückgang im Jahr 2011 stieg der abgenommene Strom der gemäß Ökostromgesetz geförderten sonstigen Ökostromtechnologien (exklusive Kleinwasserkraft) im Jahr 2012 auf ein neues Allzeithoch von 5.057 GWh. Inklusive Kleinwasserkraft wurde von der OeMAG ebenfalls so viel geförderter Ökostrom abgenommen wie nie zuvor. Den größten Beitrag dazu konnte die Windkraft leisten. Hier konnte nicht nur der Rückgang von 2010 auf 2011 kompensiert werden, sondern es kam sogar zu einer Steigerung von 18% verglichen mit 2010.

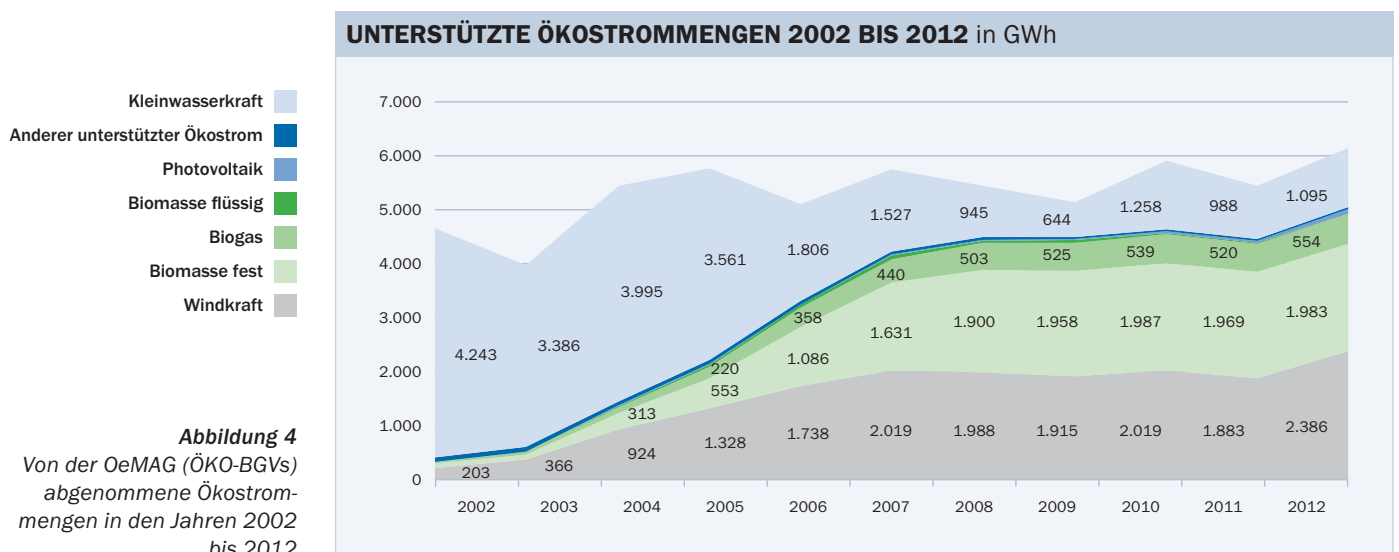


Abbildung 4
Von der OeMAG (ÖKO-BGVs) abgenommene Ökostrommengen in den Jahren 2002 bis 2012

Quellen: E-Control, OeMAG

Die bisher verfügbaren Daten für 2013 zeigen bis inklusive zweitem Quartal 2013 für sonstigen Ökostrom eine erhöhte Einspeisung zum Vergleichszeitraum des Jahres 2012.

ÖKOSTROM – EINSPEISEMENGEN UND VERGÜTUNGEN IN ÖSTERREICH				
1. HJ 2013 sowie Vergleich zum 1. HJ 2012				
Energieträger	Einspeisemengen in GWh	Vergütung netto in Mio. EUR	Geförderter Ökostromeinspeiseanteil in % an der Gesamt-abgabemenge	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh
1. HJ 2013 1)				
Kleinwasserkraft (unterstützt)	696	36,0	2,4 %	5,17
Sonstige Ökostromanlagen	2.944	342,3	10,3 %	11,63
Windkraft	1.556	128,3	5,4 %	8,25
Biomasse fest inkl. Abfall mhBA	1.007	137,6	3,5 %	13,66
Biomasse gasförmig *)	280	48,2	1,0 %	17,21
Biomasse flüssig	0,1	0,02	0,0005 %	12,39
Photovoltaik	88	27,4	0,31 %	31,28
Deponie- und Klärgas	13	0,7	0,05 %	5,68
Geothermie	0,08	0,003	0,0003 %	4,20
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	3.640	378,2	12,7 %	10,39
1. HJ 2012 2)				
Kleinwasserkraft (unterstützt)	482	26,6	1,7 %	5,53
Sonstige Ökostromanlagen	2.684	301,6	9,5 %	11,24
Windkraft	1.357	107,7	4,8 %	7,93
Biomasse fest inkl. Abfall mhBA	1.001	139,8	3,6 %	13,97
Biomasse gasförmig *)	277	39,7	1,0 %	14,34
Biomasse flüssig	0	0,0	0,001 %	12,48
Photovoltaik	33	13,4	0,12 %	40,93
Deponie- und Klärgas	17	1,0	0,06 %	6,22
Geothermie	0,4	0,02	0,001 %	5,02
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	3.166	328,2	11,3 %	10,37

Tabelle 1
Ökostromeinspeisemengen und -vergütungen im 1. Halbjahr 2013 im Vergleich zum 1. Halbjahr 2012

*) 1. HJ 2013 – inklusive Betriebskostenzuschläge

Ein Rohstoffzuschlag für das 1. HJ 2012 von 3 Cent/kWh wurde rückwirkend im 2. HJ 2012 ausbezahlt.

1) bezogen auf die Gesamt-abgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 28.554 GWh für das 1. Halbjahr 2013 (Stand 08/2013)

2) bezogen auf die Gesamt-abgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 28.109 GWh für das 1. Halbjahr 2012 (Stand 08/2013)

Quellen: E-Control, OeMAG, August 2013 – vorläufige Werte

Ausschlaggebend dafür ist hauptsächlich der erneute Anstieg der Einspeisung aus Windkraft. Die Gesamtabgabemenge im öffentlichen Netz ist von 11,3% auf 12,7% im Vergleichszeitraum 1. Quartal 2013 und 1. Quartal 2012 gestiegen, obwohl im selben Zeitraum auch die Gesamtabgabemenge aus dem öffentlichen Netz an Endverbraucher von 28.109 GWh auf 28.554 GWh gestiegen ist.

Einen wichtigen Schwerpunkt der Ökostromförderungen bilden neue Wasserkraftanlagen und neue Windanlagen. Die Ausbauziele des Ökostromgesetzes 2012 (§ 4) beinhalten für den Zeitraum 2010 bis 2020 den Ausbau der Erneuerbaren um 1.000 MW Wasserkraft (bzw. eine zusätzliche Stromerzeugung von 4 TWh), der Windkraft um 2.000 MW Windkraft (bzw. eine zusätzliche Stromerzeugung von etwa 4 TWh), für den Fall entsprechender Rohstoffverfügbarkeit 200 MW Biomasse (bzw. eine zusätzliche Stromerzeugung von etwa 1,3 TWh) und 1.200 MW Photovoltaik (bzw. eine zusätzliche Stromerzeugung von etwa 1,2 TWh).

Weiters legt das Ökostromgesetz (§ 4 Abs. 2) fest, dass 15% der Abgabe an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen aus Anlagen stammen, für die eine Kontrahierungspflicht der OeMAG oder ein Anspruch auf einen Investitionszuschuss besteht. Dieser Zielwert beinhaltet die Stromerzeugungsmengen aus neu errichteten Klein- und mittleren Wasserkraftanlagen sowie die Strommengen, die durch Optimierungen und Erweiterungen von bestehenden Kleinwasserkraftanlagen seit Inkrafttreten des Ökostromgesetzes 2002

zusätzlich erzeugt wurden. Strom aus Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung größer 20 MW wird hier nicht berücksichtigt. Aufgrund der Förderung mittels Investitionszuschüssen für kleine und mittlere Wasserkraft sowie der Einspeisetarife für kleine Wasserkraft ist ein Anstieg der Projekte zu erwarten.

Im Bereich der Windkraft darf aus zwei Gründen mit einem starken Zuwachs der installierten Leistung gerechnet werden. Zum einen ist dies der Wartelistenabbau, wodurch Projekte im Umfang von 472 MW eine sofortige Förderzusage erhalten haben, und zum anderen sind das die beschlossenen Tarife für das 2. HJ 2012 und das Jahr 2013. In Kombination mit der Aufstockung der Fördermittel (11,5 Mio. Euro sowie ein Anteil am Resttopf) ist zu erwarten, dass das Ziel des zusätzlichen Ausbaus der Windkraft in Höhe von 700 MW bis zum Jahr 2015 bzw. 1.000 MW bis zum Jahr 2020 erfüllt werden wird.¹

Relativ hohe Kosten der Anlagenerrichtung und der Stromerzeugung haben zu einer Stagnation der installierten Kapazitäten von Biogas und „fester Biomasse“ geführt. Vor allem sehr hohe und volatile Brennstoffkosten haben zu unverhältnismäßig hohen Stromerzeugungskosten geführt. Auch für das Jahr 2011 wurde wieder ein Rohstoffkostenzuschlag für Biogas-Anlagen, die vor dem Jahr 2009 bereits im Vertragsverhältnis mit der OeMAG standen, beschlossen. Dieser betrug 2 Cent/kWh. Im Bereich Biomasse und Biogas fließt in die Prognose zur Zielerreichung bis 2015 ein zusätzlicher Ausbau von 100 MW bzw. 600 GWh von vorwiegend geförderten

¹ Im Jahr 2012 wurden 1.306 MW Windkraft von der OeMAG abgenommen. Bis zum Jahr 2015 sind 1.500 GWh als Zielwert prognostiziert.

Biomasseanlagen ein. Das ÖSG 2012 sieht bis zum Jahr 2020 einen zusätzlichen Ausbau von insgesamt 200 MW im Bereich Biomasse und Biogas vor.

AUSBAUZIELE LAUT ÖSG 2012 in GWh				
Ausbauplan zur Zielerreichung gem. Ökostromgesetz 2012	IST 2010	IST 2012	Planwerte 2015	Ausbauplanwerte 2010 bis 2020
Öffentliche Netze – Abgabe an Endverbraucher (Prognose)	55.005	55.748	57.811 *)	60.760 *)
Kleine und mittlere Wasserkraft	1.258	1.095	3.008	3.258
Windkraft	2.019	2.386	3.519	6.019
Photovoltaik	26	101	526	1.226
Biomasse und Biogas	2.526	2.537	3.126	3.826
sonstiger Ökostrom	74	32	30	30
Gesamtanteil Stromerzeugung aus Erneuerbaren 2015	5.905	6.152	10.210	14.330
Anteil Erneuerbare an der Abgabemenge an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen	10,7%	11,0%	17,7%	23,6%

*) Ausgangswert 2010: 55.005 GWh (exklusive Verlusten und Verbrauch Pumpspeicherung), jährliche Steigerung 1%

Quelle: E-Control

Tabelle 2
Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern Zielerreichung bzw. Ausbaupläne gemäß Ökostromgesetz 2012

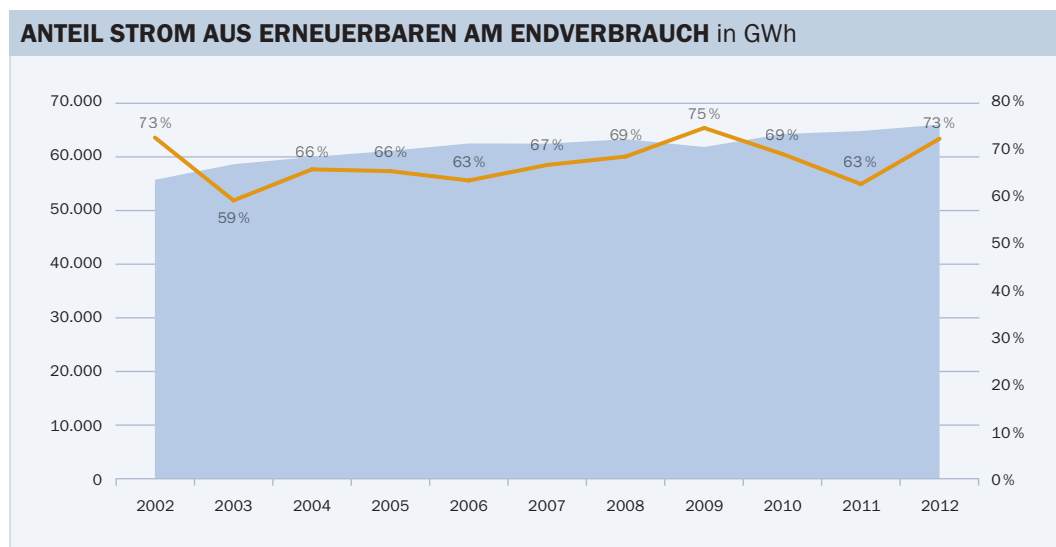


Abbildung 5
Anteil Strom aus Erneuerbaren am Endverbrauch

Quelle: E-Control

Wenn die vorgesehenen Ziele des ÖSG erreicht werden und sich die Abgabemenge an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen bis zum Jahr 2015 mit einer Steigerungsrate von 1% entwickelt, so würde der Anteil der geförderten Erneuerbaren 17,7% betragen, womit das 15%-Ziel übererfüllt wäre (Tabelle 2).

In der Vergangenheit sind in Österreich sowohl der Stromverbrauch² an sich sowie auch die erzeugten Mengen gestiegen. So wurden im Jahr 1990 im öffentlichen Netz 43,5 TWh Strom (inklusive Pumpstrom, Netzverluste, Eigenverbrauch Kraftwerke) verbraucht und 44,1 TWh Strom produziert, der Anteil der Erneuerbaren am Verbrauch lag bei 70%.

Bis zum Jahr 2012 stieg die verbrauchte Menge um 52% an. 2012 wurden 66 TWh Strom (inklusive Pumpstrom, Netzverluste, Eigenverbrauch Kraftwerke) verbraucht und es wurden 72,2 TWh Strom produziert. Der Anteil der Erneuerbaren lag im Jahr 2012 bei 73%.

Großhandelspreisentwicklung Strom

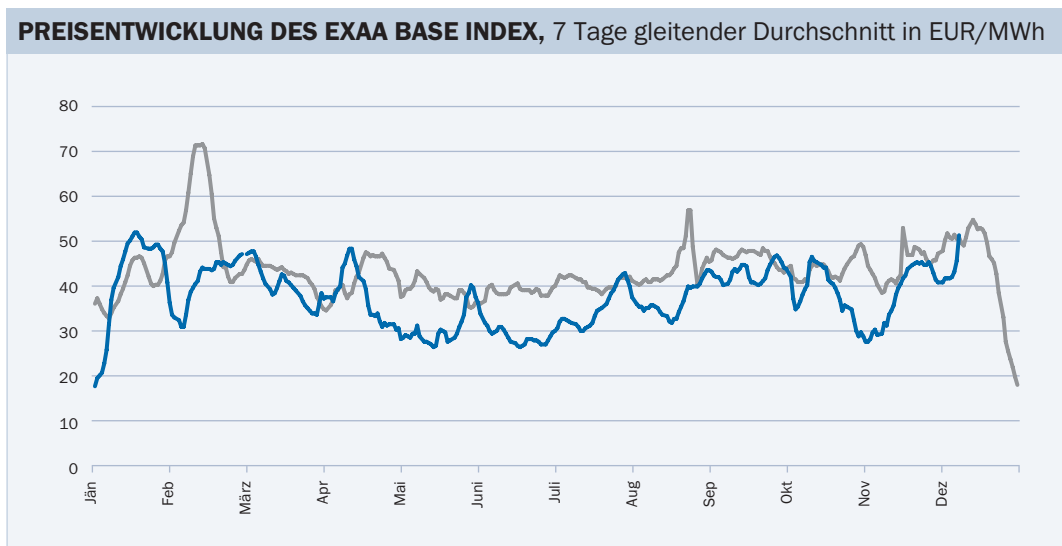
Wie das Vorjahr war 2013 geprägt von weitgehenden Niedrigpreisphasen ohne nennenswerte Preisausschläge, wobei im Sommer am Day-ahead-Markt der Grundlastpreisindex über einen längeren Zeitraum auf unter 30 EUR/MWh fiel. Im Vergleich zum Vorjahr ist dies noch einmal ein deutlicher Preisrückgang, wie in Abbildung 6 ersichtlich ist. Die vorrangige Einspeisung subventionierter erneuerbarer Energiequellen in Deutschland, welche außerhalb des Zusammenspiels von Angebot und Nachfrage stattfindet, prägte in vielen Stunden die Merit Order, welche

schlussendlich ausschlaggebend für die Preisbildung ist. Zudem führen günstige CO₂- und Kohlepreise weiterhin zu einer, im Vergleich zu Gas, verhältnismäßig günstigeren Stromerzeugung aus Kohle, sodass diese häufig als Grenzkraftwerke eingesetzt wurden.

Auch am Terminmarkt setzte sich der Preisverfall des Jahres 2012 fort. Lediglich mit Beginn der kälteren Jahreszeit wurden die Lieferjahre 2014 und 2015 wieder kurzfristig in Richtung 40 EUR/MWh gedrückt. Diese Aufwärtsbewegung im Herbst war aber nur von kurzer Dauer, so dass gegen Jahresende wieder Preise von an die 36 EUR/MWh erreicht wurden. Im Vergleich dazu gab es zu Jahresbeginn 2012 noch Preise um die 52 EUR/MWh. Dabei konnte auch ab Frühjahr 2013 die sogenannte „Backwardation“ beobachtet werden, nämlich die günstigere Bewertung des weiter in der Zukunft liegenden Kontrakts, in diesem Fall war somit das Lieferjahr 2015 günstiger als das Lieferjahr 2014. Dies liegt vor allem an den vom Markt erwarteten vorteilhaften Bedingungen im Kraftwerkspark – und der erwarteten guten Verfügbarkeit von Kraftwerken mit niedrigen Grenzkosten wie Kernkraft, Wind, PV, Kohle und der andauernden mangelnden Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken im derzeitigen Preisklima. Darüber hinaus lässt die weiterhin schwierige wirtschaftliche Situation in Europa kaum einen dramatischen Nachfrageanstieg von Industrieseite erwarten. Mittelfristig wird erwartet, dass sich die Situation durch den Kernkraftausstieg in Deutschland und die Abschaltung von älteren thermischen Kraftwerken entsprechend ändern könnte.

² 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.

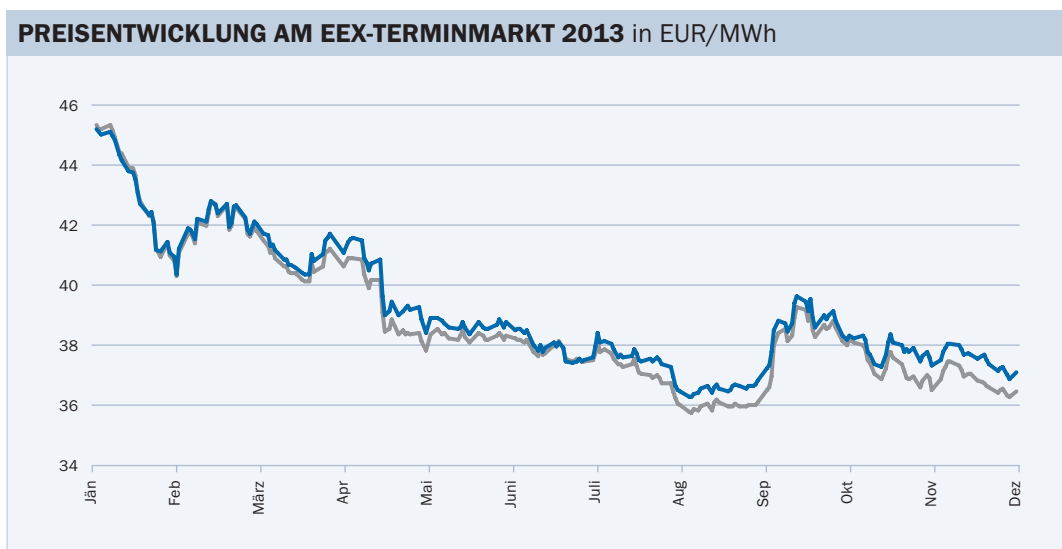
Ein Blick auf die historische Entwicklung der Jahreskontrakte in der Year-ahead-Betrachtung zeigt, dass nominell heuer wieder das Preisniveau von 2005 erreicht wurde.



— 2012
— 2013

Abbildung 6
Preisentwicklung am Spotmarkt Strom der EXAA, Base Index im 7 Tage gleitenden Durchschnitt

Quelle: EXAA, Berechnungen E-Control



— Lieferjahr 2014
— Lieferjahr 2015

Abbildung 7
Preisentwicklung am Terminmarkt Strom der EEX, Base-Kontrakt für die Lieferjahre 2014 bzw. 2015

Quelle: EEX

Base /
Base Jahresmittel /

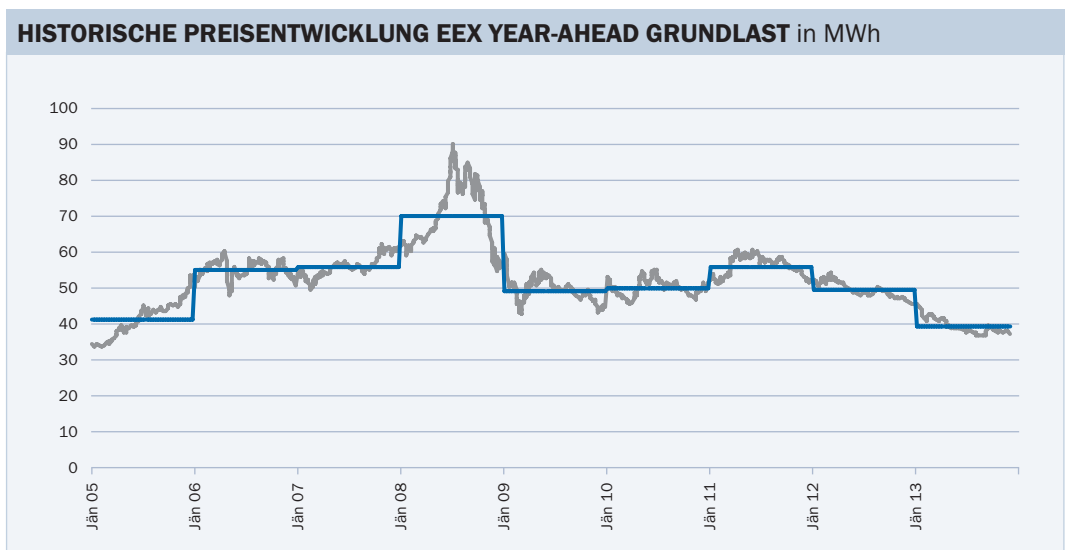


Abbildung 8
Historische Preisentwicklung
am Terminmarkt Strom der
EEX, Base Year-Ahead

Quelle: EEX, Berechnungen E-Control

Preisentwicklung auf dem Endkundenmarkt

Die Energiepreise sind seit der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 2001 nicht reguliert. Behördlich festgelegt werden die Systemnutzungstarife (durch die Regulierungsbehörde) sowie Steuern und Abgaben (durch Bund, Länder, Gemeinden). Die Systemnutzungstarife werden bis auf den Messpreis, der als Höchstpreis definiert ist, als Festpreise festgesetzt. Die Netzbetreiber können somit den Messpreis auch niedriger ansetzen, haben dabei jedoch alle Kunden gleich zu behandeln, d.h. je Zählertyp ist ein einheitlicher Preis allen Netzkunden in Rechnung zu stellen.

Haushaltskunden

Die Entwicklung des Strompreises von Haushaltskunden wird anhand des Strom-VPI in Abbildung 9 dargestellt. Berücksichtigt werden dabei die Gesamtkosten, d.h. Energie-

preis, Kosten für die Netznutzung sowie die Steuern und Abgaben, die von Endkunden zu zahlen sind.

Vor und zu Beginn der vollständigen Marktöffnung im Oktober 2001 ist der Gesamtpreis vor allem aufgrund des beginnenden Wettbewerbes gesunken. Der davor deutlich erkennbare Anstieg im Juni 2000 ist auf die Verdoppelung der Energieabgabe zurückzuführen. Seit Beginn 2002 bis Ende 2008 ist die Entwicklung steigend, unterbrochen nur durch die Senkungen der Systemnutzungsentgelte, welche in der Regel zum Jahresbeginn von der Regulierungskommission neu verordnet werden. Anfang 2003 verursachte die Einführung der Öko- sowie KWK-Zuschläge einen weiteren Anstieg des Gesamtpreises. Seit Beginn 2009 bewegen sich die Preise infolge der Wirtschaftskrise seitwärts mit leichten Schwankungen. Reduktionen des Gesamtpreises infolge von Netz-

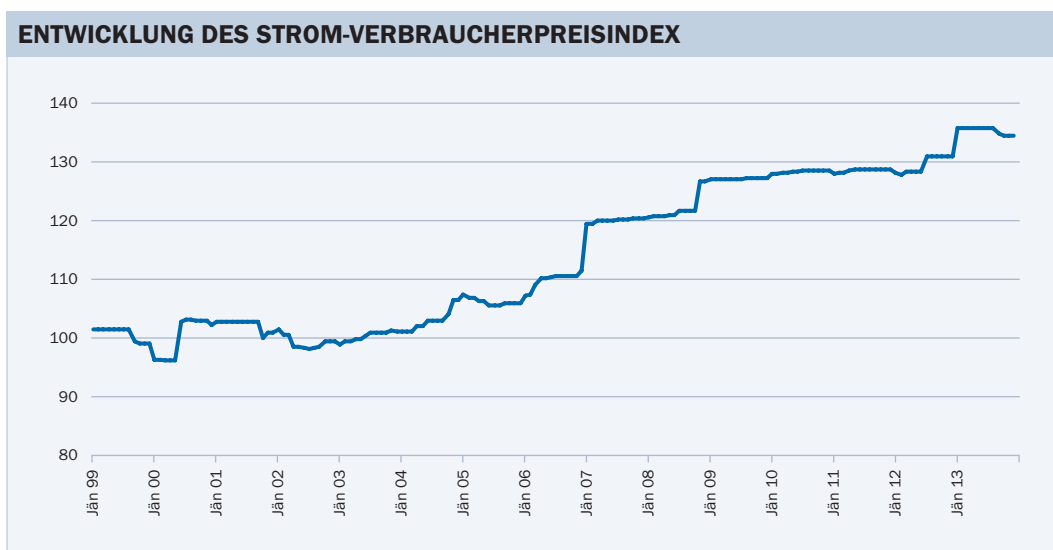


Abbildung 9
Entwicklung des Strom-VPI
(Index Oktober 2001 = 100)

Quelle: Statistik Austria, E-Control

tarifsenkungen wurden meist schnell durch Energiepreiserhöhungen einiger Lieferanten neutralisiert. Der VPI Strom stieg im Jänner 2013 stark an und erreichte mit 135,7 Indexpunkten den höchsten Stand seit 1999.

Der starke Anstieg um fünf Indexpunkte mit Jänner 2013 ist erstens durch eine Erhöhung der Netztarife und zweitens eine Erhöhung der Ökostromkosten zu erklären. Die Veränderung bei den Netztarifen betrug Anfang

2013 zwischen minus 2,83% in Linz und plus 7,6% in Wien, was eine durchschnittliche Veränderung von plus 1,92% bedeutet. Die Ökostromkosten eines Musterhaushaltes stiegen im Jahresvergleich um 64% von 33 Euro/Jahr auf 54 Euro/Jahr exkl. USt.

Eine detaillierte Darstellung der Energiepreisänderungen im Jahr 2013 ist Tabelle 3 zu entnehmen.

PREISÄNDERUNGEN DER STROMLIEFERANTEN 2013		
Lieferant	Datum der Preisänderung	Energiepreis
Stadtwerke Kapfenberg	01.01.2013	4,03%
Verbund	01.09.2013	-13,00%
Wien Energie	01.10.2013	-3,44%
EVN	01.10.2013	-3,41%
Energie Burgenland	01.10.2013	-3,79%

Tabelle 3
Preisänderungen der Stromlieferanten 2013

Quelle: E-Control

- Energie Burgenland
- Energie AG
- Energie Graz GmbH
- Energie Klagenfurt GmbH
- EVN
- Innsbrucker KB
- KELAG
- Linz AG
- Salzburg AG
- Steweag-Steg
- Tiwag
- VKW
- Wien Energie

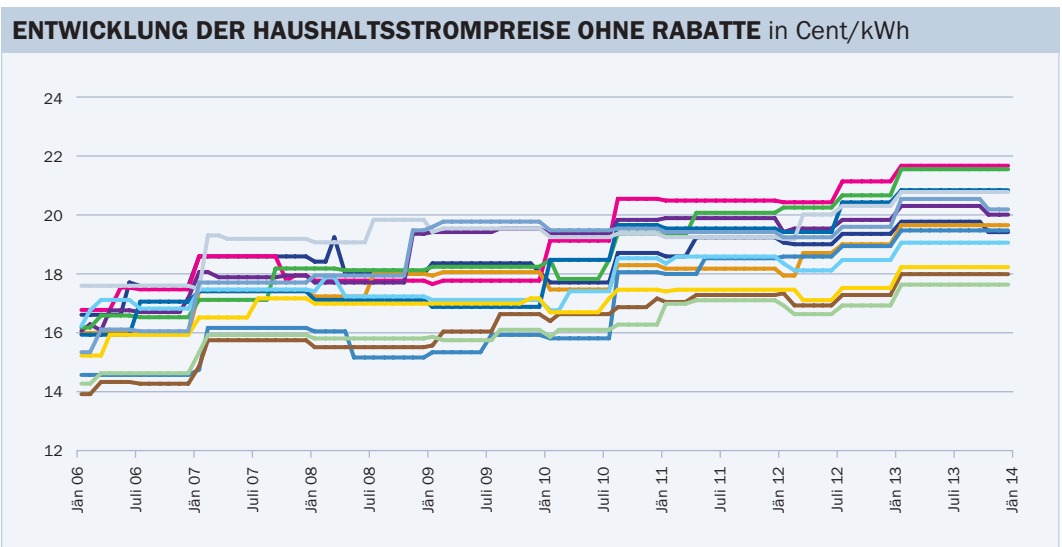


Abbildung 10
Entwicklung der Strompreise für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (Energie, Netz, Steuern und Abgaben), ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 3.500 kWh/Jahr

Quelle: E-Control

- Gewechselte Zählpunkte
- Wechselrate

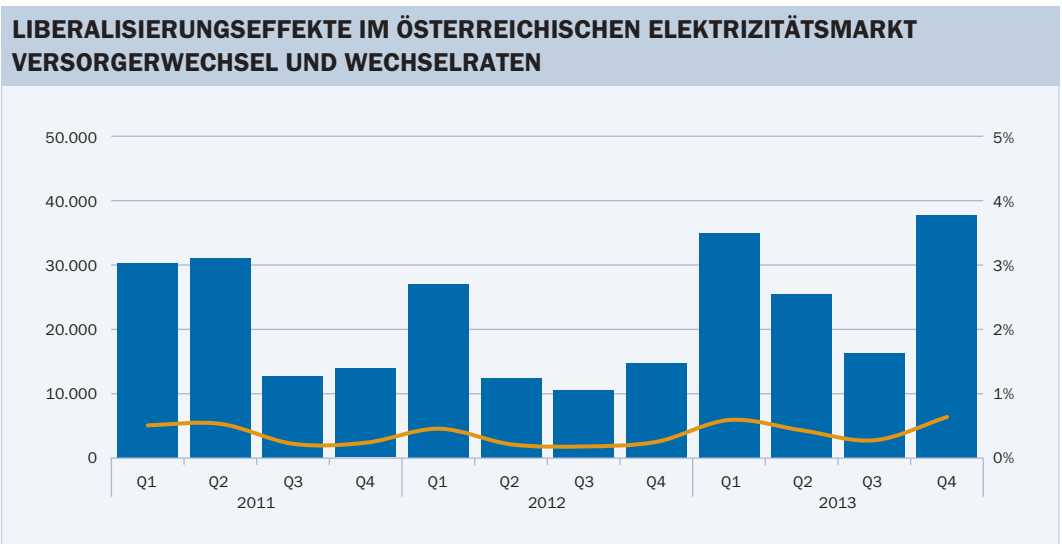


Abbildung 11
Liberalisierungseffekte im österreichischen Elektrizitätsmarkt – Versorgerwechsel und Wechselraten

Quelle: E-Control

Die Gesamtkosten unterscheiden sich stark nach Netzgebieten und werden in Abb. 10 dargestellt. Die Preisunterschiede zwischen dem günstigsten und dem teuersten österreichischen angestammten Lieferanten betragen in den letzten Jahren stets zwischen 20 und 30%. Dies ist mit den unterschiedlichen Verkaufsstrategien der einzelnen Unternehmen, Vertriebskosten sowie Beschaffungsstrategien zu begründen.

Weiters variieren die Netzkosten nach Netzgebieten, und Kunden in den städtischen Gebieten zahlen häufig noch eine Gebrauchsabgabe (z.B. in Wien), sodass diese Kostenkomponenten nicht österreichweit gleich groß sind.

Entwicklung der Wechselzahlen

Insgesamt haben 2013 mehr als 114.000 Stromkunden ihren bisherigen Versorger gewechselt, was einer Wechselrate von etwa 1,9% entspricht. Damit haben 2013 deutlich mehr Kunden von ihrer Wahlmöglichkeit Gebrauch gemacht. 2012 haben demgegenüber 1,1% oder 64.684 Stromkunden ihren Lieferanten gewechselt. Von den rund 114.000 Wechslern waren circa 78.000 Haushalts- und knapp 32.700 sonstige Kleinkunden sowie knapp 3.500 lastganggemessene Kunden, während 2012 40.540 Kunden im Haushaltsbereich, 21.714 sonstige Kleinkunden und 2.430 lastganggemessene Kunden ihren jeweiligen Versorger gewechselt haben. Das bedeutet, dass die Wechselrate bei allen Kundengruppen gestiegen ist.

GAS

Verbrauchsentwicklung

Auch im Berichtsjahr 2013 ging, wie in den beiden Vorjahren, der inländische Erdgasverbrauch zurück, wobei der Rückgang von 4,7% etwa gleich hoch wie im Vorjahr ausfiel. Wesentlicher Einflussfaktor waren die Gaskraftwerke, deren Einsatz um knapp ein Drittel geringer war als 2012. Bei den Haushalten wird demgegenüber ein leichter Zuwachs oder zumindest eine Stagnation des Verbrauchs erwartet.

Größter Einflussfaktor auf den Erdgasverbrauch ist die Temperatur, die aufgrund des direkten und indirekten Einsatzes von Erdgas für Heizzwecke – in individuellen Heizungen vor allem im Haushaltsbereich bzw. über Fernwärmeauskopplung in KWK-Anlagen – die Verbrauchsentwicklung maßgeblich beeinflusst. Darüber hinaus spielen auch wirtschaftliche Faktoren, insbesondere die Konkurrenz anderer Primärenergieträger, eine wesentliche Rolle auf den Einsatz und somit den Verbrauch von Erdgas.

Im Kalenderjahr 2013 war die monatliche Verbrauchsentwicklung sehr unterschiedlich. Im ersten Quartal war beispielsweise insgesamt ein Rückgang um 2,6% gegeben, wobei im Jänner und März Zuwächse um 3,9% bzw. sogar 18,3% verzeichnet wurden, die allerdings durch einen Rückgang im Februar um 21,5% mehr als wettgemacht wurden. Das zweite Quartal verzeichnete einen moderaten

Gasverbrauch in % (links) ■
 reales BIP in % (links) /
 Temperatur in Grad C (rechts) /

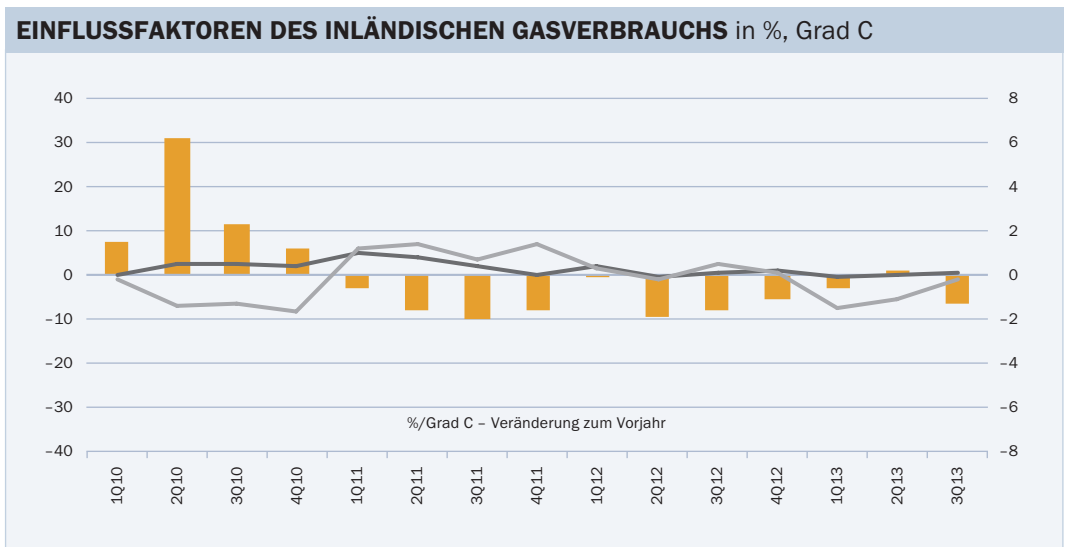


Abbildung 12
 Einflussfaktoren des Inland-
 gasverbrauchs

Quelle: E-Control, OeNB, ZAMG, WIFO

Import-/Exportsaldo ■
 Produktion ■
 Abgabe an Endkunden /

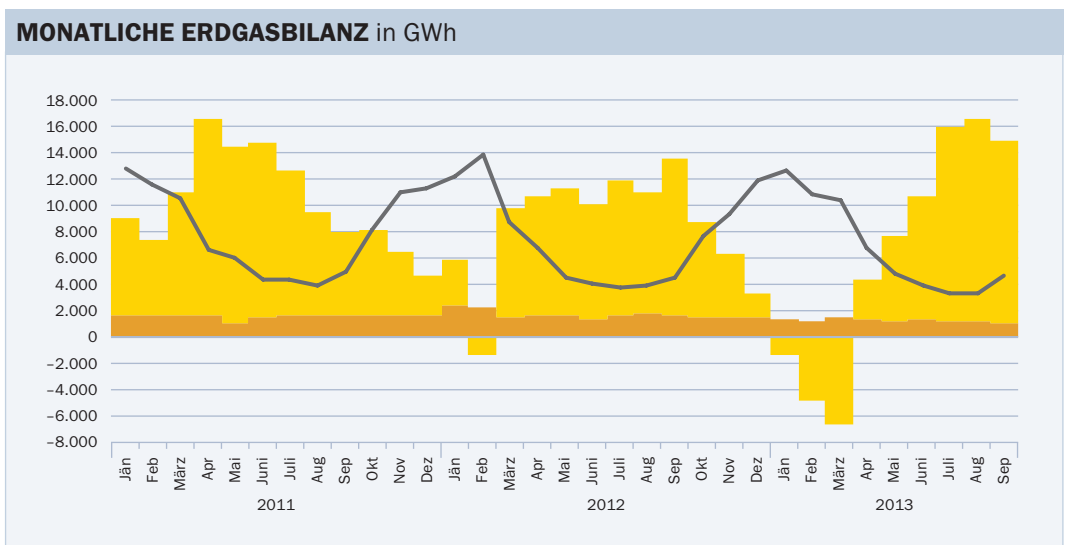


Abbildung 13
 Monatliche Erdgasbilanz

Quelle: E-Control

Zuwachs von 0,9%, mit Rückgängen im April und Juni und einem Zuwachs im Mai. Die Inlandsabgabe im dritten Quartal ging um 6,6% zurück, wobei im September ein Zuwachs von 3,4% zu verzeichnen war. Im vierten Quartal war ein Verbrauchsrückgang um 8,6% gegeben, wobei alle drei Monate einen geringeren Verbrauch als im Vorjahr verzeichneten.

Änderungen bei der Speicherbewirtschaftung waren 2013 der wesentliche Einflussfaktor bei der Erdgasbilanz: Da die Speicherbefüllung vergleichsweise spät, erst ab dem dritten Quartal stark einsetzte, ergab sich ein Zuwachs von 13,5% bei der Einpressung, dem im ersten Halbjahr beinahe eine Verdoppelung der Entnahme gegenüberstand, während sie im zwei-

ten Halbjahr um knapp ein Viertel zurückging. Dementsprechend wurde 2013 im Saldo um knapp 8 TWh mehr Erdgas aus den Speichern entnommen als eingespeichert, während im Vorjahr etwa dieselbe Menge netto eingepresst wurde. Auch die Nettoimporte gingen zurück, wobei in den ersten drei Monaten jeweils mehr exportiert als importiert wurde, was auf saisonale Verlagerungen in die Speicher zurückzuführen ist. Die inländische Produktion ging um mehr als ein Viertel zurück.

Aufgrund der geänderten Entwicklung bei der Speicherbewirtschaftung waren mit Ende September knapp 5 Mrd. Nm³ oder 55 TWh vorrätig, was einem Füllungsgrad von 66% gegenüber 75% im Vorjahr entspricht.

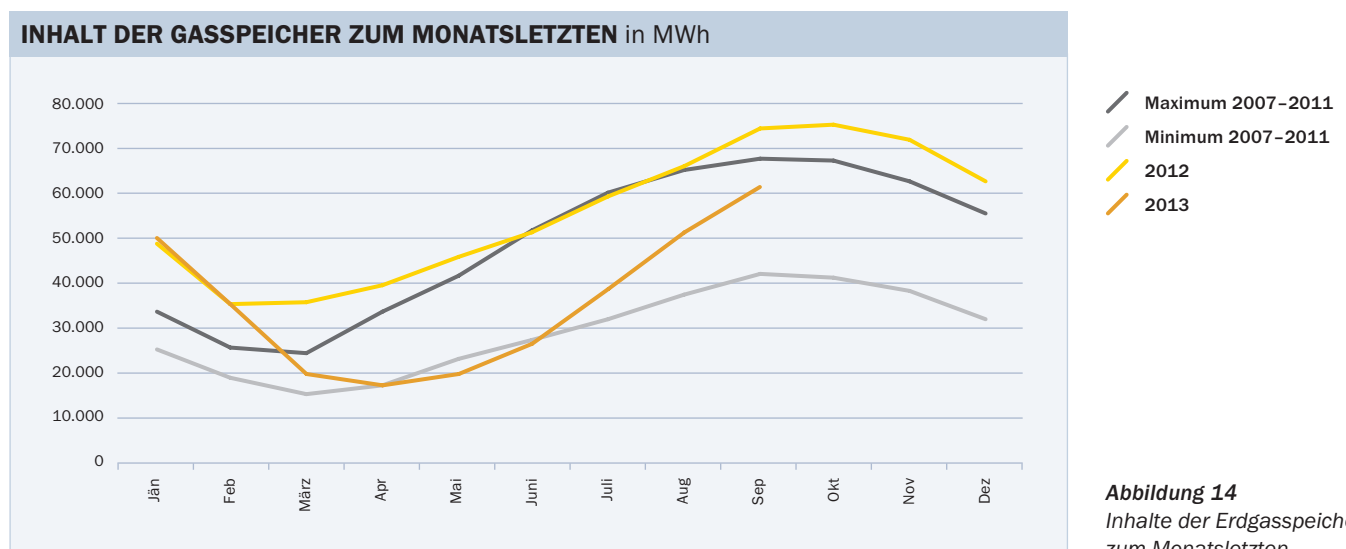


Abbildung 14
Inhalte der Erdgasspeicher zum Monatsletzten

Quelle: E-Control

Großhandelspreisentwicklung Gas

Im Spotmarkt war die Gaspreisentwicklung generell von relativer Stabilität geprägt, mit geringfügigen Preisausschlägen; am CEGH pendelte der Day-ahead-Preis um die 27-Euro-Marke. Im Vergleich dazu lag der Importpreis, welcher durch langfristige Verträge geprägt ist, bei guten 29 EUR/MWh. Ende März war hingegen gekennzeichnet von einem dramatischen Anstieg der Preise im kurzfristigen Handel. Die Ursache war eine Verkettung von Umständen, die an allen Hubs für einige Tage zu Preisen an die bzw. über 40 EUR/MWh geführt haben. Ausgehend von Großbritannien, wo durch einen Ausfall des Interkonnectors zum Festland und niedrigen Speicherständen am 22. März 2013 ein Rekordpreis von

42 EUR/MWh erzielt wurde, setzte sich der Preisanstieg in den folgenden Tagen auch in Kontinentaleuropa durch. Verschärft wurde die Situation durch die für diese Jahreszeit extrem kalten Temperaturen und die bereits niedrigen Speicherfüllstände, vor allem in Großbritannien und Frankreich, was wiederum zur vermehrten Nachfrage nach Speichergas aus Deutschland führte und auch dort die Preise kräftig antrieb. Zudem gab es in dem Zeitraum ebenfalls vergleichsweise wenig LNG (verflüssigtes Erdgas), welches nach Europa geliefert wurde. Nach Wiederherstellung aller Leitungsverbindungen und mit dem Ansteigen der Temperaturen beruhigte sich der Markt jedoch wieder innerhalb einiger Tage.

Henry Hub /
TTF

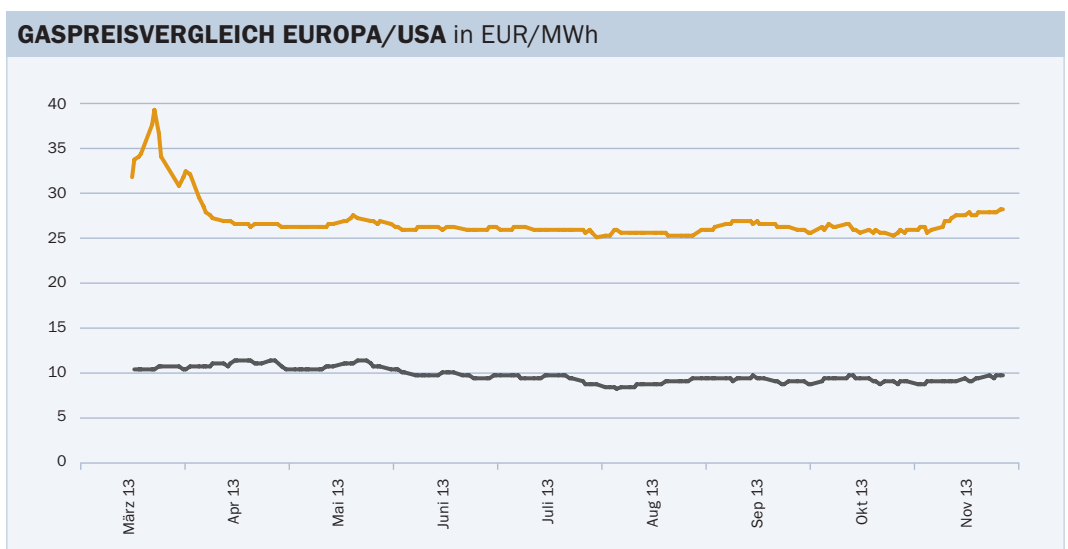


Abbildung 15
Gaspreisvergleich in den Großhandelsmärkten in Europa und den USA

Quelle: GoBoerse, OeNB, Heren, Berechnungen E-Control

Lohnend gestaltet sich auch der Blick über die europäischen Grenzen hinaus, vor allem ein Vergleich zwischen den USA und Europa. Bis vor einigen Jahren ging der Großteil der Energiemodelle und Prognosen davon aus, dass die USA ein Energie-Nettoimporteur bleiben würde. Diese Annahme hat sich durch moderne Fördertechniken und technologischen Fortschritt umgekehrt, in den nächsten 2 bis 3 Jahren könnte die USA in nennenswertem Umfang Öl und LNG (verflüssigtes Erdgas) exportieren. Diese oft zitierte Schiefergasrevolution beschränkt sich eben aber nicht nur auf die Förderung von Gas aus Schiefergesteinsschichten mittels „Fracking“, sondern betrifft auch die vermehrte Förderung von anderen unkonventionellen Gas- und

Ölvorkommen wie zum Beispiel „tight oil“. Da weder Öl noch Gas unbeschränkt über weite Distanzen zu transportieren sind, gibt es in beiden Fällen keinen globalen Markt, sondern regionale Preisunterschiede. Besonders dramatisch fällt dieser im Moment im Gasbereich aus. Während man am zentralen Handelsplatz in den USA, dem Henry Hub, lediglich rund 10 EUR/MWh für Gas bezahlt, werden am niederländischen Hub TTF – dem liquides-ten Gashub Kontinentaleuropas – derzeit rund 27 EUR/MWh fällig. Abbildung 15 zeigt dabei auch die Preisentwicklung bei den Ölsorten Brent (Europa) und WTI (USA).

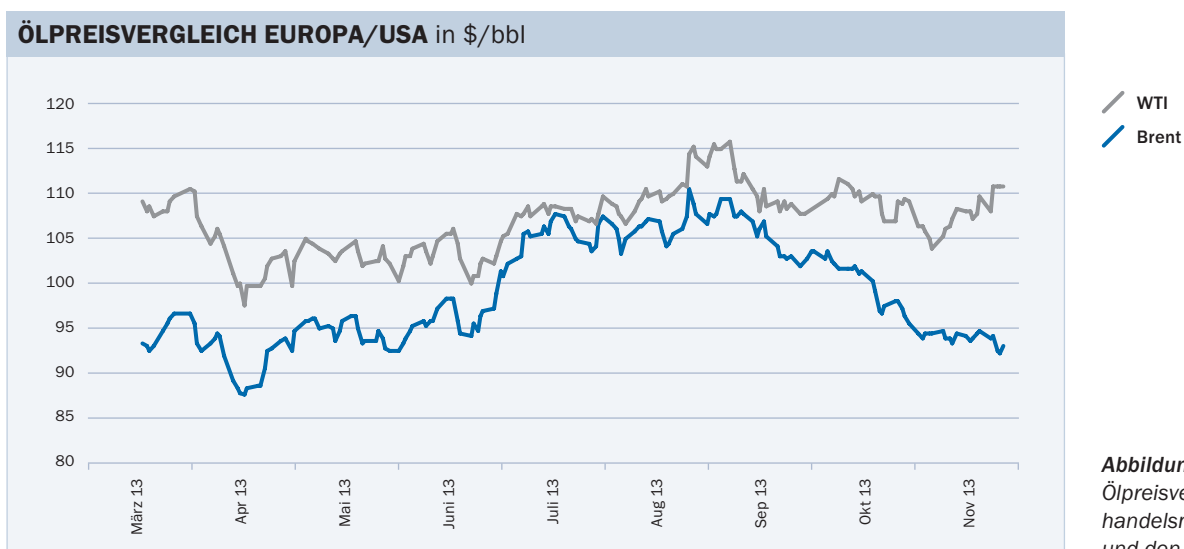


Abbildung 16
Ölpreisvergleich in den Großhandelsmärkten in Europa und den USA

Quelle: GoBoerse, OeNB, Heren, Berechnungen E-Control

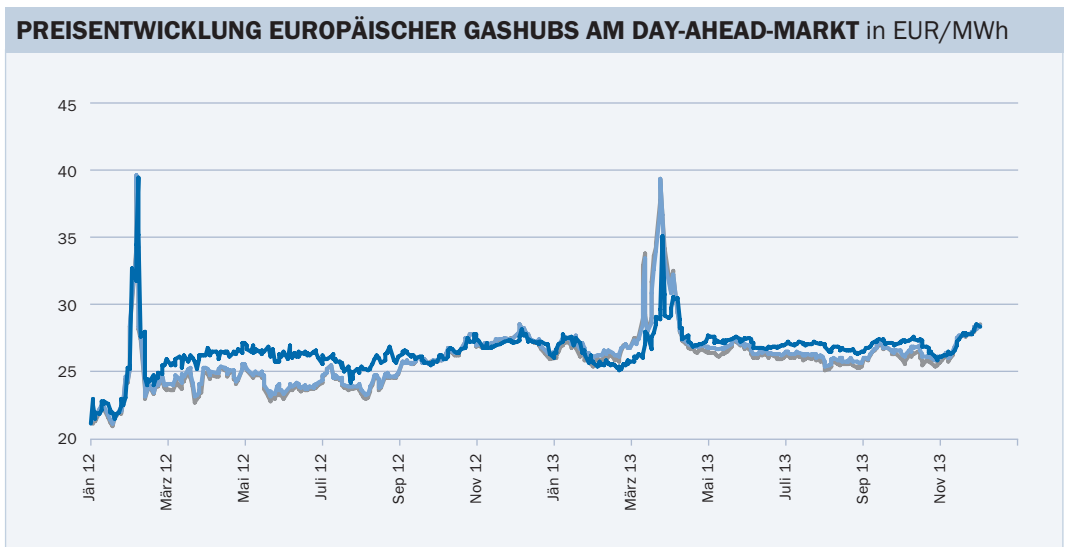


Abbildung 17
Preisentwicklung an den Gashubs im Day-ahead-Markt

Quelle: CEGHEX, Heren

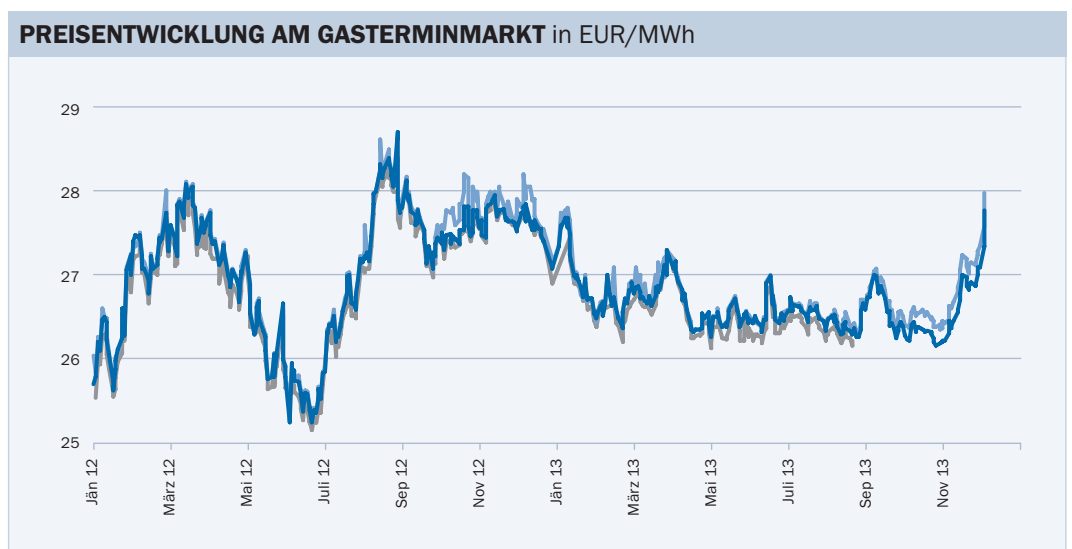


Abbildung 18
Preisentwicklung im Gasgroßhandel, Jahreskontrakt 2014

Quelle: EEX, ICE

Auch im Gasterminmarkt waren eindeutige Impulse nicht auszumachen. Bei den Jahreskontrakten für das Lieferjahr 2014 konnte sich am niederländischen TTF und den deutschen Gashubs NCG und Gaspool die 27 Euro über weite Strecken des letzten Jahres nicht dauerhaft behaupten. Lediglich gegen Ende des Jahres gab es, auch bedingt durch die näher rückende Fälligkeit des Kontrakts, Bewegung in Richtung 28 EUR/MWh.

Preisentwicklung auf dem Endkundenmarkt Haushaltskunden

Der Verbraucherpreisindex (VPI) Gas der Statistik Austria spiegelt die Entwicklung des Gaspreises in Österreich im Zeitverlauf wider. Kurz vor der Liberalisierung des Gasmarktes

im Oktober 2002 kam es zu einem Sinken des VPI. Bis Juni 2003 blieb der VPI nahe oder unter 100 Indexpunkten, danach stieg er signifikant und erreichte im Zuge der Gas-krise im Januar 2009 152,9 Punkte. Danach kam es zu einer deutlichen Reduktion des Gaspreises. Im Februar 2013 erreichte der VPI Gas mit 155,5 Punkten den Höhepunkt von Februar/März 2012, um erst im Oktober auf 153,7 Indexpunkte zu sinken.

Seit Anfang 2013 haben vier Lieferanten die Energiepreise zwischen 7% und 15% erhöht. Sechs Lieferanten senkten die Preise im Ausmaß zwischen 3% und 11%. Alle anderen Lieferanten hielten die Energiepreise konstant, die Preisdifferenzierung blieb aber durch Ra-

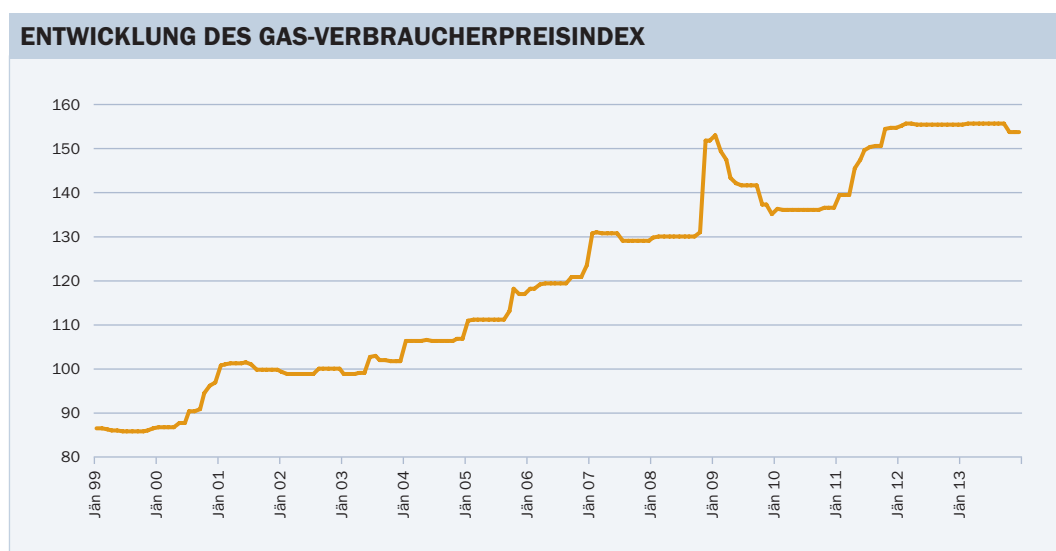


Abbildung 19
Entwicklung des Gas-VPI
(Index Oktober 2002 = 100)

Quelle: Statistik Austria, E-Control

battaktionen aufrecht. Die Entwicklung der Gesamtkosten nach Netzgebieten bei den jeweiligen angestammten Lieferanten wird in Abbildung 20 dargestellt. Die Abbildung zeigt, dass die Differenz zwischen den günstigsten und teuersten Lieferanten im Laufe der Jahre gewachsen ist und im Dezember 2013 bei ca. 30% lag.

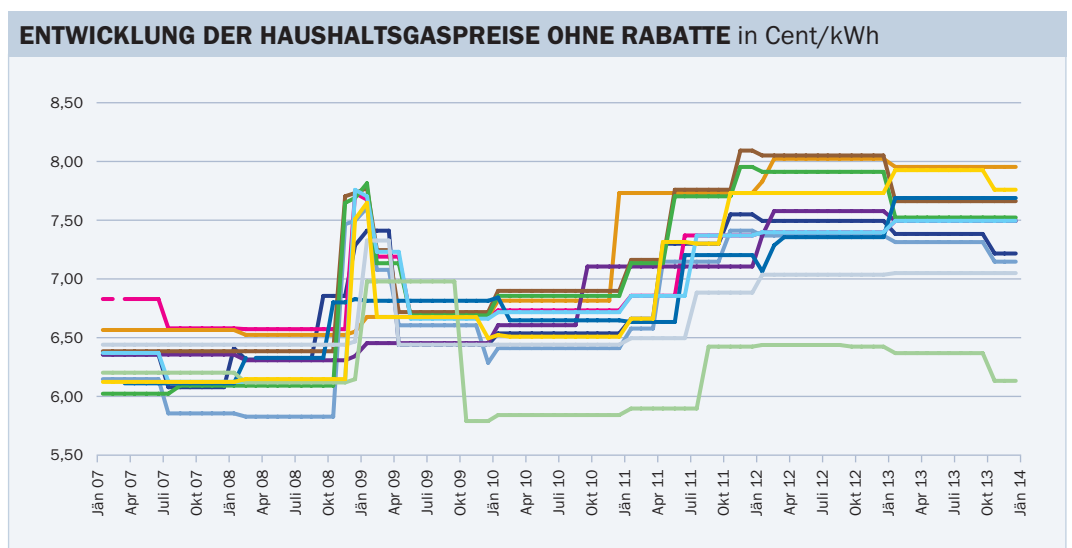
PREISÄNDERUNGEN DER GASLIEFERANTEN 2013		
Lieferant	Datum der Preisänderung	Energiepreis
Salzburg AG	01.01.2013	8,29%
Stadtwerke Kapfenberg	01.01.2013	-10,9%
Tigas	01.01.2013	7,26%
Energie Ried	01.01.2013	9,68%
goldgas - Neukunden im Zeitraum von 1. Mai bis 31. Oktober 2012	01.07.2013	15,27%
Wien Energie	01.10.2013	-3,42%
EVN	01.10.2013	-3,51%
Energie Burgenland	01.10.2013	-3,70%
Stadtwerke Bregenz	01.10.2013	-5,44%
VKW	01.10.2013	-5,44%

Tabelle 4
Preisänderungen der Gaslieferanten 2013

Quelle: E-Control

- Energie Burgenland (BEGAS)
- Energie Graz
- Energie Klagenfurt
- EVN
- KELAG
- Linz Gas
- OÖ. Gas-Wärme
- Salzburg AG
- Steirische Gas Wärme
- TIGAS Erdgas
- VKW (VEG)
- Wien Energie

Abbildung 20
Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (Energie, Netz, Steuern & Abgaben) ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 15.000 kWh/Jahr



Quelle: E-Control

LIBERALISIERUNGSEFFEKTE IM ÖSTERREICHISCHEN ERDGASMARKT VERSORGERWECHSEL UND WECHSELRATEN

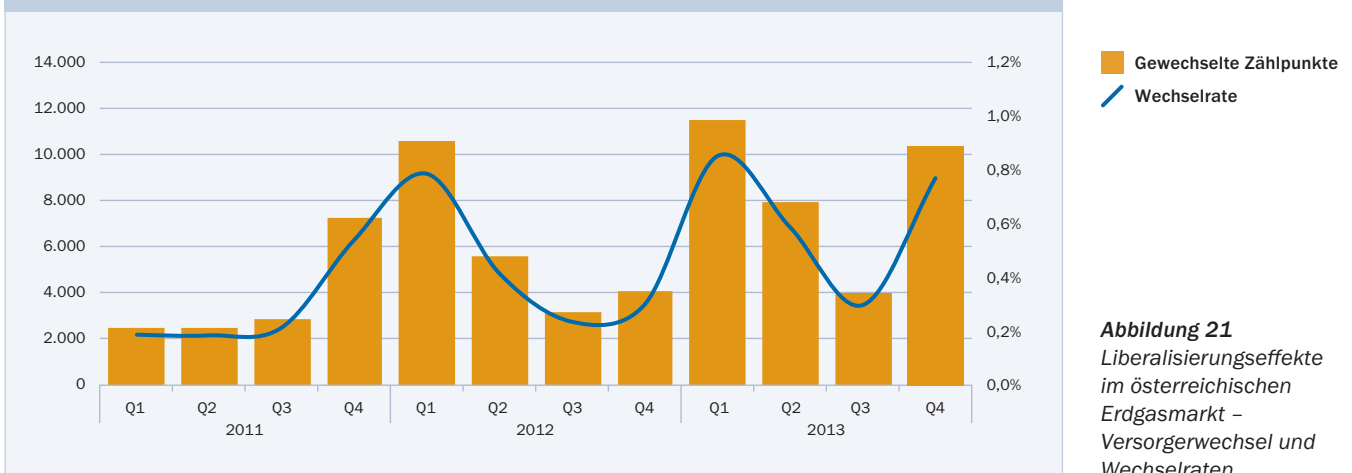


Abbildung 21
Liberalisierungseffekte
im österreichischen
Erdgasmarkt –
Versorgerwechsel und
Wechselraten

Quelle: E-Control

Entwicklung der Wechselzahlen

2013 wechselten mehr als 33.800 Erdgaskunden ihren jeweiligen Versorger, was einer Wechselrate von 2,5% entspricht. Dies ist die höchste Wechselrate seit Beginn der Liberalisierung. Genau wie im Elektrizitätsmarkt war auch im Erdgasbereich ein Anstieg gegenüber dem Vorjahr festzustellen. Allein in den ersten drei Quartalen 2013 waren gleich viele Versorgerwechsel zu verzeichnen wie im gesamten

Jahr 2012. Im vierten Quartal wechselten dann nochmals über 10.000 Kunden. Die Wechselbereitschaft hat sich sowohl bei den Haushalts- als auch bei den sonstigen Kleinkunden deutlich erhöht, lediglich bei den lastganggemessenen Kunden war sie im Jahresvergleich leicht rückläufig. Bei den Haushaltskunden wechselten 2013 insgesamt 2,4% ihren Versorger, bei den sonstigen Kleinkunden 3,4% und bei den lastganggemessenen Kunden 5,6%.

Entwicklung des rechtlichen Rahmens im Jahr 2013

NOVELLIERUNG ELWOG, GWG UND E-CONTROL-GESETZ

Im § 79a EIWOG 2010 wurde die verpflichtende Stromkennzeichnung eingefügt, wodurch Lieferanten verpflichtet werden, die gesamte an Endverbraucher gelieferte Strommenge

mit Nachweisen zu belegen (für Nicht-Haushaltskunden hat dies erst ab 1. Jänner 2015 zu erfolgen). Damit soll die Transparenz der Stromkennzeichnung erhöht werden, weil die Herkunft jeder MWh belegt ist. Gleichzeitig wurde die Voraussetzung dafür geschaffen,

dass Strom der durch Pumpspeicherkraftwerke erzeugt wird, in das Nachweissystem integriert wird.

Die Novellen des EIWOG 2010, des GWG 2011 und des E-ControlG wurden auch dazu genutzt, die umsetzungsbedürftigen Inhalte der Verordnung (EU) 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT) in nationalem Recht festzuschreiben.

So haben die Mitgliedstaaten festzulegen, welche Sanktionen bei einem Verstoß gegen REMIT zu verhängen sind. Sie müssen wirksam, abschreckend und verhältnismäßig sein und sollten mit den im Rahmen der Durchführung der Marktmissbrauchsrichtlinie (RL 2003/6/EG) verabschiedeten Sanktionen im Einklang stehen. Grundsätzlich unterscheiden EIWOG 2010 und GWG 2011 darin zwischen Insider-Handel durch Primärinsider, der als gerichtlicher Straftatbestand ausgestaltet ist, und allen anderen Verstößen gegen REMIT inkl. Marktmanipulation, die in das Verwaltungsstrafrecht fallen.

Zusätzlich wurden der E-Control in §§ 25a und 25b E-ControlG die notwendigen Kompetenzen eingeräumt, um ihre Überwachungs- und Aufsichtsfunktion unter REMIT ausführen zu können.

EIWOG-Novelle 2013 – Neuerungen im Bereich Smart Metering

Durch die EIWOG-Novelle idF BGBl. I Nr. 174/2013 wurden im Bereich der Regelungen für intelligente Messgeräte insbesondere Konkretisierungen und Verbesserungen im Konsumenten- bzw. Datenschutzbereich geschaffen.

Die früheren §§ 83 und 84 EIWOG 2010, die zuvor die Regelungen um intelligente Messgeräte beinhalteten, sind nunmehr auf fünf verschiedene Normen aufgeteilt:

§ 81a – Verbrauchs- und Stromkosteninformation bei Messung durch intelligente Messgeräte

Diese Regelung entspricht inhaltlich der bisherigen von § 84 Abs. 2 EIWOG 2010, nur wurde durch Abs. 2 eine zusätzliche Regelung aufgenommen, wonach bei gesonderter Rechnungslegung auch Netzbetreiber eine Stromkosteninformation über ihre Kosten gem. SNE-VO idgF zu übermitteln haben.

Zusätzlich wurde die Möglichkeit für den Endverbraucher geschaffen, die Informationen auch ablehnen zu können, was in der alten Regelung noch nicht explizit vorhanden war.

§ 81b – Verbrauchs- und Stromkosteninformation ohne Messung durch intelligente Messgeräte

Mit dieser Neuformulierung durch § 84 Abs. 3 EIWOG 2010 wurden die Informationsverpflichtungen für Kunden ohne intelligente Messgeräte jenen mit intelligenten Messgeräten stark angenähert, womit im Unterschied zur früheren Regelung auch der Lieferant als Informationsverpflichteter einbezogen wurde.

§ 83 – Intelligente Messgeräte

Zusätzlich zur IME-VO wurde auch nunmehr in den Gesetzestext die Verpflichtung der Netzbetreiber aufgenommen, über die Einführung von intelligenten Messgeräten und die damit verbundenen Rahmenbedingungen Bericht zu erstatten und die Endverbraucher zeitnah über den Einbau zu informieren. Zudem wur-

de von politischer Seite die Regelung aufgenommen, dass Netzbetreiber im Rahmen der durch die IME-VO bestimmten Vorgaben für die Installation intelligenter Messgeräte den Wunsch eines Endverbrauchers, kein intelligentes Messgerät zu erhalten, zu berücksichtigen haben. Dies ist jedoch nicht als ein bedingungsloser Opt-out-Wunsch zu verstehen, sondern im Rahmen der rechtlichen Vorgaben des Roll-outs und im Rahmen der technischen Machbarkeit hat der Netzbetreiber über die technische und wirtschaftliche Möglichkeit hierüber zu entscheiden.

Weiters wurde eine gesetzliche Regelung aufgenommen, wie die Sichtanzeige am intelligenten Messgerät zu konfigurieren und gegebenenfalls freizuschalten ist, um die datenschutz- und eichrechtlichen Rahmenbedingungen gleichermaßen erfüllen zu können.

§ 84 – Messdaten von intelligenten Messgeräten

Durch die Neuerungen in § 84 gibt es nun sehr detaillierte, umfassende Regelungen, unter welchen (datenschutzrechtlichen) Voraussetzungen welche Werte (Tageswert, Viertelstundenwerte) ausgelesen werden dürfen. Jedenfalls ausgelesen und via Web-Portal dem Endverbraucher zur Verfügung gestellt werden muss ein täglicher Verbrauchswert; detaillierte Viertelstundenwerte sind abhängig von vertraglicher Vereinbarung bzw. Zustimmung.

Die Bereitstellung im Web-Portal ist nunmehr auch gesetzlich mit 36 Monaten begrenzt, zudem wurde klargestellt, dass die Bereitstellung im Falle der Auflösung des Vertragsverhältnisses mit dem Netzbetreiber endet. Der

Endverbraucher hat zudem die Möglichkeit, das Nutzerkonto im Web-Portal zu löschen bzw. löschen zu lassen.

Die Möglichkeit, mittels einer unidirektionalen Kommunikationsschnittstelle die im Gerät erfassten Messdaten auszulesen, ist durch die Novelle nun auch gesetzlich verankert.

§ 84a – Messdaten von intelligenten Messgeräten

In Bezug auf die Weiterleitung der Daten vom Netzbetreiber an den Lieferanten wurden hier auch gesetzlich detaillierte Regelungen geschaffen, insbesondere was die Verwendung von Viertelstundenwerten betrifft. Zudem wurden die Zwecke für die Verwendung dieser Daten genau gesetzlich festgelegt und taxativ in § 84a Abs. 1 EIWOG 2010 wiedergegeben.

ANPASSUNGEN NEUES MARKTMODELL GAS IM MARKTGEBIET OST – GWG UND MARKTMODELL-VO

Das Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) sieht in Umsetzung des dritten EU-Energiebinnenmarktpakets wesentliche Neuerungen beim Netzzugang zu Fernleitungen vor. Das bisherige System von Kapazitätsbuchungen auf der Basis von vertraglich vereinbarten Transportpfaden wurde abgelöst durch ein Entry/Exit-System, in dem Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten unabhängig voneinander gebucht und gehandelt werden können. Kapazitäten an Einspeisepunkten sind von Händlern und Versorgern zu buchen und berechtigen zur Einspeisung von Gasmengen in das Fernleitungsnetz eines Marktgebiets und zum Transport der Gasmengen zum Virtualen Handelspunkt. Kapazitäten an Ausspeisepunkten berechtigen zum Transport vom

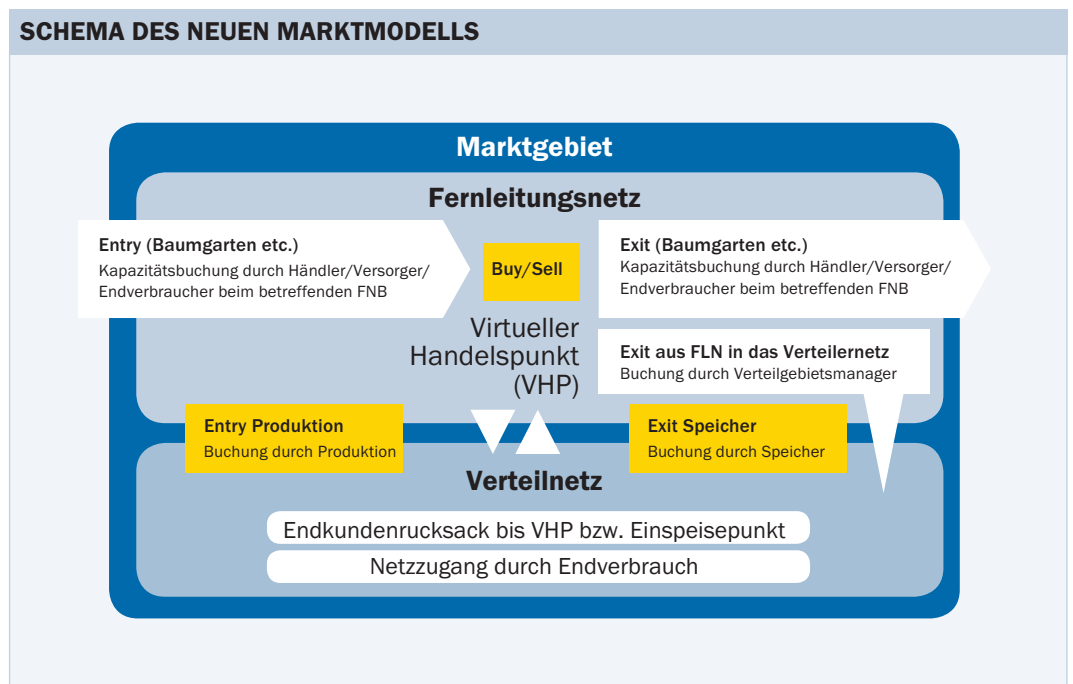


Abbildung 22
Schema des neuen Marktmodells

Quelle: E-Control

Virtuellen Handelspunkt zum Ausspeisepunkt und zur Ausspeisung dieser Gasmengen aus dem Fernleitungsnetz. Der Virtuelle Handelspunkt ist keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt zugeordnet und ermöglicht es den Marktteilnehmern, auch ohne Kapazitätsbuchung Erdgas zu kaufen oder zu verkaufen.

Aus dem GWG 2011 ergibt sich auch, dass jeder Netznutzer einer Bilanzgruppe angehören muss. Somit wird das bereits bewährte Bilanzgruppensystem aus dem Verteilergebiet nun auch auf die Fernleitungsebene angewandt und umfasst somit das gesamte Marktgebiet. Die Registrierung von Bilanzgruppenverantwortlichen und die Verwaltung der Bilanzgrup-

pen sowie die Ausgleichsenergiebewirtschaftung auf Marktgebietsebene zählt nunmehr zu den Tätigkeiten des von den Fernleitungsnetzbetreibern benannten Marktgebietsmanagers, der diese Registrierungs-funktion in Form eines „One-Stop-Shops“ wahrnimmt und als erste Anlaufstelle für alle neuen Marktteilnehmer fungiert. Die Abwicklung hinsichtlich der Ausgleichsenergiebewirtschaftung der im Verteilergebiet tätigen Bilanzgruppen ist auch im neuen Marktmodell eine Aufgabe des Bilanzgruppenkoordinators. Eine wesentliche Änderung ergab sich aber nicht nur beim Netzzugang zu Fernleitungen, sondern auch hinsichtlich der Bilanzierungssysteme. Sowohl auf Marktgebietsebene als auch auf Verteilergebietsebene wurde eine Tagesbilanzierung

in jeweils unterschiedlicher Ausprägung eingeführt. Bei der vom Marktgebietsmanager durchgeführten Marktgebietsbilanzierung werden einerseits Tagesabweichungen je Bilanzgruppe ausgeglichen und andererseits das Vermeiden von Stundenabweichungen durch den sogenannten Strukturierungsbeitrag beanreizt. Dies soll in Summe dazu führen, dass möglichst wenig Ausgleichsenergie auf Marktgebietsebene entsteht und die Bilanzgruppenverantwortlichen ihre Verantwortung zum Ausgleich ihrer zugehörigen Bilanzgruppen sorgfältig wahrnehmen.

Der Bilanzgruppenkoordinator wickelt auch im neuen Marktmodell die Ausgleichsenergiebewirtschaftung im Verteilergebiet ab, wobei auch hier für Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von unter 10.000 kWh/h, für die Gasflüsse an den Grenzkopplungspunkten im Verteilergebiet und für Biogaseinspeisungen eine Tagesbilanzierung zur Anwendung kommt. Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung über 50.000 kWh/h sind jedoch nach wie vor stundenbilanziert. Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung zwischen 10.000 kWh/h und 50.000 kWh/h können jährlich zwischen der Tages- und der Stundenbilanzierung optieren, wobei hierfür eine Online-Messung eingerichtet sein muss.

Mit der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (GMMO-VO 2012) wurde somit ab dem 1. Jänner 2013 ein neues Gasmarktmodell in Österreich erfolgreich umgesetzt. Die ersten Erfahrungen zeigen, dass die Umstellung weitgehend klaglos funktioniert hat und alle Systemvoraussetzungen dank der Anstren-

gungen aller Marktteilnehmer rechtzeitig erfüllt wurden. Von den Marktteilnehmern wurde das neue Modell gut angenommen. Die Handelsaktivitäten am Virtuellen Handelspunkt haben sich, nachdem diese im Dezember 2012 vor der Umstellung zurückgegangen sind, wieder erholt und erreichen sogar neue Spitzenwerte. Auch die Einführung der Tagesbilanzierung, die die Belieferung von Endkunden für Versorger vereinfacht, hat sich bewährt.

Die bisherigen positiven Erfahrungen haben auch Anpassungsbedarf gezeigt. Mit der ersten Novelle der GMMO-VO 2012 im April 2013 wurden insbesondere hinsichtlich der Anwendung von Nominierungs- und Renominierungsregeln von Kapazitäten Klarstellungen vorgenommen. Des Weiteren wurden insbesondere die Bilanzierungsregeln des Bilanzgruppenkoordinators detaillierter beschrieben und hierzu geringfügig geänderte Festlegungen getroffen, die den Markt und die Netzkapazitäten reflektieren. Ergänzungen und Klarstellungen sind ebenfalls zu den besonderen Bilanzgruppen des Bilanzgruppenkoordinators des Marktgebietsmanagers und der Netzbetreiber enthalten. Mit der zweiten Novelle der GMMO-VO 2012 im Oktober 2013 wurden weiterführende Regelungen hinsichtlich der Informationsübermittlungspflichten der Marktteilnehmer, zur Ausgleichsenergiebepreisung und zu den Bilanzierungsregeln in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg festgelegt. Mit der dritten Novelle der GMMO-VO 2012 im Dezember 2013 wurden geänderte Bestimmungen hinsichtlich der Umlagefestlegung über eine Dauer von drei anstatt sechs Monaten durch die Bilanzgruppenkoordinatoren geregelt.

MARKTMODELL TIROL UND VORARLBERG

Hintergrund

Gemäß den rechtlichen Rahmenbedingungen in Österreich sind „Netze oder Teile von Netzen in einem Marktgebiet, welches ausschließlich aus einem angrenzenden Mitgliedstaat versorgt wird und für das es im betreffenden Marktgebiet keinen eigenständigen Ausgleichsenergiemarkt gibt, mit dem angrenzenden Netzbetreiber dieses Mitgliedstaates so operativ abzustimmen, dass eine Teil- oder Vollversorgung aus dem angrenzenden Marktgebiet des Mitgliedstaates möglich wird“. Darüber hinaus können „Netze oder Teile von Netzen, soweit dies der Erfüllung des europäischen Binnenmarkts dienlich ist, mit angrenzenden Netzbetreibern anderer Mitgliedstaaten ein Marktgebiet bilden“.

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

Eigenschaften des Gas-Marktmodells

COSIMA

Charakteristisch für COSIMA ist die – aus der Sicht der Lieferanten und Versorger – barrierefreie Anbindung der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg an das Marktgebiet NCG. Dies wird durch eine Befreiung von Kapazitätsbuchun-

gen durch Lieferanten und Versorger erreicht: Die Buchung der erforderlichen Kapazitäten zur Versorgung von Endkunden in Tirol und Vorarlberg erfolgt gesamthaft durch den österreichischen Verteilergbietsmanager (VGM), ohne eine Zuordnung der gebuchten Kapazitäten zu einzelnen Bilanzkreisen in Deutschland bzw. Bilanzgruppen in Österreich vorzunehmen. Die Exit-Kapazität für Erdgas, das in Vorarlberg zur Belieferung von Liechtenstein und Graubünden durchgeleitet wird, ist weiterhin vom Lieferanten bzw. Versorger beim Netzbetreiber terranets bw zu buchen.

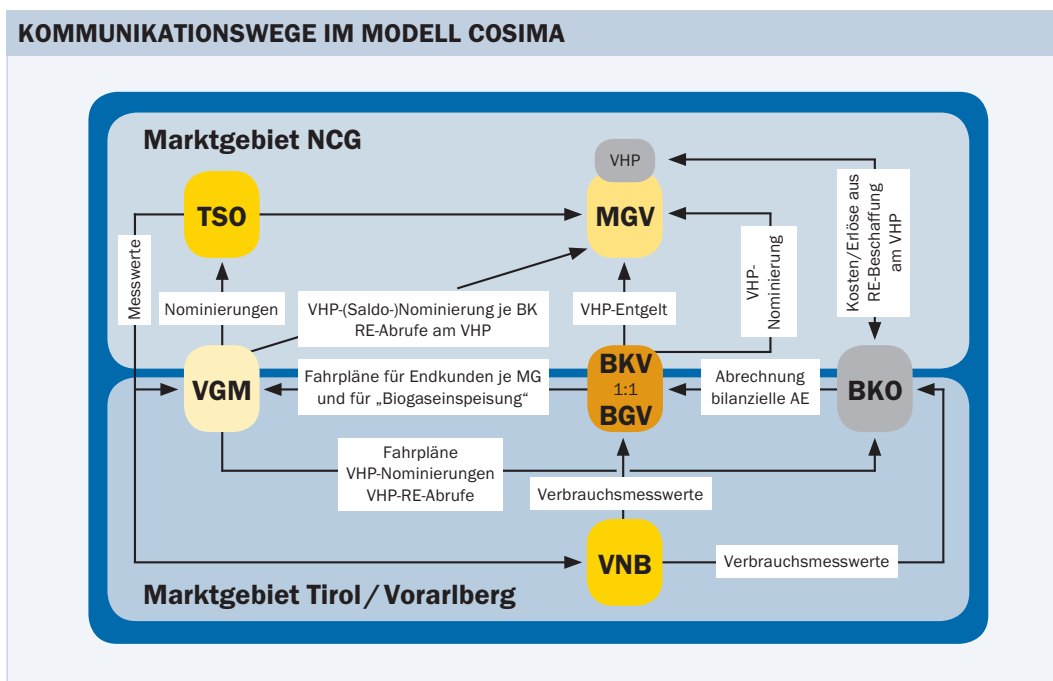
Darüber hinaus wurde an COSIMA die Anforderung gestellt, möglichst ohne Veränderungen in den bestehenden Regelwerken der einander benachbarten Marktgebiete auszukommen. Mit der Rolle des VGM für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg als „beauftragter Netzbetreiber/Übersetzer“ zwischen den Regelwerken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

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

Kommunikation aus Sicht der Transportkunden

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

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



- AE = Ausgleichsenergie
- BKO = Bilanzgruppenkoordinator
- BGV = Bilanzgruppenverantwortlicher
- BKV = Bilanzkreisverantwortlicher
- MG = Marktgebiet
- MGV = Marktgebietsverantwortlicher
- TSO = Transmission System Operator
- VGM = Verteilergebietsmanager
- VHP = Virtueller Handlungspunkt
- VNB = Verteilernetzbetreiber

Abbildung 23
Kommunikationswege im Modell COSIMA am Beispiel reiner Endkundenversorgung in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg

Quelle: E-Control

ÄNDERUNG TARIFIERUNG

Dritte Anreizregulierungsperiode der Stromverteilernetze

Mit 1. Jänner 2014 wurde die dritte Anreizregulierungsperiode für die österreichischen Stromverteilernetzbetreiber eingeleitet. Die Kostenentwicklungen der Verteilernetzbetreiber werden 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, welches auf der Homepage der E-Control zum Download bereitsteht.

Details zur dritten Anreizregulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber

Die Regulierungsperiode beträgt nunmehr fünf (bisher jeweils zweimal vier) Jahre und alle geprüften Netzbetreiber (Abgabe von mehr als 50 GWh in 2008 sowie kleinere Oberösterreichische Netzbetreiber) haben individuelle Effizienzvorgaben auf Basis eines relativen Effizienzvergleichs zu erfüllen. Die Unternehmen haben die Hälfte der festgestellten Ineffizienz in diesem Zeitraum aufzuholen. Investitionen und Ausweitung der Unternehmensaufgaben werden während der Periode durch einen Investitions- und Betriebskostenfaktor zeitnah abgebildet. Die Verzinsung auf das eingesetzte Kapital wurde in Analogie zu den Gasverteilernetzen mit 6,42% (4,72% für Fremdkapital und 8,96% für Eigenkapitalgeber) auf Basis einer längerfristigen Betrachtung festgesetzt. Eine generelle Effizienzvorgabe von 1,25% p.a.

sowie die Berücksichtigung von Kostensteigerungen auf Basis einer Inflationsabschätzung runden das Modell ab. Eine wesentliche Weiterentwicklung besteht in der Behandlung des systemimmanenten Zeitverzugs, wodurch Nachteile aus der systembedingten verspäteten Kostenabgeltung ausgeglichen werden. Zum ersten Mal kommt zudem auch ein Regulierungskonto zur Anwendung, welches das Mengenrisiko für die Unternehmen beseitigt.

Das Anreizregulierungsmodell bedeutet für die Unternehmen mehrere wesentliche Vorteile:

- > Investitions- und Planungssicherheit, da die Rahmenbedingungen für die kommenden 5 Jahre fixiert sind,
- > geringerer administrativer Aufwand – die laufende Aktualisierung von Kosten ist weit weniger aufwendig als jährliche Detailkostenprüfungen,
- > Möglichkeit, zusätzliche Gewinne zu erzielen, wenn Unternehmen innerhalb der 5 Jahre zusätzliche – über den Effizienzpfad hinausgehende – Einsparungen erzielen, verbleiben diese innerhalb dieses Zeitraums beim Unternehmen (nach Ablauf einer Regulierungsperiode profitieren im Anschluss die Kunden vom effizienteren Kostenniveau).

Dass das implementierte System der Anreizregulierung ausreichende Investitionsanreize bereitstellt, spiegelt sich in der Investitionstätigkeit der Netzbetreiber wider. In den letzten Jahren sind die Investitionen (brutto wie netto) stetig angewachsen (siehe folgende Darstellungen).

Einige Unternehmen haben das System der Anreizregulierung korrekt erkannt und haben es in den ersten beiden Perioden entsprechend umgesetzt. Einerseits konnten die Unternehmen durch das Anreizsystem zusätzliche Gewinne lukrieren, und andererseits können die Kunden langfristig von

den erzielten Kostensenkungen profitieren – dies spiegelt sich auch in der Tarifentwicklung entsprechend wider. Aufgrund des langwierigen Prozesses zur Ausgestaltung des Regulierungssystems werden die Vorbereitungen für die Folgeperiode auch wieder zeitnah beginnen.

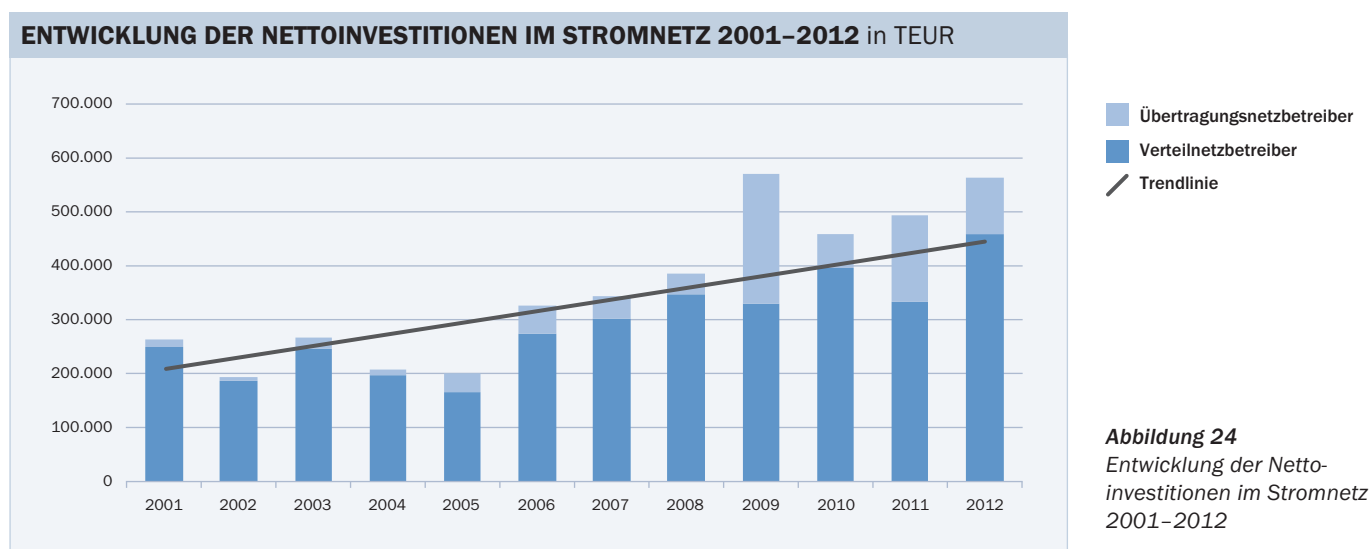


Abbildung 24
 Entwicklung der Nettoinvestitionen im Stromnetz 2001–2012

Quelle: E-Control

QUALITÄTS-VO GAS UND STROM

Die Verordnungen über die Qualität der Netzdienstleistungen wurden beide, jene für den Strom- und jene für den Gasbereich, novelliert und dadurch auch enger aneinander angepasst. Unterschiede verbleiben, wo sich die beiden Energieträger unterscheiden, also gibt es z.B. keine Regelung über Spannungsqualität in der Gas QualitätsVO.

GAS MONITORING-VERORDNUNG (GMO-VO)

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

Monitoring), aber auch die Marktüberwachung (Market Monitoring).

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

Erstmals seit der Einführung der Regulierung hat die E-Control die Möglichkeit, Daten für diese Überwachungsaufgaben regelmäßig zu erheben, bisher war nur eine Erhebung für statistische Zwecke möglich gewesen. Rechtliche Grundlage dafür ist eine neue Verordnung gem. § 131 (2), die am 1.3.2013 in Kraft getreten ist (Verordnung des Vorstands der E-Control über die nähere Regelung der Datenerhebung zur Wahrnehmung der in § 131 Abs. 1 GWG 2011 genannten Überwachungsaufgaben (Gas Monitoring-Verordnung – GMO-VO).

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

In 2013 wurden auf Basis der Datenanforderungen aus der GMO-VO die notwendigen Erhebungsformulare entwickelt und die monatlichen Daten bereits erhoben.

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

WECHSELVERORDNUNG

Mit Anfang 2013 sind die neuen Wechselverordnungen Strom und Gas in Kraft getreten. Durch die im Herbst erfolgte Novelle des EIWOG 2010 und des GWG 2011 wurden zudem die Kündigungstermine verbessert und der Online-Wechsel neu eingeführt. Zukünftig können Haushaltskunden formfrei über die Website der Lieferanten alle für den Wechsel erforderlichen Willenserklärungen vornehmen.

TRANSPARENZVERORDNUNG ÜBER DIE ÜBERMITTLUNG UND DIE VERÖFFENTLICHUNG VON DATEN IN STROMMÄRKTEN

Auf europäischer Ebene wurde mit Juni 2013 der verbindliche Text für eine Transparenzverordnung (VO 543/2013) nach der Beschlussfassung veröffentlicht und in Kraft gesetzt. Die Transparenzverordnung ist ein Anhang zur Verordnung 714/2009 und damit ist gem. § 21 und § 23 Energie-Control-

Gesetz die Regulierungsbehörde mit der Thematik betraut. Die Verordnung hat das Ziel, zu den Themenbereichen Lastdaten, Übertragungsnetzinfrastruktur, Erzeugungsdaten, grenzüberschreitender Energieaustausch und Übertragungsnetznutzung und Regelenergiemärkte eine möglichst einheitliche europäische Veröffentlichungspraxis zu etablieren.

Um diesem Ziel zu entsprechen, wird ENTSO-E beauftragt, eine zentrale Internet-Transparenzplattform für alle europäischen Marktgebiete zur Verfügung zu stellen. Als Zeitrahmen dafür sind 18 Monate vorgesehen, d.h., die Umsetzung hat Ende 2014 zu erfolgen. ENTSO-E hat dazu ein IT-Projekt mit einem externen Lieferanten gestartet. Als Datenlieferanten in die Transparenzplattform sind vorwiegend die nationalen TSOs vorgesehen, die Informationen können jedoch auch von anderen zugelassenen Stellen übermittelt werden. Bislang wurde von ENTSO-E ein „Manual of Procedures“ erstellt, mit Marktteilnehmern konsultiert und an die Agentur zur Abgabe einer Opinion übermittelt. Auf Basis dessen soll im Jahr 2014 die Umsetzung konkretisiert und vorangetrieben werden. Durch die verbesserte Transparenz können Effizienzsteigerungen im Großhandelsmarkt zum Nutzen von Kunden erreicht werden.

RECHTLICHER RAHMEN ÖKOSTROM

Ökostromgesetz 2012

Im Juli 2012 ist ein neues Ökostromgesetz in Kraft getreten. Die Neuerungen aus dem Gesetz haben sich auch sofort auf das Fördersystem ausgewirkt. So wurde erstmals der Ökostromförderbeitrag angewendet, der im zweiten Halbjahr 2012 15,4% betragen hat und im Jahr 2013 auf 24,7% angestiegen

ist. Mit diesem Ökostromförderbeitrag ist der intransparente Aufbringungsmechanismus von der Energiekomponente hin zum Netz verschoben worden. Der Ökostromförderbeitrag wird als prozentueller Aufschlag auf das Netznutzungs- und Netzverlustentgelt vom Netzbetreiber eingehoben. Für einkommensschwache Haushalte gibt es dabei die Möglichkeit zur Befreiung von der Ökostrompauschale und der Deckelung des Ökostromförderbeitrags auf 20 EUR pro Jahr.

Das zusätzliche Unterstützungsvolumen wurde von 21 Mio. EUR Anfang 2012 auf 50 Mio. EUR aufgestockt. Den einzelnen Technologien wurden Anteile am zusätzlichen Unterstützungsvolumen zugeordnet. Im Bereich der festen Biomasse kleiner 500 kW wurde 2013 nur ein kleiner Teil des Unterstützungsvolumens ausgeschöpft. Bei den übrigen Technologien wurden die Mittel teils innerhalb von kürzester Zeit zur Gänze ausgeschöpft. Vor allem im Bereich der Photovoltaik scheinen die geltenden Einspeisetarife einen entsprechend hohen Anreiz dargestellt haben. Nachdem das ÖSG 2012 für Photovoltaikanlagen keine Warteliste mehr vorsieht, musste hier jedoch eine Vielzahl von Anträgen von der OeMAG abgelehnt werden.

Der Rohstoffkostenzuschlag für Biogasanlagen wurde durch den Betriebskostenzuschlag abgelöst. Dieser wurde im zweiten Halbjahr 2012 und 2013 in voller Höhe von 4 Cent/kWh festgelegt. Die Antragsteller müssen der OeMAG und der E-Control nun eine Rohstoffbilanz sowie eine Bilanz über die sonstigen Betriebskosten vorlegen. Die Entwicklung der Kosten ist laufend zu dokumentieren und dem BMWFJ vorzulegen.

Aufgaben der E-Control im Ökostrombereich

Die Energie-Control hat jährlich gemäß § 52 Ökostromgesetz einen Bericht vorzulegen, „in dem analysiert wird, inwieweit die Ziele des Gesetzes erreicht wurden, welche Veränderungen im Vergleich zu den Vorjahren erfolgt sind und welche Auswirkungen das für die Endverbraucher hat. Im Bericht sind detaillierte Analysen über Ausmaß und Ursache der Stromverbrauchsentwicklung, ergänzt mit Maßnahmenoptionen zur Reduktion des Stromverbrauchs anzuführen.“ Teil dieses Berichtes können auch Vorschläge zur Verbesserung oder Adaptierung der Fördermechanismen und sonstiger Regelungen des Ökostromgesetzes sein. Weiters soll der Bericht die Mengen sowie Aufwendungen für elektrische Energie aus anerkannten Anlagen auf Basis von erneuerbarer Energie beinhalten. Da der relative Ökostromanteil (dessen Erhöhung Ziel des Gesetzes ist) vom Gesamtverbrauch abhängt, wurde auch die Stromverbrauchsentwicklung zum Inhalt gemacht. Der Ökostrombericht 2013 ist sehr umfassend und auf der Homepage www.e-control.at abrufbar. Der Bericht kann auch als gedruckte Version bestellt werden.

Im Ökostrombericht 2013 werden unter anderen folgende zusammenfassende Erkenntnisse formuliert:

> Im Jahr 2012 betrug der Anteil des von der Ökostromabwicklungsstelle abgenommenen geförderten Ökostroms 11,0% (6.152 GWh) bezogen auf die gesamte Stromabgabemenge aus öffentlichen Netzen (55.748 GWh für das Jahr 2012).

> Die eingespeisten geförderten Mengen an Kleinwasserkraft sind von 988 GWh (2011) auf 1.095 GWh (2012) angestiegen und jene der sonstigen Ökostromtechnologien von 4.464 GWh (2011) auf 5.056 GWh (2012).

> 15% geförderter Ökostrom bis 2015 kann nicht nur erreicht, sondern sogar übererfüllt werden.

> Für die Förderung gemäß Ökostromgesetz wurden von den Stromkonsumenten im Jahr 2012 Subventionsmittel in Höhe von 412 Mio. Euro aufgebracht. Der Großteil davon (363 Mio. Euro) wird für die Gewährung von verordneten Einspeisetarifen verwendet, die höher sind als Konsumenten üblicherweise für elektrische Energie bezahlen (Marktpreis). Ein geringerer Anteil (20 Mio. Euro pro Jahr) besteht aus der Mittelaufbringung für Investitionszuschüsse für Wasserkraft. Für Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wurden 29,47 Mio. Euro aufgebracht.

Neben den Fördermitteln gemäß Ökostromgesetz sind zusätzliche Förderprogramme für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, wie etwa das Förderprogramm des Klima- und Energiefonds (KLI. EN) für Photovoltaikanlagen bis 5 kW mit einem Förderbudget 2013 in Höhe von 36 Mio. Euro oder auch Zusatzförderungen von Landesregierungen für Photovoltaik und Umweltförderungen für Wärmenutzung bei Biomasse- und Biogas-Kraft-Wärme-Kopplung nicht berücksichtigt.

> Das Gesamtfördervolumen für Ökostrom hat einen signifikanten Einfluss auf das ge-

samtwirtschaftliche Umfeld der Stromversorgung.

- > Im Zuge der Ökostromrückvergütung wurden 5.449 Anträge eingereicht und bearbeitet. Der Großteil der Anträge wurde im Jahr 2008 (2.275) gestellt. Insgesamt wurden 70 Mio. EUR rückvergütet, wovon 33 Mio. EUR auf 2008 entfielen, 15 Mio. EUR auf 2009 und 22 Mio. EUR auf 2010.

Neben der Erstellung des umfassenden Ökostromberichts hat die Energie-Control Austria folgende Tätigkeiten durchgeführt:

- > Beratende Funktionen im Zusammenhang mit dem Ökostromgesetz,
- > Erstellung der Stromkennzeichnungsverordnung,
- > Erstellung von Gutachten für die Ökostromfinanzierung (Preis-Mengengerüst Ökostromförderbeitrag 2013),
- > Erstellung von Gutachten zur Bestimmung der Einspeisetarife für 2014 und 2015,
- > Erstellung von Gutachten zur Bestimmung des Betriebskostenzuschlags für 2013,
- > Erstellung des Stromkennzeichnungsbe-

richtes 2013 als Ergebnis der Aufsichtstätigkeit für die Stromkennzeichnung,

- > Erfassung und Prüfung der Anträge zur Ökostromrückvergütung sowie Bescheid-erstellung sowie
- > Aktivitäten bei AIB und RE-DISS.

Stromkennzeichnung

Die am 3. Juli 2013 vom Nationalrat beschlossene Novellierung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG), mit der die vollständige Stromkennzeichnung eingeführt wird, machte auch eine Novellierung der ersten Stromkennzeichnungsverordnung aus dem Jahr 2011 notwendig. Die wesentlichen Änderungen bzw. Inhalte der Stromkennzeichnungsverordnung sind:

- > Einführung eines Systems zur Kennzeichnung von Pumpspeicherkraftwerken
- > Wegfall der quartalsweisen Zuordnung
- > Übergangsregelung für die Lieferung von Strom unbekannter Herkunft bis zum Jahr 2015
- > Wegfall der Regelungen zum Strom unbekannter Herkunft ab dem Jahr 2015

Entwicklung des europäischen rechtlichen Rahmens im Jahr 2013

LEITLINIEN FÜR DIE TRANSEUROPÄISCHE ENERGIEINFRASTRUKTUR

Seit 1. Juni 2013 gilt die Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur. Kern der Verordnung ist die Auswahl von Infrastrukturvorhaben von gemeinsamem Interesse (VGI, auch

„Projects of Common Interest“ – PCI), die in weiterer Folge eine Reihe von Begünstigungen wie beschleunigte Genehmigungsverfahren, Kofinanzierung aus dem EU-Haushalt und die Möglichkeit der grenzüberschreitenden Kostenaufteilung in Anspruch nehmen können.

Für die Durchführung von Genehmigungsverfahren sieht die Verordnung die Einrichtung eines „One-Stop-Shops“ vor, d.h. die Benennung einer einzigen nationalen Behörde. Diese trifft entweder selbst eine umfassende Entscheidung (integriertes Schema) oder koordiniert die Erlassung mehrerer Einzelentscheidungen und kann im Säumnisfall selbst eine Einzelentscheidung treffen (koordiniertes Schema) oder übernimmt eine reine Koordinierungs- und Überwachungsfunktion (Kooperationsschema). Das Vorverfahren darf dabei höchstens zwei Jahre, das eigentliche Genehmigungsverfahren höchstens 18 Monate dauern.

Zur Kostenaufteilung bestimmt die Verordnung, dass Kosten prinzipiell durch jene Netzbetreiber getragen werden, in deren Mitgliedstaaten das Projekt einen positiven Nettoeffekt entfaltet, soweit es nicht durch Engpassmanagement-Erlöse o.Ä. abgedeckt ist. Liegt nun in einem Mitgliedstaat ein negativer Nettoeffekt vor (Kosten übersteigen den Nutzen), können andere betroffene Netzbetreiber auf Antrag und nach einer entsprechenden Vereinbarung zwischen den relevanten Regulierungsbehörden zu Kompensationszahlungen verpflichtet werden.

Überdies haben ausgewählte PCI Zugang zu Finanzmitteln der „Connecting Europe Fazilität“, welche im nächsten mittelfristigen Finanzrahmen der EU (2014–2020) mit Euro 5,1 Mrd. dotiert ist.

RAHMENLEITLINIEN UND NETZKODIZES

Eine der Neuerungen des 3. Binnenmarktpakets besteht in der Entwicklung europäischer Marktregeln für die europäischen Übertragungs- und Fernleitungsnetze. Bemerkenswert hierbei ist, dass die Verordnungen des 3. Pakets die Ausarbeitung dieser Marktregeln – der Netzkodizes („Network Codes“) – in die Hände der Netzbetreiber selbst, vertreten durch ENTSO-E und ENTSOG legen. Zunächst erstellt die Agentur im Auftrag der Europäischen Kommission Rahmenleitlinien („Framework Guidelines“), auf deren Basis die Netzbetreiberverbände entsprechende Netzkodizes erarbeiten. Die Netzkodizes werden anschließend von der Europäischen Kommission verrechtlicht, d.h. im Ausschussverfahren bzw. künftig als delegierte Rechtsakte erlassen.

Rahmenleitlinien sind nicht als Rechtsakte anzusehen und damit rechtlich nicht verbindlich; sie stellen gewissermaßen die „Bauanleitung“ für Netzkodizes dar – und zugleich deren Prüfungsmaßstab: Erst wenn sich die Agentur überzeugt hat, dass ein Netzkodex der einschlägigen Rahmenleitlinie entspricht, leitet sie diesen der Kommission weiter und empfiehlt die Annahme als Rechtsakt.

Der erste Netzkodex wurde im Oktober 2013 im EU-Amtsblatt veröffentlicht; es handelt sich dabei um die 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 (bis dato als „CAM Network Code“ bekannt). Der Netzkodex stellt in mehreren Punkten einen Modellfall für nachfolgende Netzkodizes sowohl im Gas- als auch im Strombereich dar, jedenfalls in formaler und struktureller Hinsicht.

Die bisherigen Erfahrungen mit dem Prozess zur Erstellung von Netzkodizes zeigen, dass insbesondere aufgrund der Anzahl der betroffenen Akteure und des Detaillierungsgrads der zu behandelnden Themen ein durchwegs hoher Abstimmungsbedarf zwischen ENTSOG/ENTSO-E, ACER und der Europäischen Kommission besteht. Vor dem Hintergrund des aufwendigen, bisweilen auch langwierigen Prozesses einerseits und den ressourcenmäßigen und zeitlichen, z.T. aus den Verordnungen resultierenden Beschränkungen andererseits ist bisweilen die Tendenz festzustellen, Regelungsinhalte auf nachfolgende Genehmigungsprozesse, noch zu errichtende Strukturen oder zu erstellende Dokumente auszulagern. Insgesamt zeichnet sich ab, dass die Anwendung und Umsetzung der Netzkodizes auch nach deren Verabschiedung als Verordnung den Regulierungsbehörden noch einiges an Aktivität abverlangt wird, ehe ein vollständiges und konsistentes Regelwerk vorliegt. Nicht zuletzt ist zu erwarten, dass erste Erfahrungen in der Anwendung der Netzkodizes auch zu

Änderungen der Netzkodizes selbst führen werden; hierfür sehen die Rechtsakte des 3. Pakets einen eigenen Novellierungsprozess vor.

Die E-Control wirkt im Rahmen der Tätigkeit der Agentur (zum Teil auch federführend) an der Ausarbeitung und Beurteilung von Rahmenleitlinien und Netzkodizes mit. In einigen Aspekten werden die in Österreich bestehenden Marktregeln, Allgemeinen Bedingungen, Verordnungen, ggf. auch Gesetze angepasst werden müssen, um nicht in Widerspruch zu den – als Verordnungen der EU-Kommission gegenüber nationalem Recht vorrangigen – Netzkodizes zu geraten.

TÄTIGKEITEN DER REGULIERUNGS- BEHÖRDE 2013

Strommarkt

REGULIERUNG DER NETZE: KOSTENERMITTLUNG UND TARIFIERUNG IM JAHR 2013

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. Die zweite Anreizregulierungsperiode endete mit 31. Dezember 2013. Auf Basis der gesetzlichen Änderungen des EIWOG 2010 sind für die mit 1. Jänner 2014 beginnende 3. Anreizregulierungsperiode 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. Die Kostenbasis im Rahmen der Anreizregulierung wird jeweils zu Beginn der Regulierungsperiode bestimmt. Dementsprechend fand im Jahr 2013 eine Kostenprüfung der Netzbetreiber im Strombereich statt, die erstmals für die Entgeltermittlung 2014 herangezogen wurde. Parallel dazu führte die E-Control zur Feststellung der Kosteneffizienz ein Benchmarkingverfahren durch, welches die Kosten des Unternehmens entsprechenden Kostentreibern gegenüberstellt. Ausgehend von der geprüften Kostenbasis im Ausgangsjahr 2011 wird den Unternehmen auf Basis der Ergebnisse des Benchmarkings ein Kostenpfad zur Erreichung des Zielwertes am Ende der Regulierungsperiode vom Regula-

tor vorgegeben. Somit wurde eine Startkostenbasis für die dritte Regulierungsperiode ermittelt und neue Rahmenbedingungen für die nächsten Jahre festgelegt. Wie bereits in der zweiten Regulierungsperiode kommen in der dritten Regulierungsperiode sogenannte Erweiterungsfaktoren (Investitions- und Betriebskostenfaktor) zur Anwendung. Erstmals kommt ab dem Jahr 2014 ein Regulierungskonto zum Einsatz (vgl. auch die Regulierung der Gasnetze). Im Rahmen des Regulierungskontos werden Erlösauswirkungen, ausgelöst durch Mengenschwankungen, berücksichtigt.

Das im Jahr 2013 per Bescheid festgestellte Kosten- und Mengengerüst der einzelnen Netzbetreiber bildet die Basis für die Entgeltermittlung, welche in weiterer Folge mit Beginn des darauffolgenden Jahres in der Systemnutzungsentgelteverordnung (SNE-VO) bzw. deren Novelle, verlautbart wird (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 – Novelle 2014 per 1. Jänner 2014). 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.

Die im Rahmen der SNE-VO-2012-Novelle 2013 im Mittel über alle Netzebenen um 1,8% gestiegenen Entgelte konnten aufgrund der umfassenden Kostenprüfung und damit einhergehenden Kostensenkungen im Durchschnitt um rund 2,3% für die SNE-

VO-2012-Novelle 2014 gesenkt werden. Ein Großteil dieser Senkung entfällt vor allem auf den Netzbereich Niederösterreich, gefolgt von Linz und Tirol. Insgesamt verringerten sich für 2014 die Kosten um rund 37,5 Mio. Euro im Vergleich zum Vorjahr, wobei rund 21,5 Mio. Euro alleine auf den Netzbereich Niederösterreich zurückgeführt werden können. Großes Gegengewicht in diesem Zusammenhang stellte der Netzbereich Wien dar, bei welchem sich die Kosten um rund 13,5 Mio. Euro erhöht haben. Die maßgebliche Erhöhung der Entgelte im Netzbereich Wien ist in erster Linie durch die massive Erhöhung der Kosten im Zusammenhang mit den gesetzlichen Vorschriften im Zuge von Ausgliederungen, die dem Grunde nach zum Zeitpunkt der Voll liberalisierung des Elektrizitätsmarktes mit 1. Oktober 2001 bestanden haben (Kosten in Zusammenhang mit Pensionslasten), begründet.

Im Bereich der nicht gemessenen Kunden kommt es bei einem Großteil der Netzbetreiber zu einer Erhöhung des pauschalen Anteils des Netznutzungsentgeltes. Hierbei wurde auf Stellungnahmen von Netzbetreibern Rücksicht genommen, die eine Anpassung der pauschalen Komponenten im Sinne der verbesserten Verursachungsgerechtigkeit forderten. Neben der Vorgabe der Verursachungsgerechtigkeit ist gem. § 51 Abs. 1 ElWOG 2010 auch die Energieeffizienz zu berücksichtigen, die eine Kostentragung durch verbrauchsabhängige Komponenten vorgibt und somit eine reine Pauschalabgeltung der Netznutzung nicht zulässt. Vor dem Hintergrund dieser widerstrebenden Ziele erscheint

eine Erhöhung und langfristige Vereinheitlichung des Pauschalentgelts in Österreich erforderlich. Hierbei entstehen keine zusätzlichen Einnahmen für Netzbetreiber und es wurde darauf geachtet, dass keine signifikante Mehrbelastung von Kleinkunden entsteht. Die Entwicklung der Netznutzungsentgelte ist durch mehrere Faktoren beeinflusst, es sind sowohl Investitionskosten als auch die Mengenentwicklungen ausschlaggebend für die Entgeltveränderung.

Seit dem Start der Regulierungstätigkeit der E-Control im Jahr 2001 konnten die Entgelte bereits so gesenkt werden, dass für die Kunden eine jährliche Ersparnis von knapp 640 Mio. Euro erzielt wird. Im Durchschnitt liegen die Entgelte um mehr als 28% unter den Basiswerten aus 2001. Ergänzend ist hierbei darauf hinzuweisen, dass diese Senkung auf nominellen Werten beruht – unter Berücksichtigung der generellen Inflationsentwicklung liegen die Entgelte um rund 40% unter den Basiswerten aus 2001. Im Rahmen des abgeschlossenen Verfahrens im Jahr 2013 wurde somit eine Startkostenbasis für die dritte Regulierungsperiode ermittelt und neue Rahmenbedingungen für die nächsten Jahre festgelegt. Nichtsdestotrotz werden aufgrund des anhaltenden Investitionsbedarfs der Stromnetze und den Preissteigerungen für Netzbetreiber Entgeltsenkungen in den nächsten Jahren nur mehr eingeschränkt realisierbar sein. Eine in den letzten Jahren stabile Entwicklung der Abgabemengen führt hierbei ebenfalls nicht zu einer Entlastung der verbrauchsabhängigen Entgelte.

ÜBERSICHT ANPASSUNG NETZNUTZUNGS- UND NETZVERLUSTENTGELT VON 30.09.2001 BIS 01.01.2014

Gewichtet nach Mengen 2011

Tarifanpassung pro Ebene	Änderung 2001–2005 bezogen auf 2001		Änderung 2006–2009 bezogen auf 2001		Änderung 2010–2013 bezogen auf 2001		Änderung 2014 bezogen auf 2001		Änderung 2014 bezogen auf Vorjahr		Gesamtänderung bezogen auf 2001	
	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %
Ebene 3	-6,62	-12,9	-3,24	-6,3	-2,04	-4,0	-0,93	-1,8	-0,93	-2,4	-12,84	-24,9
Ebene 4	-6,17	-11,6	-1,10	-2,1	-1,50	-2,8	-0,62	-1,2	-0,62	-1,3	-9,39	-17,6
Ebene 5	-59,93	-19,9	-9,47	-3,2	-7,82	-2,6	-3,22	-1,1	-3,22	-1,4	-80,44	-26,8
Ebene 6	-27,40	-13,4	-3,88	-1,9	-4,00	-2,0	-3,51	-1,7	-3,51	-2,1	-38,80	-18,9
Ebene 7 – gemessen	-56,71	-20,4	-13,90	-5,0	-11,90	-4,3	-4,98	-1,8	-4,98	-2,5	-87,50	-31,5
Ebene 7 – nicht gemessen	-308,50	-24,4	-38,80	-3,1	-27,27	-2,2	-22,75	-1,8	-22,75	-2,6	-397,32	-31,4
Ebene 7 – unterbrechbar	-7,94	-12,4	-0,59	-0,9	-2,24	-3,5	-1,32	-2,1	-1,32	-2,7	-12,09	-18,9
	-473,3	-21,3	-71,0	-3,2	-56,8	-2,6	-37,3	-1,7	-37,3	-2,3	-638,4	-28,3

Tarifanpassung pro Netzbereich	Änderung 2001–2005 bezogen auf 2001		Änderung 2006–2009 bezogen auf 2001		Änderung 2010–2013 bezogen auf 2001		Änderung 2014 bezogen auf 2001		Änderung 2014 bezogen auf Vorjahr		Gesamtänderung bezogen auf 2001	
	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %	Mio. EUR	in %
Burgenland	-32,3	-36,1	-6,0	-6,8	-4,1	-4,5	0,6	0,6	0,6	1,1	-41,8	-43,4
Kärnten	-16,5	-12,6	1,8	1,4	11,6	8,9	-0,2	-0,1	-0,2	-0,1	-3,2	-2,5
Klagenfurt	-3,6	-15,3	0,8	3,3	-0,3	-1,5	0,3	1,5	0,3	1,6	-2,8	-12,0
Niederösterreich	-50,6	-17,3	-3,4	-1,2	-5,8	-2,0	-21,5	-7,3	-21,5	-9,9	-81,3	-27,2
Oberösterreich	-58,6	-20,6	-16,9	-5,9	-14,9	-5,2	-7,1	-2,5	-7,1	-3,5	-97,6	-32,5
Linz	-18,1	-18,5	-7,6	-7,7	-3,2	-3,3	-4,9	-5,0	-4,9	-8,3	-33,8	-36,5
Salzburg	-50,0	-27,9	-13,2	-7,3	-11,1	-6,2	-3,3	-1,9	-3,3	-3,2	-77,5	-42,8
Steiermark	-107,7	-29,5	-24,0	-6,6	-23,4	-6,4	0,9	0,3	0,9	0,4	-154,2	-40,9
Graz	-14,6	-29,8	-3,1	-6,2	-0,6	-1,3	-1,8	-3,7	-1,8	-6,4	-20,1	-41,1
Tirol	-27,2	-15,4	-3,5	-2,0	-0,9	-0,5	-10,3	-5,8	-10,3	-7,2	-41,9	-22,6
Innsbruck	-3,3	-10,5	1,4	4,5	-0,3	-0,9	0,2	0,5	0,2	0,5	-2,0	-6,3
Vorarlberg	-9,3	-10,5	2,0	2,3	-2,0	-2,3	-3,7	-4,2	-3,7	-5,3	-12,9	-15,7
Wien	-81,5	-20,0	0,6	0,2	-2,0	-0,5	13,5	3,3	13,5	4,0	-69,3	-17,1
Kleinwalsertal	-0,1	-6,1	0,0	-1,8	0,3	14,1	-0,1	-5,8	-0,1	-6,1	0,0	0,3
	-473,3	-21,3	-71,0	-3,2	-56,8	-2,6	-37,3	-1,7	-37,3	-2,3	-638,4	-28,3

Tabelle 5

Übersicht Anpassung Netznutzungs- und Netzverlustentgelt von 2001 bis 2014
 Hinweis zur Änderung 2014: Da es im Verfahren 2013 zu einer allgemeinen Entgeltsteigerung kam, ist die prozentuelle Änderung zum Vorjahr mit 2,3% höher als jene bezogen auf 2001 mit 1,7%.

Quelle: E-Control

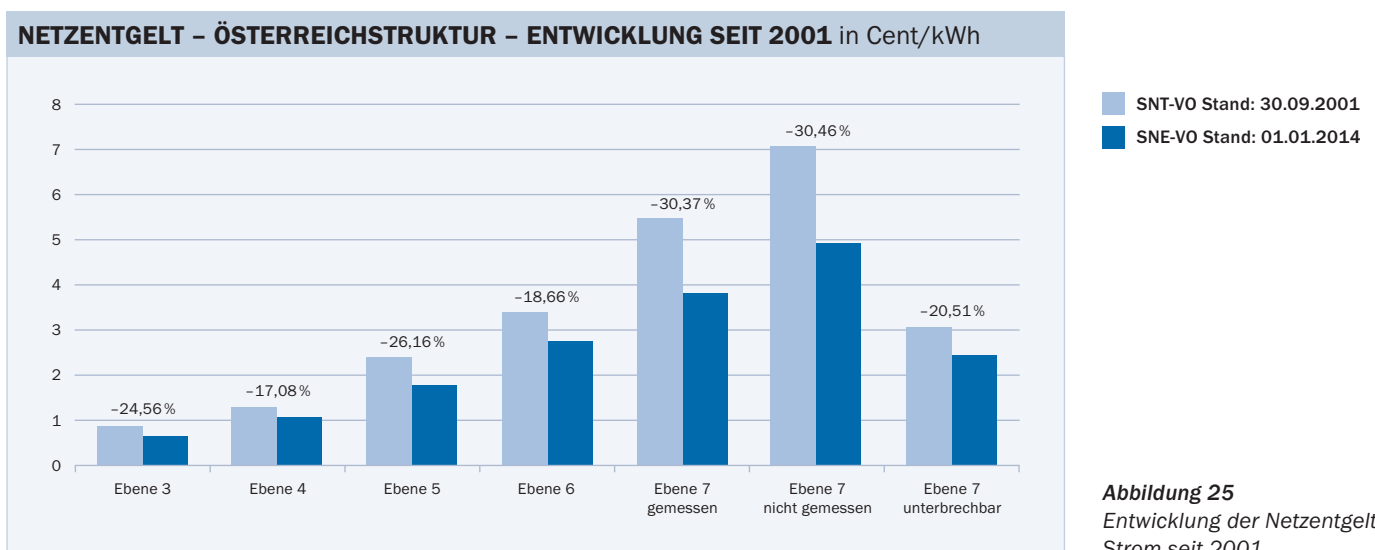


Abbildung 25
Entwicklung der Netzentgelte Strom seit 2001

Quelle: E-Control

AUFSICHT MARKTEILNEHMER Aufsicht Regelzonenführer (NEP)

Gemäß § 39 Abs. 1 EIWOG ist die E-Control zur Überwachung der Netzentwicklungspläne 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/Anfang Dezember 2013 vom Vorstand der E-Control per Bescheid genehmigt.

Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, jährlich Zehnjahresnetzentwicklungspläne zu erstellen. Diese haben Szenarien als Grund-

lage 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 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 „NOVA Prinzip“ (Netzoptimierung vor -verstärkung und -ausbau) wurde seitens E-Control positiv bewertet.

Der Prozess der Erstellung und Genehmigung der Netzentwicklungspläne soll in Zukunft, vor allem in Zusammenhang mit der Auswahl von Projects of Common Interest (PCIs) auf europäischer Ebene basierend auf dem Energieinfrastrukturpaket der EU, weiter entwickelt und verbessert werden. Insbesondere wird dies eine Intensivierung der Zusammenarbeit der unterschiedlichen Beteiligten bedeuten.

Genehmigung Allgemeine Verteilernetzbedingungen für den Zugang zum Verteilernetz

In der ersten Jahreshälfte 2013 konnten die Arbeiten an der neuen Musterfassung für Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz Strom abgeschlossen werden. Die Musterfassung setzt die neueste 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 Rech-

te 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.

Der Regulierungsbeirat wurde im September mit der Musterfassung befasst und nahm diese zustimmend zur Kenntnis. In der Folge wurden die Netzbetreiber aufgefordert, ihre Allgemeinen Bedingungen an die Musterfassung anzupassen und zur Genehmigung einzureichen. Bis zum Jahresende hat bereits ein Teil der Netzbetreiber seine Allgemeinen Bedingungen eingereicht. Mit dem Abschluss der Genehmigungsverfahren ist im Jahr 2014 zu rechnen.

Die Netzbetreiber wenden daher derzeit noch die alten Bedingungen an. Dort, wo es Verpflichtungen gibt, die sich unmittelbar aus dem Gesetz oder aus den einschlägigen Verordnungen ergeben (z.B. Wechselfristen), sind die Bestimmungen des EIWOG 2010 und der auf dieser Basis erlassenen Verordnungen unmittelbar anzuwenden.

AUSGLEICHSENERGIEMARKT UND INTERNATIONALE INTEGRATION

Die Beschaffung der Regelreserve erfolgt seit Anfang 2012 vollständig marktbasiert durch die Austrian Power Grid (APG). Alle

Marktteilnehmer sind veröffentlicht – gegen Ende des Jahres 2013 sind weitere Anbieter hinzugekommen. Die Entwicklungen auf den verschiedenen Märkten werden von der E-Control detailliert überwacht.

Im Mai wurde bei der Sekundärregelung eine Kooperation mit Slowenien begonnen, bei der gegenseitige Aktivierungen von Sekundärregelenergie vermieden werden (Netting). Dies hat neben einer Reduktion der abgerufenen Energie und damit der Kostenbasis auch den Effekt, einen Teil der Regelreserven zugunsten der Netzsicherheit freizusetzen.

Seit Juli wird die Primärregelung in Kooperation von APG und dem Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid beschafft. Aufgrund der höheren Liquidität im Markt und eines veränderten Bieterverhaltens sind die Preise signifikant gesunken.

Um auch neue Marktteilnehmer anzusprechen, wie Industriebetriebe mit Erzeugung und Lasten, wurde gezielt durch Veranstaltungen und auch in einem eigenen Abschnitt der Homepage der E-Control informiert. Damit sich diese neuen Marktteilnehmer auch in den Prozess der Weiterentwicklung der Marktregeln einbringen können, wurde von der APG das Marktforum Regelenergie etabliert.

Weitere Maßnahmen, um die Attraktivität einer Teilnahme zu erhöhen und die Märkte weiter international zu integrieren (auch mit

Deutschland), sind in Umsetzung bzw. geplant. Aufgrund der derzeitigen besonderen Marktsituation mit geringer Liquidität und zusätzlichen Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken sind die Kosten 2013 insgesamt gestiegen, trotz u.a. der kostendämpfenden Wirkung der heuer begonnenen Kooperationen mit der Schweiz und Slowenien.

MARKTMONITORING

Durch § 88 Abs. 1 EIWOG 2010 wurde eine Reihe von Überwachungsaufgaben für die Landesregierungen (in Form einer Grundsatzbestimmung) vorgesehen. Zur Wahrnehmung dieser Überwachungsaufgaben sind bereits im Bundesgesetz Mindestinhalte an Meldedaten festgelegt, die von den meldepflichtigen Netzbetreibern, Verteilnetzbetreibern und Lieferanten (Versorgern) zu erheben sind.

Die endgültige Festlegung der genauen Inhalte der Datenabfrage obliegt den neun Landesregierungen als zuständige Behörden. Gleichzeitig hat die Regulierungsbehörde gemäß § 88 Abs 8 EIWOG 2010 das Format der zu liefernden Daten zu definieren. Die Meldepflichtigen haben auf elektronischem Wege die Daten sowohl an die betreffende Landesregierung als auch an die Regulierungsbehörde bis spätestens 31. März des jeweiligen Folgejahres zu übermitteln.

In enger Zusammenarbeit mit den Landesregierungen wurden automatisch verarbeitbare Erhebungsblätter erstellt, welche

alle Abfrageinhalte umfassten und bundeslandspezifische Anpassungen erlauben. Im Herbst 2012 wurden seitens der Regulierungsbehörde die Erhebungsbögen den Landesregierungen zur Verfügung gestellt.

Bis zum Ablauf der Meldefrist zum 31.3.2013 langten aus drei Bundesländern 29 Meldungen von Lieferanten und 18 von Netzbetreibern ein. Zwar kündigten einige Meldepflichtige eine Verzögerung ihrer Meldung an, dennoch war einen Monat später der Meldestand bei der Regulierungsbehörde sehr lückenhaft. Eine Nachfrage der E-Control bei den Landesbehörden führte zu weiteren Meldungen an die Regulierungsbehörde.

Wie Tabelle 1 zeigt, war Ende Juni 2013 die Situation dennoch unbefriedigend, da einerseits aus manchen Bundesländern kaum

oder keine Meldungen bei der Regulierungsbehörde vorlagen. Andererseits langte nur aus drei Bundesländern die Meldung im – gem § 88 Abs. 8 EIWOG 2010 – einheitlich von der Regulierungsbehörde definierten Format ein. Meldungen in Form von Word- oder pdf-Dokumenten machte die elektronische Verarbeitung der Daten unmöglich (siehe grau unterlegte Felder in Tabelle 1).

Zur Erfüllung ihrer Aufgaben und Berichtspflichten gemäß § 28 Abs. 2 E-ControlG ist die Regulierungsbehörde jedoch auf die Datenübermittlung der Meldepflichtigen gemäß § 88 Abs. 2 EIWOG 2010 angewiesen. Demgemäß entschloss sich die Regulierungsbehörde, selbst tätig zu werden und die meldepflichtigen Unternehmen um Übermittlung eines Ausschnitts der unter § 88 EIWOG 2010 geforderten Daten zu er-

ERHEBUNG LANDESREGIERUNGEN										
Rücklauf E-Control										
Meldungen eingegangen bis	Bgl'd	Ktn	NÖ	OÖ	Szbg	Stmk	Tirol	Vlbg	Wien	Ö
bis 31.03.2013				10		15	0	4		29
bis 05.05.2013			3	14	1	21	0	4	1	44
bis 02.07.2013	1		1	3		2	0	4	11	22
nach 02.07.2013	1	1	1	0	8	1	1	9		22
Lieferanten gesamt	2	1	5	27	9	39	1	21	12	117
bis 31.03.2013				2		11		5		18
bis 05.05.2013				1		11		1		13
bis 02.07.2013			15	0		1	1			2
nach 02.07.2013				2				1		3
Netzbetreiber gesamt	0	0	0	5	0	23	1	7	0	36

Tabelle 6
Meldestand zu Daten gem § 88 Abs 2 nach Bundesländern (Stand Juli 2013)

Quelle: E-Control

suchen, um die eigenen Berichtspflichten erfüllen zu können.

Die ausgewählten Abfrageinhalte erfüllten keineswegs das gesetzlich geforderte Mindestmaß zur Erfüllung der in § 88 Abs 1 ElWOG genannten Überwachungsfunktionen, sondern waren eine Art Notbehelf der Regulierungsbehörde, um die eigenen Verpflichtungen erfüllen zu können. Durch die rasche Rückmeldung der Meldepflichtigen konnte in den Bundesländern ein Deckungsgrad von 85% bis 99% erreicht werden, wodurch erst österreichweite Aussagen – zumindest zu den abgefragten Inhalten – möglich wurden.

Smart Meter Monitoring

Die E-Control wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ) mit dem Erlass der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) im Jahr 2012 erstmals mit der Aufgabe beauftragt, einen umfassenden, jährlichen Monitoringbericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich zu erstellen. Im Rahmen dieser Berichtspflichten gemäß § 2 Abs. 1 der IME-VO sind die Netzbetreiber daher angehalten, aktuelle Projektpläne sowie bis zum 31. März jedes Kalenderjahres einen Bericht über den Fortlauf der Installation, inklusive der angefallenen Kosten, der dabei gemachten Erfahrungen zum Datenschutz, zur Verbrauchsentwicklung und zur Netzsituation, an das BMWFJ sowie an die Regulierungsbehörde zu übermitteln.

Die Abfrage der Daten bei den Netzbetreibern wurde entsprechend nach Inkrafttreten der IME-VO am 25.04.2012 im Jahr 2013 erstmalig durchgeführt. Es wurde dazu von der E-Control eine standardisierte Vorlage erstellt und Anfang 2013 an alle österreichischen Netzbetreiber versandt.

Die Ergebnisse dieser Abfrage spiegeln aufgrund des Monitoringzeitraums 2012 die gesetzlichen Grundlagen des ElWOG 2010 wider; etwaige Anpassungen aufgrund der ElWOG-Novelle 2013 idF BGBl. I Nr. 174/2013 sind noch nicht erfasst.

Von den österreichweit von einer Einführungsverpflichtung betroffenen Netzbetreibern haben insgesamt 124 (überwiegend kleine und mittlere) Netzbetreiber eine Leermeldung für das Berichtsjahr 2012 abgegeben. Weiters wurden 14 konkrete Projekte bzw. Rollouts von den einzelnen Netzbetreibern gemeldet, wovon fünf Projekte einen deutlich größeren Umfang aufweisen. Die größten Rollouts werden derzeit in Oberösterreich umgesetzt, und zwar bei den Netzbetreibern Energie AG Netz (seit kurzem Netz OÖ) und LINZ STROM Netz.

Von den insgesamt rund 5.841.000 potentiell durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten im Haushaltsbereich, im Klein- und Mittelgewerbe sowie in der Landwirtschaft sind mittlerweile mit Stand April 2013 196.820 mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet.

Dies entspricht einem österreichweiten Abdeckungsgrad von rund 3,4%.

Den aktuellen Monitoring-Bericht mit allen detaillierten Ergebnissen finden Sie auf der Website der E-Control unter:

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

UNBUNDLING/ZERTIFIZIERUNG

Alle Netzbetreiber (Verteiler-, Übertragungsnetzbetreiber) haben nach Einleitung von Missbrauchsverfahren bereits ihre Corporate Identity derart geändert, sodass sie nicht mehr mit dem vertikal integrierten Unternehmen – insbesondere dem Versorger – verwechselt werden können.

Die Übertragungsnetzbetreiber (Austrian Power Grid AG, Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH) sind allesamt zertifiziert. Die Entflechtungsaufsicht ist derzeit auf die Überwachung der Verträge zwischen dem Unabhängigen Netzbetreiber (ITO) und dem vertikal integrierten Unternehmen fokussiert.

VERSORGUNGSSICHERHEIT

Ausfall- und Störungsstatistik für Österreich – Ergebnisse 2012

Das störungsfreie Funktionieren von einzelnen Netzelementen sowie den Netzen insgesamt wird über die Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen beurteilt und im Rahmen der Versorgungszuverlässigkeit, einem Teilgebiet der Versorgungsqualität, beschrieben. Diesem Thema wird seitens der

österreichischen Regulierungsbehörde ein sehr hoher Stellenwert eingeräumt, weshalb die Versorgungszuverlässigkeit in Österreich seit 2002 von der E-Control kontinuierlich überwacht wird.

Die Durchführung, Erhebung und Publikation der statistischen Auswertung der Versorgungsunterbrechungen in Österreich erfolgt auf Grundlage der Elektrizitätsstatistikverordnung 2007.

Die hierzu im Vorfeld notwendigen Datenerhebungen wurden von Beginn an in Zusammenarbeit mit den österreichischen Netzbetreibern und Österreichs E-Wirtschaft („Oesterreichs Energie“) durchgeführt. Seit dem Auswertungsjahr 2003 werden bei dieser Erhebung 100% der österreichischen Netzbetreiber erfasst. Die Auswertung erfolgt nach international angewendeten Standards über Indizes (z.B. SAIDI mit der Bezugsgröße Kundenanzahl).

Die seitens der E-Control durchgeführten Auswertungen ergaben, dass die Sicherheit der heimischen Stromversorgung im vergangenen Jahr einen sehr guten Wert erreicht hat. Die durchschnittliche Dauer der Stromausfälle betrug 2012 durch ungeplante Versorgungsunterbrechungen 34,73 Minuten. Die Verfügbarkeit liegt somit wie in den Vorjahren bei 99,99 Prozent.

Die Nichtverfügbarkeit aller Versorgungsunterbrechungen mit der Bezugsgröße Transfor-

matorenleistung (ASIDI) liegt für das Berichtsjahr 2012 bei 54,31 Minuten (2011: 48,73 Minuten). Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich Werte von 19,58 Minuten und 34,73 Minuten.

Die Nichtverfügbarkeit aller Versorgungsunterbrechungen mit der Bezugsgröße Netzbenutzer (SAIDI) ergibt für das Berichtsjahr 2012 einen Wert von 44,51 min (2011: 44,96 min). Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich hier Werte von 13,58 min und 30,93 min.

In Abbildung 26 ist der Verlauf der jährlichen ungeplanten Nichtverfügbarkeit der Jahre 2004 bis 2012 dargestellt. Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Österreich ist geprägt von atmosphärischen Einwirkungen, wie Regen, Schnee und Gewitter. Ausgewiesene Naturkatastrophen der vergangenen Jahre, wie zum Beispiel Hochwasser (2005, 2008) oder Stürme („Kyrill“, „Paula“), aber auch andere außergewöhnliche Ereignisse (wie zum Beispiel europaweite Störung im Höchstspannungsnetz am 4. November 2006), wurden bei der Berechnung gesondert berücksichtigt. Im Verlauf des Jahres 2012 gab es kaum Vorkommnisse dieser Art.

Ein detaillierter internationaler Vergleich ist aufgrund der oft unterschiedlichen Bewertungskriterien schwierig³, dennoch lässt sich ableiten, dass der österreichische Wert einer der niedrigsten ist. Es ist zu erwarten, dass

Österreich mit 34,73 Minuten auch 2012 bei ungeplanter Nichtverfügbarkeit, ohne geplante Versorgungsunterbrechungen und ohne Naturkatastrophen, europaweit eine sehr gute Position einnehmen wird.

Seit Juli 2013 ist die Netzdienstleistungsverordnung Strom (END-VO) in Kraft. Diese Verordnung hat mehrere Auswirkungen auf die zukünftigen Erhebungen der Ausfalls- und Störungsdaten. So sind die österreichischen Netzbetreiber schon ab der nächsten Erhebung verpflichtet, statt wie bisher ab 3 Minuten, alle Unterbrechungen ab einer Dauer von 1 Sekunde zu übermitteln.

Weiters hat jeder Verteilnetzbetreiber sicherzustellen, dass sein Netzbetrieb eine gute Versorgungssicherheit aufweist. Dies gilt dann als erreicht, wenn die festgelegten Mindeststandards eingehalten werden. Für die Kennzahl SAIDI ist der Wert 170 Minuten pro Jahr, basierend auf einem gleitenden 3-Jahres-Durchschnitt. Analog dazu darf die auf einem gleitenden 3-Jahres-Durchschnitt basierende Kennzahl ASIDI den Wert von 150 Minuten im Jahr nicht übersteigen. Netzbetreiber sind verpflichtet, für das vorangegangene Kalenderjahr errechnete Kennzahlen an die Regulierungsbehörde zu übermitteln und auf der eigenen Internetpräsenz zu veröffentlichen. Die erste Meldung dieser Art soll bis 31. März 2015 erfolgen.

Eine weitere Anpassung betrifft Definition und Dokumentation der regional außerge-

³ siehe dazu CEER Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply, 2013; (http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab2/C13-EQS-57-03_BR5.1_19-Dec-2013.pdf)

wöhnlichen Ereignisse (bisher: Naturkatastrophen), wodurch eine genauere, einheitliche und nachvollziehbare Einteilung und Erfassung dieser Ereignisse ermöglicht wird.

Aufgaben im Strombereich aus der Energielenkung

Aufbauend auf den in den vergangenen Jahren sowohl mit tatsächlich aufgetretenen krisenähnlichen Ereignissen wie auch mit im Rahmen von Übungen gemachten Erfahrungen hat die E-Control im Jahr 2013 den Fokus auf eine Evaluierung der bestehenden Krisenmechanismen und -abläufe gelegt. In einem internen Projekt wurden einerseits die bereits in den Krisenhandbüchern und den sogenannten „Schubladenverordnungen“ definierten Maßnahmenkataloge auf ihre Umsetzbar-

keit und Effizienz geprüft. Andererseits wurde versucht, neue, den geänderten internationalen und nationalen Rahmenbedingungen entsprechende Möglichkeiten der Krisenbewältigung zu definieren, wobei insbesondere die Verwendbarkeit von Marktmechanismen zur Umsetzung von Krisenmaßnahmen überprüft wurde. Darüber hinaus wurden mögliche Szenarien, die zu krisenhaften Situationen führen können, definiert.

Mögliche, sich aus den Analysen ergebende neue Krisenmechanismen oder Ansätze wurden in einem ersten Gespräch dem zuständigen Ressort dargelegt. Aufgrund insbesondere der gestiegenen Komplexität von Krisenmechanismen im europäischen Umfeld werden die Arbeiten im Jahr 2014 auf brei-

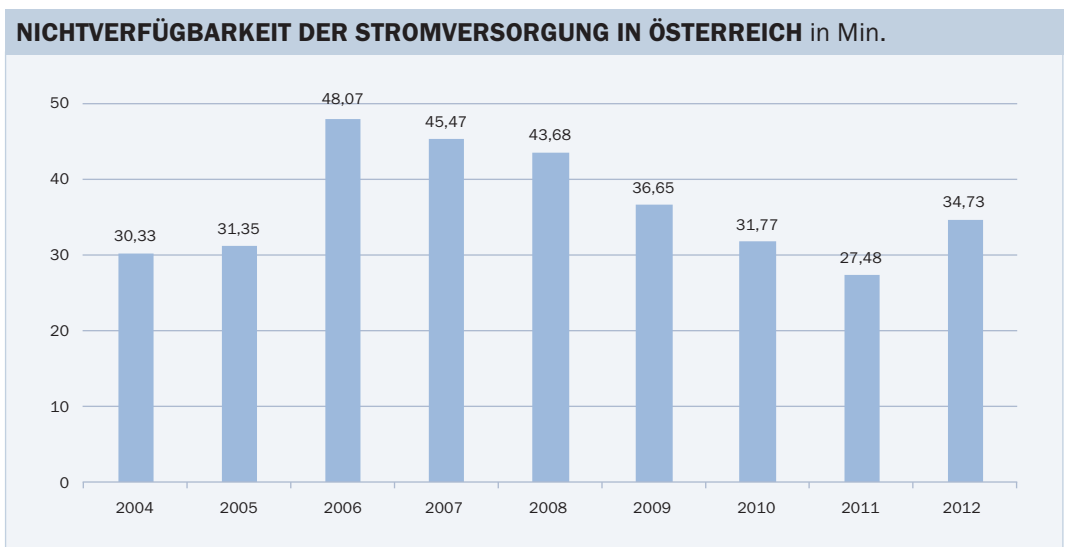


Abbildung 26
 Jährliche ungeplante
 Nichtverfügbarkeit (ASIDI)
 der Stromversorgung in
 Österreich

Quelle: E-Control

terer Ebene, insbesondere durch Hinzuziehen der wichtigsten Akteure wie Regelzonenführer, Netzbetreiber, Versorger oder Erzeuger fortgesetzt. Auch soll im Jahr 2014 die Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung den neuen Erfordernissen angepasst und novelliert werden.

Langfristprognose

Die E-Control hat gemäß § 20i Absatz 1 Energielenkungsgesetz 1982 (in der Fassung BGBl. I Nr. 50/2012) zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich durchzuführen. Durch die Überführung der Energie-Control GmbH in eine Anstalt öffentlichen Rechts per 3. März 2011 wurden auch die Aufgaben in diesem Bereich der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control) übertragen. Konkret bestimmt das Energie-Control-Gesetz (idF BGBl. I Nr. 110/2010) in § 21 Absatz 1 per Verfassungsbestimmung, dass die Aufgaben im Energielenkungsgesetz 1982 in den Zuständigkeitsbereich der Regulierungsbehörde fallen.

Die Ergebnisse dieser Monitoring-Tätigkeit zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen können, gemäß Absatz 2 § 20i Energielenkungsgesetz, für die langfristige Planung verwendet werden. Zudem hat die

E-Control [...] einen Bericht über das Ergebnis ihres Monitorings der Versorgungssicherheit gemäß § 20i und § 20j Energielenkungsge-

setz 1982 zu erstellen und in geeigneter Weise zu veröffentlichen und der Europäischen Kommission zu übermitteln. (E-ControlG §28 Absatz 3)

Die Monitoring-Pflichten im Detail

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

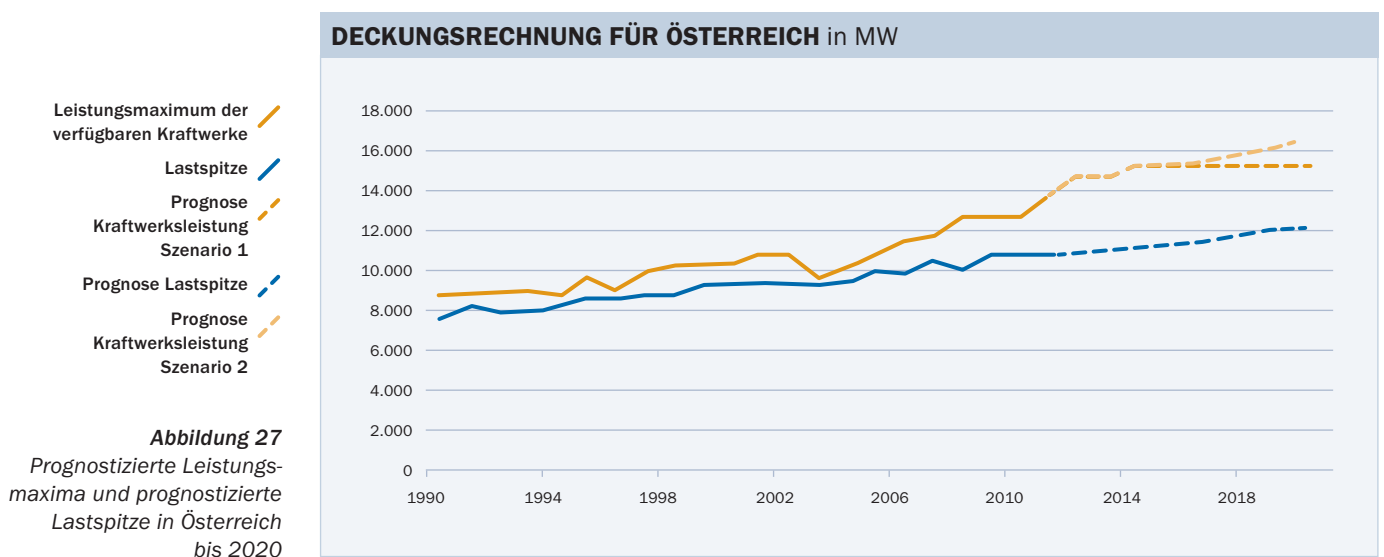
1. das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt;
2. die erwartete Nachfrageentwicklung und das verfügbare Angebot;
3. die in der Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten;
4. die Qualität und den Umfang der Netzwartung;
5. Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger sowie
6. die Verfügbarkeit von Elektrizitätserzeugungsanlagen und Netzen. (Energielenkungsgesetz 1982 § 20i Absatz 1)

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.

Basierend auf der mit Hilfe von MEDA prognostizierten Stromverbrauchsentwicklung

lässt sich die jährliche Lastspitze, ebenfalls ökonomisch, schätzen. Das dazu verwendete Verfahren eines Fehlerkorrekturmodells ist in den früheren Monitoring-Berichten der E-Control ausführlich beschrieben. Die dabei erhaltene Lastspitzenentwicklung (durchschnittlicher jährlicher Zuwachs zwischen 2013 und 2020 von 114 MW) wird in der nachfolgenden Abbildung 27 zusammen mit den erhobenen Leistungsmaxima der verfügbaren Kraftwerke dargestellt. Dabei wird in Szenario 1 die konservative Annahme getroffen, dass nur in Bau befindliche Kraftwerke tatsächlich ans Netz gehen werden, während in Szenario 2 zusätzlich eingereichte Projekte berücksichtigt werden. Im Gegensatz wird unterstellt, dass „Erneuerbare“ Kraftwerksanlagen, auf Basis der rechtlichen Rahmenbedingungen zu 100% verwirklicht werden.

Das prognostizierte Leistungsmaximum der verfügbaren Kraftwerke über den betrachteten Zeitraum bis 2020 und die prognostizierten Lastspitzen lassen keine Versorgungsprobleme erwarten. Auch die ENTSO-E geht für Österreich bis 2025 von einer komfortablen Situation aus. Im konservativen Szenario wäre ein Kapazitätsüberschuss an einem durchschnittlichen Jänner im Jahr 2020 von über 10 GW bei einer benötigten Sicherheitsmarge von 1,8 GW vorhanden (nach Abzug aller relevanten Parameter erhält man die sogenannte adäquate Sicherheitsmarge).



Quelle: E-Control

MARKTAUFSICHT ÖKOSTROM

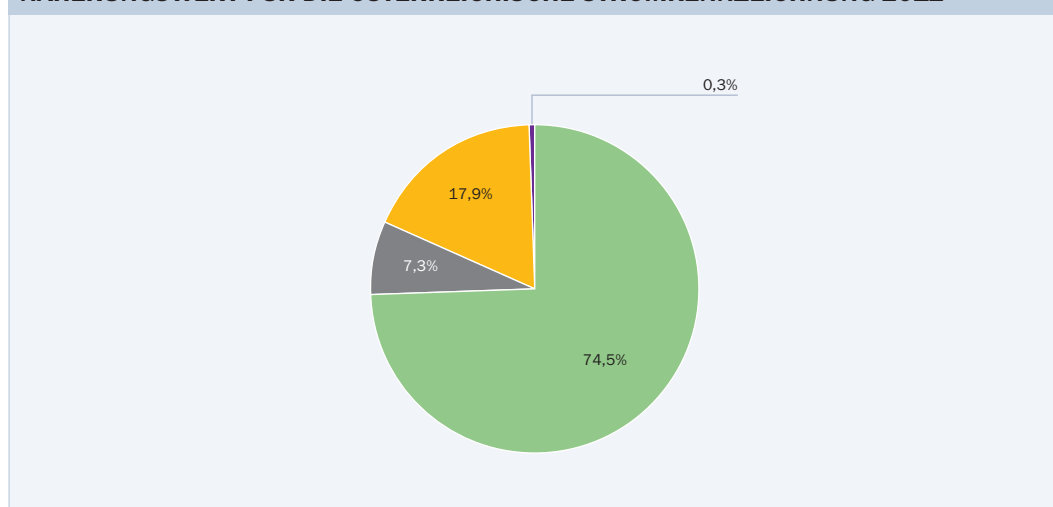
Stromkennzeichnung

Seit dem Jahr 2001 sind Stromlieferanten, die in Österreich Endkunden beliefern, gesetzlich verpflichtet, die Primärenergieträgeranteile der Stromerzeugung dem Endkunden zur Kenntnis zu bringen. Die zu Beginn auf Landesebene geregelte Materie wurde durch die Novelle des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG) im August 2002 (BGBl I Nr. 149/2002) bundesweit vereinheitlicht. Die Novellen des EIWOG lieferten die Basis für eine Weiterentwicklung der Anforderungen der Stromkennzeichnung und mehr Transparenz für den Endkunden. Die österreichische Stromkennzeichnung basiert auf Nachweisen. Jene Stromlieferanten, die in Österreich Endverbraucher mit Strom beliefern, müssen zum Ausweis eines bestimmten

Primärenergieträgeranteils gesetzeskonforme Nachweise vorlegen. Die Energie-Control Austria (E-Control) ist die zuständige Stelle für die Überwachung der Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Nachweisen in Österreich und für die Überwachung der Richtigkeit der Stromkennzeichnung zuständig.

Die E-Control hat im Jahr 2013 eine umfassende Überprüfung aller Lieferanten, die in Österreich Endkunden beliefern, eingeleitet. Gemessen an der Gesamtabgabemenge für den Endverbrauch aus öffentlichen Netzen (66,03 TWh) erhielt die E-Control im Zuge der Überprüfung der Stromkennzeichnung Informationen über rund 82,75% dieser Menge. Darunter befinden sich alle Landesenergieversorger bzw. die größeren bekannten überregionalen Anbieter.

NÄHERUNGSWERT FÜR DIE ÖSTERREICHISCHE STROMKENNZEICHNUNG 2012



- Bekannte sonstige Primärenergieträger
- Bekannte fossile Energieträger
- Bekannte erneuerbare Energieträger
- Strom unbekannter Herkunft ENTSO-E-Mix

Abbildung 28
Näherungswert für die österreichische Stromkennzeichnung 2012

Quelle: E-Control

Die Ergebnisse wurden im Stromkennzeichnungsbericht 2013 dargestellt.

Auf Basis der eingelangten Daten konnte eine Stromkennzeichnung für ganz Österreich berechnet werden.

Im Bereich der bekannten Primärenergieträger fällt ein deutlicher Anstieg der erneuerbaren Energieträger im Vergleich zum Vorjahr auf (von 64,4% auf 74,5%). Der Anteil der fossilen Energieträger ist von 21,4% auf 17,9% gesunken. Der Anteil der sonstigen Primärenergieträger ist von 0,27% auf 0,31% leicht gestiegen. Der Graustrom, also der Strom unbekannter Herkunft, hat sich im Vergleich zum Vorjahr fast halbiert (von 13,9% auf 7,25%). Der Anteil erneuerbarer Energieträger gemäß Stromkennzeichnung (74,53%) korreliert mit dem Anteil der Erneuerbaren Energieträger am Bruttoinlandsstromverbrauch (75,7%). Das Jahr 2012 war verglichen mit dem Vorjahr ein gutes Wasserjahr, wodurch größere Mengen an Nachweisen aus Wasserkraft zur Verfügung standen. Parallel dazu stieg der Anteil an importierten norwegischen Wasserkraftzertifikaten von 17,24% auf 22,16%. Dadurch konnten die Anteile des Graustroms und der fossilen Energieträger gesenkt werden. Jener Strom, dessen Herkunft nicht bestimmt werden kann, wird aufgrund der gesetzlichen Regelungen als rechnerische Zuordnung zu den einzelnen Energieträgern auf Basis des ENTSO-E-Mixes abzüglich der Anteile aus erneuerbaren Energieträgern ausgewiesen (§ 79 Abs. 3 EIWOG 2010 in Verbindung mit der Stromkennzeichnungsverordnung 2011). Im Detail bedeutet dies für 2012 eine Aufteilung der 7,25%

Strom unbekannter Herkunft wie folgt:

- > 4,63% rechnerische Zuordnung fossile Energieträger
- > 2,59% rechnerische Zuordnung nukleare Energieträger
- > 0,03% rechnerische Zuordnung sonstige Primärenergieträger

Die durchschnittlichen Umweltauswirkungen umfassen 129,27 g/kWh CO₂ (im Vergleich zum Vorjahr 192,5 g/kWh) sowie 0,05 mg/kWh (im Vorjahr 0,1002 mg/kWh) radioaktiven Abfall. Der Großteil der eingesetzten Nachweise für die Stromkennzeichnung kam aus Österreich – insgesamt 74,99% der Nachweise. Der größte Anteil von ausländischen Nachweisen stammt aus Norwegen. Bei der Stromkennzeichnung wurden keine den Anforderungen widersprechenden Nachweise aus dem Ausland eingesetzt. Zur Anerkennung müssen Herkunftsnachweise den Anforderungen des Artikels 15 der Richtlinie 2009/28/EG entsprechen. Darüber hinaus können Herkunftsnachweise für die Stromkennzeichnung in Österreich nur eingesetzt werden, wenn im ausstellenden Land ein Stromkennzeichnungssystem besteht, das sicherstellt, dass dieselbe Einheit von Energie aus erneuerbaren Energiequellen nur einmal berücksichtigt wird und es somit zu keinem „double counting“ kommen kann.

Ökostromdeckelung

Die Ökostromgesetz-Novelle 2009 sah vor, dass Endverbrauchern unter bestimmten Voraussetzungen ein Teil der von ihnen bezahlten Ökostromaufwendungen rückvergütet wird. Der Antrag auf Rückvergütung war innerhalb eines Jahres nach Ablauf des

Kalender- bzw. Wirtschaftsjahres bei der E-Control zu stellen. Anspruchsberechtigt waren Endverbraucher, denen ein Anspruch auf Energieabgabenrückvergütung von der Finanzbehörde zugesprochen wurde und die Ökostromaufwendungen von mehr als 0,5% ihres Nettoproduktionswertes bezahlt haben. Die Rückvergütung war für jedes Unternehmen mit 500.000 EUR als Summe begrenzt (De-Minimis-Regelung). Etwaige weitere bereits zugesagte De-Minimis-Förderungen im Zeitraum 2008 bis 2010 waren in Abzug zu bringen.

Mitte 2013 wurden die letzten Anträge der insgesamt 5.449 eingereichten Anträge bearbeitet. Die meisten Anträge wurden mit 2.275 für das Antragsjahr 2008 gestellt. Für das Antragsjahr 2009 waren es 1.729 und für 2010 1.445. Insgesamt wurden 70 Mio. EUR rückvergütet, wovon 33 Mio. EUR auf 2008 entfielen, 15 Mio. EUR auf 2009 und 22 Mio. EUR auf 2010.

FORSCHUNGSFELDER

Die E-Control ist auch im Forschungsbereich aktiv und derzeit an den Projekten SESAME und BlackÖ.2 beteiligt.

SESAME (Securing the European electricity System Against Malicious and accidental threats) ist ein europäisches Forschungsprojekt des 7. Rahmenprogramms und befasst sich mit Sicherheitsaspekten des Übertragungsnetzbetriebs. Die Projektlaufzeit beträgt 3 Jahre. Das Konsortium umfasst 9 Partner aus den Bereichen Universität, Meinungsforschung, Übertragungsnetzbetrieb und Softwareentwicklung. U. a. bewertet die E-Control aus Sicht der Regulierungsbehörde ein Software-Tool für die Abschätzung von Maßnahmen zur Schadensvermeidung/-begrenzung. [www.sesame-project.eu]

BlackÖ.2 (Blackoutprävention und -intervention im österreichischen Stromnetz) ist das Folgeprojekt zu BlackÖ.1 (Blackouts in Österreich) im Rahmen der KIRAS Sicherheitsforschung. In BlackÖ.2 sind 9 Partner (z.B. APG, IV, TU Wien, Universität Linz) involviert. E-Control bringt die Sicht der Regulierungsbehörde ein.

[<http://www.kiras.at/gefoerderte-projekte/detail/projekt/blackoutpraevention-und-intervention-im-oesterreichischen-stromnetz/>]

Gasmarkt

REGULIERUNG DER NETZE: KOSTENERMITTLUNG UND TARIFIERUNG GAS IM JAHR 2013

Für die Novelle der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung (GSNE-VO 2013 Novelle 2014) waren, wie schon in den Jahren zuvor,

die Investitionen in die Süd- bzw. Westschiene mit einem gesamten Investitionsvolumen von mehr als 400 Mio. Euro bis Ende 2013 wesentliche Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Entgelte. Die Süd- und Westschiene sind wesentliche Einflussfaktoren für

die Kostenermittlung, da die Investitionsabgeltung beinahe 40% der Kosten der Ebene 1 bzw. rund 15% der gesamten Netzkosten der Regelzone Ost ausmachen.

Um auch im Verteilnetz Investitionen und zusätzliche Betriebskosten während der Anreizregulierung abdecken zu können, wird für Verteilnetzbetreiber ein Investitions- und Betriebskostenfaktor gewährt, der zusätzliche Anreize für Investitionen im Verteilnetz (vor allem Verdichtung und damit bessere Ausnutzung des bestehenden Leitungsnetzes) bringen soll. Diese beiden Faktoren stellen sicher, dass Verteilnetzbetreiber ihre bestehenden Gasnetze sicher und zuverlässig betreiben können und darüber hinaus auch

Erweiterungen zur Gewinnung neuer Kunden ermöglicht werden.

Neben den getätigten Investitionen in Leitungsprojekte schlägt auch die erstmalige Anwendung des Regulierungskontos in den meisten Netzbereichen kostenerhöhend zu Buche.

Als Mengengrundlage wird ein Dreijahresmittel der letztverfügbaren Jahre herangezogen. Für die gegenständliche Novelle der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung (GSNE-VO 2013 – Novelle 2014) werden die Mengen des Jahres 2010 bis 2012 herangezogen. Die Tarifierungsmenge ist aufgrund des Wegfalls des Jahres 2009 im Vergleich zum letzten Verfahren leicht gestiegen.

Gesamtabgabemenge ■
 Tarifierungsmenge aktuell /
 Tarifierungsmenge Vorjahr /

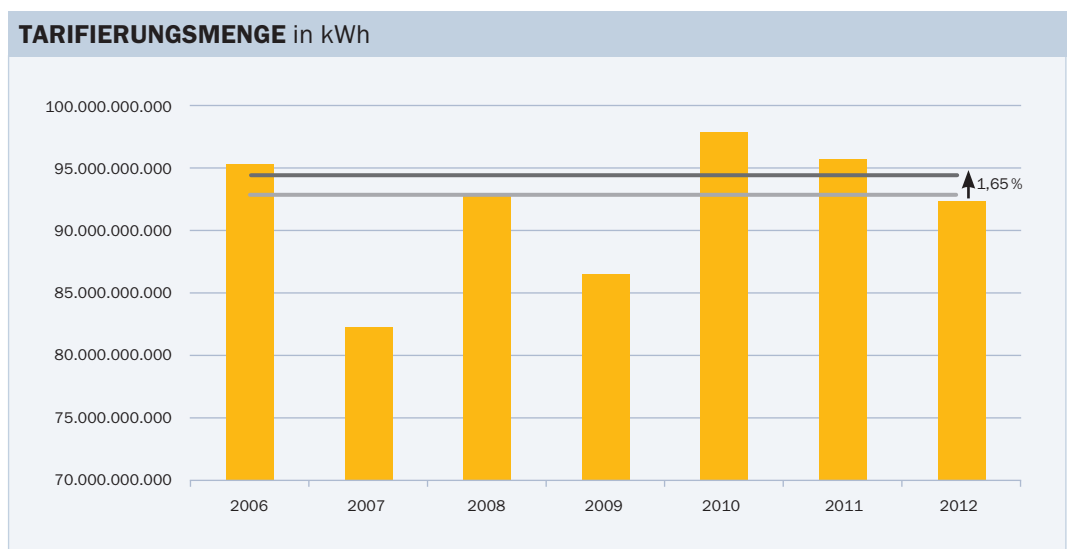


Abbildung 29
 Tarifierungsmenge

Quelle: E-Control

TARIFVERÄNDERUNG MUSTERKUNDE – 90.000.000 KWH – 7000 H – EBENE 2 in c/kWh

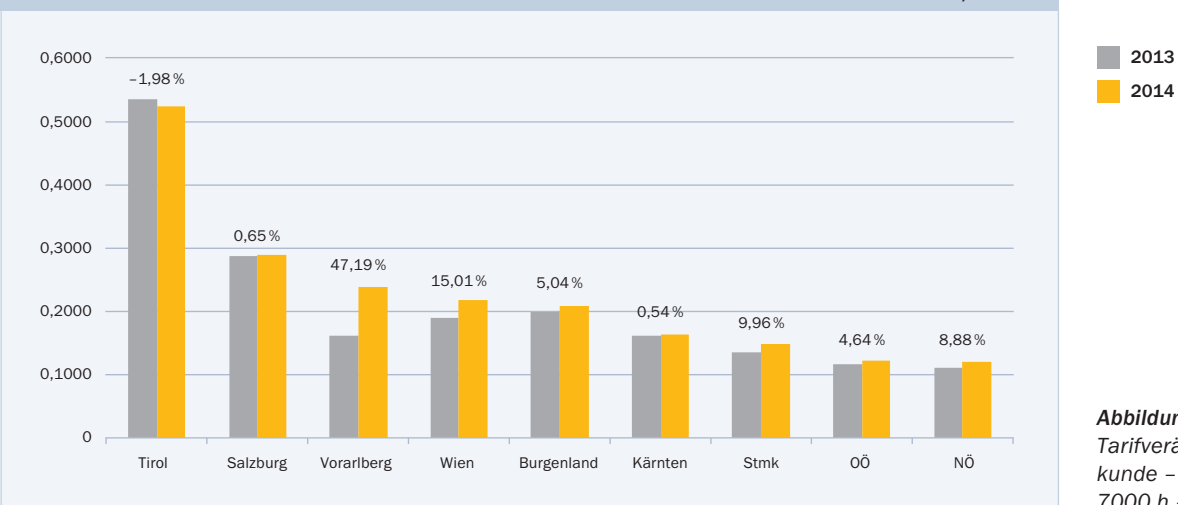


Abbildung 30
 Tarifveränderung Musterkunde – 90.000.000 kWh – 7000 h – Ebene 2

Quelle: E-Control

TARIFVERÄNDERUNG MUSTERKUNDE – 15.000 KWH – EBENE 3 in c/kWh

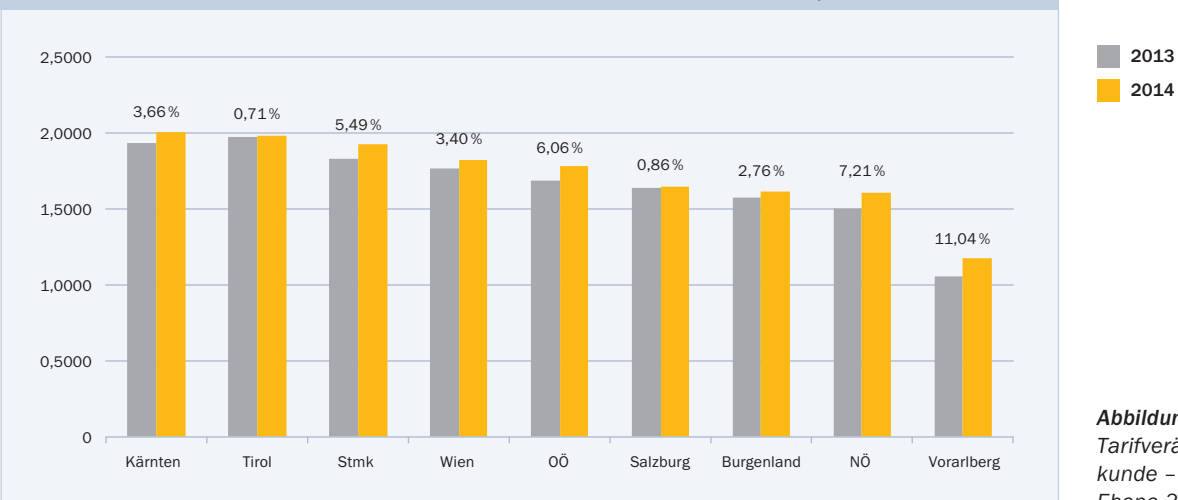


Abbildung 31
 Tarifveränderung Musterkunde – 15.000 kWh – Ebene 3

Quelle: E-Control

Da neben den abgegebenen Mengen der letzten drei Jahre auch die aktuellen Bezugsleistungswerte herangezogen werden, sind die anerkannten Kosten auf eine deutlich geringere Gesamtmengenbasis zu beziehen. Dieser Rückgang ist vor allem auf einen deutlich geringeren Kraftwerkseinsatz zurückzuführen.

Aufgrund der Regulierungsparameter für die 2. Anreizregulierungsperiode mussten die Netzbetreiber ihre bestehenden Kosten abhängig von deren relativer Effizienz um rund 2% bis 5% senken. Allerdings konnten diese kostensenkenden Effekte die tarifierhöhenden Auswirkungen durch die Entwicklung der Inflation, Tarifierungsmenge und Investitionstätigkeit in einzelnen Netzbereichen nur bedingt kompensieren.

Stärkere Entgeltanpassungen (vgl. Grafiken zu den Musterkunden) sind in den Netzbereichen Steiermark und Niederösterreich erforderlich, die im Wesentlichen durch Investitionen in die Südschiene verursacht werden, denen aufgrund der Marktlage für Gaskraftwerke keine Erlöse durch steigende Absatzmengen gegenüberstehen. Die Erhöhung der Entgelte im Netzbereich Wien ist zusätzlich noch auf den Anstieg der nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 79 Abs. 6 Z 4 GWG 2011 begründet. Die Entwicklung der Tarife im Netzbereich Oberösterreich ist vorwiegend durch die erstmalige Anwendung des Regulierungskontos gem. § 71 GWG 2011 geprägt. Die Erhöhung der Tarife im Netzbereich Vorarlberg ist auf den Umstand zurückzuführen, dass aufgrund der Marktmodellumstellung im Marktgebiet Vorarlberg mit 1. Oktober 2013

die Ausspeisekapazitäten aus dem deutschen Netz in das Marktgebiet Vorarlberg nunmehr zentral vom Verteilergiebtsmanager gebucht werden und diese Kosten erstmalig für ein gesamtes Kalenderjahr in die Entgeltfestlegung eingeflossen sind. Insbesondere betrifft die Netzkostenerhöhung die Kunden der Zonen C und D, für die sich durch die Umstellung des Gasmarktmodells allerdings die Dienstleistungsqualität entscheidend verbessert hat. Dass dieser Umstand auf die Entgelte in Tirol, das von der Marktmodellumstellung genauso betroffen ist, weniger durchschlägt, ist in erster Linie durch die positive Mengenentwicklung in diesem Netzbereich begründet.

Erstmals wird in den Entgelten auch ein eigenes Entgelt für Großabnehmer mit einer vertraglich vereinbarten Leistung von mehr als 400.000 kWh/h verankert sein, der es unter anderem Kraftwerken ermöglicht, auf Basis der Tageshöchstleistung abgerechnet zu werden. Dieses Entgelt kann von den jeweiligen Großabnehmern einmal innerhalb von zwölf Monaten beantragt werden und soll insbesondere für Kraftwerksbetreiber einen Anreiz darstellen, die Kraftwerke wieder vermehrt einzusetzen, um damit einen höheren Beitrag an den Netzkosten des Gassystems in Österreich zu leisten.

KAPAZITÄTSBERECHNUNGSMODELL

Der Marktgebtsmanager (MGM) hat gemäß § 14 Abs. 1 Z4 iVm § 34 und § 35 GWG 2011 die Aufgabe, ein einheitliches Berechnungsschema zur Ermittlung und Ausweisung der Ein- und Ausspeisekapazitäten zu erstellen. Die Einführung des neuen Marktmodells und

einer Entry-Exit-Zone hat es notwendig gemacht, die bestehenden Punkt-zu-Punkt (P2P) Verträge in Entry-Exit-Verträge überzuführen. Dieser Prozess wurde von MGM als Koordinierungsstelle der drei österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber mittels eines von der E-Control genehmigten Kapazitätsberechnungsmodells durchgeführt.

Ergebnis des Kapazitätsberechnungsmodells, das auf Basis der maximalen technischen Kapazitäten, die von jedem Fernleitungsnetzbetreiber durch hydraulische Modelle berechnet und ins Kapazitätsmodell eingebracht wurden, ist die Festlegung der Qualität der Kapazitätsprodukte an den maßgeblichen Punkten. Da sich die Kapazitätsberechnung für Entry-Exit-Zonen wesentlich von der Kapazitätsberechnung für Point-to-Point (P2P) Systeme unterscheidet, war es notwendig, neben frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK), auch dynamisch zuordenbare Kapazitäten (DZK) festzulegen, um bestehende Kapazität nicht zu vernichten. Dynamisch zuordenbare Kapazitäten sind ein Kapazitätsprodukt mit unterbrechbarem Zugang zum VHP. Das Modell garantiert einen maximierten Ausweis von freien zuordenbaren Kapazitäten. Die Marktteilnehmer haben das hohe Ausmaß an FZK-Kapazitäten bei der Umwandlung von P2P in Entry-Exit-Verträge durch das Kapazitätsberechnungsmodell positiv begrüßt.

Das Kapazitätsmodell wurde vom Vorstand der E-Control mit befristetem Bescheid vom 6.7.2012 erstmalig genehmigt. Der Bescheid wurde mit einer Auflage erteilt. Die Auflage sah vor, dass das Kapazitätsberechnungs-

modell auch drei weitere unterjährige Re-Kalkulationen der Kapazitätsberechnung je nach durchschnittlicher Außentemperatur und Erdgastemperatur zur Maximierung des Kapazitätsangebotes zu berücksichtigen hat. Das Modell ist mittlerweile genehmigt.

VERÄNDERUNGEN AUF DER TRANSPORTEBENE

Network Codes

Die Vergabe von Entry- und Exit-Kapazität erfolgt gemäß § 6 GMMO-VO 2012 ab 1.4.2013 durch Versteigerung. Die Erläuterungen zum § 6 GMMO-VO 2012 sehen dazu vor, dass die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Versteigerung die im ENTSOG Network Code zu Kapazitätsallokation (CAM Network Code) definierten Kapazitätsprodukte mit den definierten Vorlaufzeiten verwenden sollen. Der CAM Network Code sieht folgende Standardkapazitätsprodukte vor (siehe Tabelle 7).

Der CAM Network Code sieht folgenden Auktionskalender vor:

- > Auktion von Jahreskapazität findet jedes Jahr am 1. Montag im März statt (in Ausnahme zum CAM NC wird die Auktion von Jahreskapazität 2013 am 1. Montag im Mai stattfinden).
- > Auktion von Quartalskapazität findet jedes Jahr am 1. Montag im Juni statt.
- > Auktion von Monatskapazität findet jeden Monat am 3. Montag des Monats statt.
- > Auktion von Tageskapazität findet jeden Tag um 16.30 Uhr⁴ statt.
- > Vergabe von Within-Day-Kapazität findet jede Stunde während eines Gastags statt.

⁴ Entspricht Mitteleuropäischer (Sommer-)Zeit (ME(S)Z)

STANDARDKAPAZITÄTSPRODUKTE GEM. CAM NETWORK CODE		
Standardkapazitätsprodukt	Häufigkeit der Auktionen	Anzahl der Produkte pro Auktion und Grenzkopplungspunkt
Jahr	jährlich	15
Quartal	jährlich	4
Monat	monatlich	1
Tag	täglich	1
Within Day	stündlich	1 (Rest of the Day)

Tabelle 7
Standardkapazitätsprodukte
und Auktionskalender gem.
CAM Network Code

Quelle: E-Control

Prisma

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

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

Für Day-ahead- und Within-Day-Auktionen ist es aufgrund der Kurzfristigkeit notwendig, ein vereinfachtes Verfahren vorzusehen.

Es kommt daher ein einstufiges Verfahren mit Abbildung einer Gebotskurve (Uniform-Price-Auktionsalgorithmus) zur Anwendung. Interessierte Netzbenutzer haben auf der neuen PRISMA-Plattform die Möglichkeit, eine Gebotsliste einzustellen, in der sie für ihr Unternehmen bis zu 10 Preis-Mengenkombinationen mit jeweils einer Mindestmenge abgeben.

Engpassmanagement

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

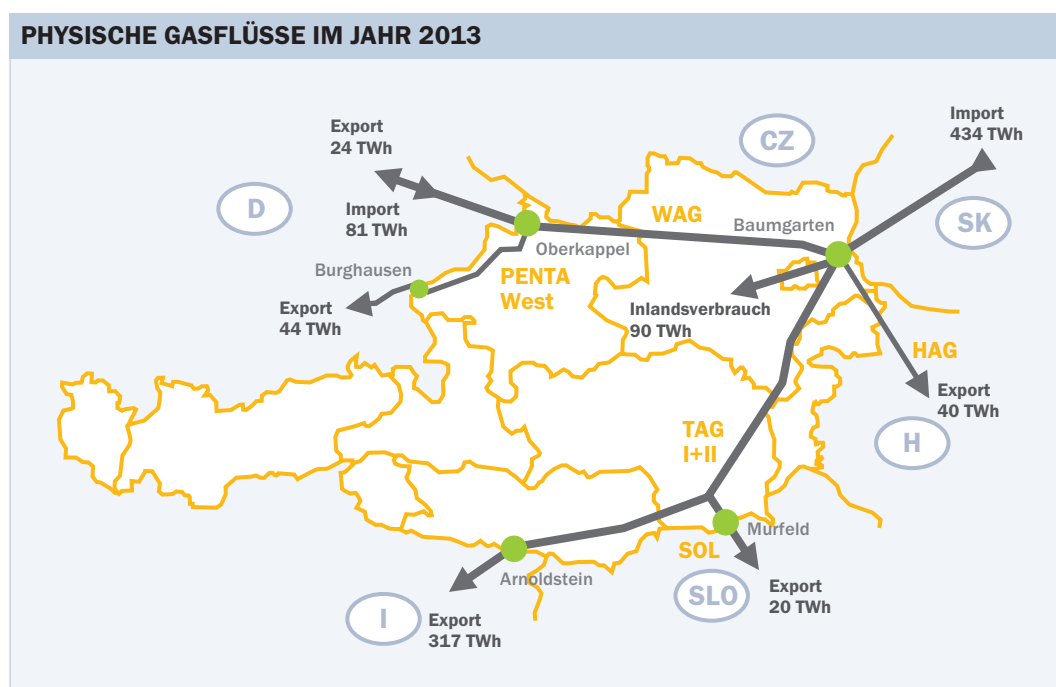
Mit 1.10.2013 wird auch die Rückgabe kontrahierter Kapazität von den Fernleitungsnetzbetreibern ermöglicht. Die Umsetzung eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems wird von den Fernleitungsnetzbetreibern ge-

prüft und dessen Einführung von der Regulierungsbehörde auf Basis der von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Ergebnisse bewertet.

Transitmengen 2013

Von der im Jahr 2012 physisch importierten Menge an Gas wurde rd. 80% wieder expor-

tiert. Insgesamt wurden rd. 434 TWh physisch importiert, wovon rd. 90 TWh für den österreichischen Markt bestimmt waren. Der größte Anteil der physikalischen Exporte ging nach Italien. Im Jahr 2012 waren dies rund 317 TWh (Abbildung 32).



Quelle: E-Control

UNBUNDLING/ZERTIFIZIERUNG

Alle Netzbetreiber (Verteiler-, Übertragungsnetzbetreiber) haben nach Einleitung von Missbrauchsverfahren bereits ihre Corporate Identity derart geändert, sodass sie nicht mehr mit dem vertikal integrierten Unternehmen – insbesondere dem Versorger – verwechselt werden können.

Ein Fernleitungsnetzbetreiber (Gas Connect Austria GmbH) konnte als Unabhängiger Netzbetreiber (ITO) zertifiziert werden. Die Entflechtungsaufsicht ist bei diesem Unternehmen derzeit auf die Überwachung der Verträge zwischen dem Unabhängigen Netzbetreiber (ITO) und dem vertikal integrierten Unternehmen fokussiert.

Zwei weitere Fernleitungsnetzbetreiber (Baumgarten-Oberkappel GasleitungsgesmbH, Trans Austria Gasleitung GmbH) konnten aufgrund mangelnden Vorliegens der Tatbestandsvoraussetzungen und negativer Stellungnahme der Europäischen Kommission nicht zertifiziert werden. Gleichzeitig wurden mangels Stellung eines neuerlichen Zertifizierungsantrages der Trans Austria Gasleitung GmbH Verwaltungsstrafverfahren gegen die Geschäftsführung dieser Gesellschaft eingeleitet. In 1. Instanz wurden bereits Strafen verhängt, die allerdings bekämpft wurden. In der Zwischenzeit sind von beiden Fernleitungsnetzbetreibern Zertifizierungsanträge bei der Regulierungsbehörde eingelangt, weshalb davon auszugehen ist, dass sie ab dem 1. Quartal 2014 entflechtungskonform aufgestellt sind und zertifiziert werden können.

AUFSICHT MARKTTEILNEHMER

Netzausbauplanung Gas: Langfristige Planung (LFP) und Koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP)

Der Verteilergebietsmanager hat gem. § 18 Abs. 1 Z 11 iVm § 22 Abs. 2 GWG 2011 die Aufgabe, mindestens einmal jährlich eine langfristige Planung für die Verteilerleitungsanlagen gemäß Anlage 1 zur Erreichung der Ziele des GWG 2011, insb. jener des § 22 Abs. 1 GWG 2011, zu erstellen.

Der Marktgebietsmanager ist gemäß § 14 Abs. 1 Z 7 iVm § 63 Abs. 1 GWG 2011 verpflichtet, jährlich in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern nach Konsultation aller einschlägigen Interessenträger einen zehnjährigen koordinierten Netzent-

wicklungsplan gemäß § 63 GWG 2011 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

- > Deckung der Nachfrage an Kapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- > Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazitäten (Versorgungssicherheit der Infrastruktur),
- > Deckung der Transporterfordernisse bzw. der Kapazitätsanforderungen an den Ein- und Auspeisepunkten 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 laut Berechnungen von AGGM und GCA in Österreich hat mittlerweile 233% erreicht.

Die Verfahren für LFP und KNEP 2012 konnten erst im Jänner 2013 abgeschlossen werden. In diesen Bescheiden wurden dem Verteilergebietsmanager bzw. dem Marktgebietsmanager Aufträge erteilt, Ausbauprojekte hinsichtlich

der Speicheranbindungen und des Grenzübergabepunkts Oberkappel zu prüfen und entsprechende Projekte auszuarbeiten.

Bereits im Mai beantragte der AGGM eine Änderung der LFP 2012, in der die Adaption von einzelnen Mess- und Regelstationen sowie eine potentielle Druckanhebung im Raum Oberösterreich beantragt wurde, einerseits um die Versorgungssicherheit zu erhöhen und andererseits die Anbindung von neuen Speicheranlagen zu erleichtern.

Am 30. September 2013 wurden der KNEP und die LFP 2013 bei der Behörde zur Genehmigung eingereicht.

Um sicherzustellen, dass alle Anforderungen der betroffenen Marktteilnehmer in den Planungen berücksichtigt worden sind sowie Auswirkungen auf die betroffenen Infrastruktursysteme abgestimmt werden können, wurde im November 2013 im Rahmen der Erstellung der Netzausbauplanungen eine Konsultation durchgeführt, die eingelangten Stellungnahmen wurden in den Plänen entsprechend gewürdigt und berücksichtigt. KNEP und LFP sind mittlerweile genehmigt.

Ausbaumaßnahmen gemäß Langfristiger Planung 2013

In der LFP befindet sich dieses Jahr nur ein neues Projekt, die Adaption der Station St. Margarethen, die den Netzbereich Kärnten an die TAG anbindet. Durch den gestiegenen Absatz wird die Erweiterung der Übergabestation auf 45.000 Nm³/h erforderlich, um die sichere Versorgung der Endkunden auch künftig gewährleisten zu können.

Im Rahmen des Projektes Pre-Feasibility-Study „Langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich“ konnte nachgewiesen werden, dass mit der derzeit in Umsetzung befindlichen Infrastruktur eine Einspeicherleistung in die oberösterreichischen Speicher auf sehr hohem Niveau bereitgestellt werden kann und daher ist ein weiterer Infrastrukturausbau derzeit nicht zweckmäßig, wobei die Kapazitätssituation weiterhin detailliert überwacht wird, um allenfalls eine Neubewertung über eventuell zusätzlich erforderliche Infrastrukturprojekte vornehmen zu können. Das Ergebnis dieser Studie konnte daher als Erfüllung der Auflage zur Entwicklung von Ausbauprojekten hinsichtlich der Speicheranbindungen betrachtet werden.

Zum Monitoring bereits in vorangegangenen LFP genehmigter Projekte ist festzuhalten, dass die Anbindung des Speichers 7fields an das Verteilernetz mit 1.1.2014 in Betrieb genommen werden kann, der Ausbau der Westschiene wird voraussichtlich im Juli 2014 abgeschlossen werden können. Aufgrund der Rücknahme einiger Kapazitätserweiterungsanträge, die Gaskraftwerkspläne betroffen haben, wurden drei Projekte zurückgezogen und damit den tatsächlichen Anforderungen Rechnung getragen.

Ausbaumaßnahmen gemäß Koordiniertem Netzentwicklungsplan 2013

Im diesjährigen KNEP wurden drei Projekte eingereicht: Die GCA hat entsprechend der Markterhebung für den Punkt Überackern an der deutsch-österreichischen Grenze im KNEP ein Projekt in 2 Ausbaustufen entwi-

ckelt, das die unverbindlichen Kapazitätsanfragen abdecken würde. Da damit maßgebliche Investitionen verbunden wären, wurden für beide Ausbaustufen entsprechende Ausbauschwellen definiert, die ausgelöst werden, wenn ausreichende verbindliche Kapazitätsnachfragen vorliegen.

- > Penta West Ausbaustufe I: Mit diesem Projekt plant die GCA, die technische Kapazität am Ein- und Ausspeisepunkt Überackern zu erhöhen, um die angemeldete Speicherkapazität auf fester Basis darstellen zu können und den zusätzlich eingemeldeten Kapazitätsbedarf zu decken. Dafür ist die Errichtung einer zusätzlichen Verdichterstation für den Transport von 710.000 Nm³/h in Richtung Oberkappel geplant.
- > Penta West Ausbaustufe II: Dieses Projekt stellt eine Erweiterung des Projekts Penta West Ausbaustufe I dar. Für große Transportmengenanforderungen plant die GCA, parallel zum bestehenden Netz ein neues System für die zusätzliche Kapazität aufzubauen. Dafür ist der Bau einer neuen Übergabemesstation Neustift inklusive einer Verdichterstation geplant, eine 95 km lange Loop-Leitung mit DN 800, eine neue Messstation in Überackern sowie eine zusätzliche Verdichterstation für den Transport von Überackern nach Neustift.

Das dritte Projekt betrifft die Verlängerung des Pressure Service Agreements zwischen BOG und den Betreibern der MEGAL Süd zur Gewährleistung der Versorgung des Großraums Linz im Fall von technischen Gebrechen im oberösterreichischen Verteilnetz.

Zum Auftrag aus dem Bescheid vom Jänner 2013, ein Projekt zur Verbesserung der Kapazitätssituation am Grenzübergabepunkt Oberkappel zu entwickeln, wurde im KNEP nunmehr nachgewiesen, dass nach Kapazitätserweiterungsmaßnahmen seitens der BOG (WAG Expansion 3) mit 1.1.2013 und aufgrund der durch die Einführung des neuen Marktmodells mit der Einführung des Entry-Exit-Systems eine deutlich entspanntere Situation am Grenzübergabepunkt Oberkappel zu beobachten ist. Daher sind zurzeit keine Ausbaumaßnahmen gerechtfertigt, allzumal die technischen Leitungskapazitäten auf der deutschen Seite noch immer unter jenen der WAG liegen. Auch die Einführung von Engpassmanagementmaßnahmen mit 1.10.2013, durch die ungenutzte gebuchte Kapazität auf Tagesbasis verfügbar gemacht wird, hat zur Entspannung der Kapazitätssituation beigetragen. Dieses Ergebnis konnte daher als Erfüllung der Auflage zur Entwicklung von Ausbauprojekten hinsichtlich des Punkts Oberkappel anerkannt werden.

Bei dem nun zum zweiten Mal erstellten KNEP ist für die Zukunft eine weiter verbesserte Zusammenarbeit und Koordination zwischen den für die Erarbeitung verantwortlichen vier heimischen Fernleitungsnetzbetreibern und dem Marktgebietsmanager, wie auch dem Verteilergebietsmanager, der für die Erstellung der LFP verantwortlich zeichnet, und insbesondere eine detailliertere Betrachtung von europäischen Infrastrukturprojekten wünschenswert, wobei im Vergleich zur erstmaligen Einreichung 2012 bereits eine deutliche Verbesserung erreicht werden konnte.

Aufsicht Clearingstellen

Im Rahmen der Aufsichtsfunktion der E-Control über die Verrechnungsstellen erfolgte im Jahr 2013 keine umfassende Abänderung des Regelwerks für Bilanzgruppenkoordinatoren. Jedoch gab es Anpassungen der Allgemeinen Bedingungen der Bilanzgruppenkoordinatoren für den Gasbereich für die Marktgebiete Ost, Tirol und Vorarlberg, inklusive der Anhänge, an die novellierten Regelungen gemäß der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012, welche im Jahr 2013 geändert wurden, und im Zuge der Umsetzung und Inbetriebnahme der Wechselpattform.

Neufassung der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen

Verschiedene Änderungen des Rechtsrahmens machten im Jahr 2013 erneut eine Überarbeitung der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen (AB VN), welche die Grundlage der Netzanschluss- und Netzzugangsverträge im Verteilernetz bilden, notwendig. Die Behörde hat wie bereits in früheren Verfahren in Abstimmung mit der Branche und Vertretern der Netzbenutzer eine Musterfassung erstellt und die Netzbetreiber aufgefordert, auf dieser Basis jeweils eine angepasste Fassung der AB VN zur Genehmigung gemäß § 28 GWG 2011 einzureichen. Inhaltlich sollen damit insbesondere die in der Novelle zum GWG 2011⁵ vorgesehenen Änderungen in der Grundversorgung, beim Versorgerwechsel und bei intelligenten Messgeräten (Smart Meter) sowie die Neufassung der Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung⁶ in den Vertragsbeziehungen zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer abgebildet werden. Angestrebt wird auch eine Harmonisierung der

einschlägigen Regelungen mit dem Strombereich. Die Verfahren zur Genehmigung der neuen AB VN werden erst im Jahr 2014 abgeschlossen sein.

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

Alle Lieferanten und Versorger wurden durch die Regulierungskommission aufgefordert, ihre infolge der jüngsten Gesetzesnovelle zu ändernden Allgemeinen Lieferbedingungen anzupassen – die Anpassung betrifft insbesondere folgende Punkte: geänderte Kündigungstermine, Online-Wechsel, Nutzung eines Prepaymentgerätes in der Grundversorgung, Teilbetragsberechnung, Hinweis auf Beratungsstellen im Rahmen des qualifizierten Mahnverfahrens, Recht auf Nutzung eines Prepaymentgerätes statt einer Vorauszahlung/Sicherheitsleistung (zu finden in §§ 76 ff EIWOG 2010 bzw. 123 ff GWG 2011). Auch wurde durch das jüngst ergangene Erkenntnis des Verwaltungsgerichtshofes die Rechtsansicht der E-Control bestätigt, dass auch Lieferanten und nicht nur Netzbetreiber das qualifizierte Mahnverfahren einhalten müssen.

Aufsicht Handelsplätze – CEGH

Die Liquiditätskennzahlen am Virtuellen Handelsplatz sind grundsätzlich sehr gut. Die Preise am Virtuellen Handelsplatz sind sehr stabil und spiegeln das europäische Niveau wider. Im März 2013 konnte man beobachten, wie die Spotpreise aufgrund der europäischen Versorgungslage (geringe Speicherstände, wenig LNG-Mengen in Europa) gestiegen sind, wobei der Preisanstieg am

⁵ BGBl. I Nr. 174/2013.

⁶ BGBl. II Nr. 271/2013.

Virtuellen Handelspunkt im Marktgebiet Ost jedoch geringer ausgefallen ist als z.B. am Handelsplatz NCG in Deutschland, was auf eine relativ entspannte Situation in Italien am PSV zurückzuführen war.

Im Rahmen der Aufsichtsfunktion der E-Control über die Handelsplätze konnten die Kosten für Marktteilnehmer im Zuge der Registrierung am Virtuellen Handelspunkt im Marktgebiet Ost gesenkt werden. Dies wurde möglich durch eine Senkung der Höhe der zu hinterlegenden Bankgarantie von zumindest EUR 140.000,- auf EUR 40.000,- ab September 2013. Einhergehend mit dieser Änderung wird das Erfordernis zur Bereitstellung

eines Back-up/Back-down-Services nicht mehr obligatorisch für alle Marktteilnehmer angeboten.

Hinsichtlich der vom Bilanzgruppenkoordinator zur Verfügung gestellten Handelsplattform für Ausgleichsenergie, der sogenannten „Merit Order List“, muss festgestellt werden, dass diese aufgrund der primären Ausgleichsenergieabrufe über die Börse am Virtuellen Handelspunkt durch den Verteilergebietsmanager nur in einzelnen Stunden bedient und benötigt wurde. Dies bestätigt auch die ausreichend vorhandene Liquidität an der Börse zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität im Verteilergebiet.

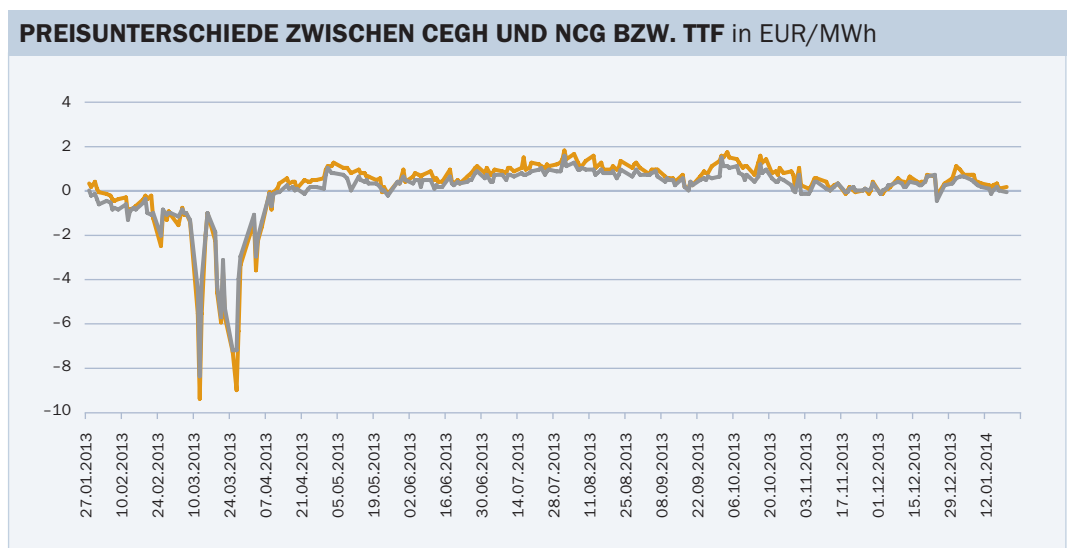


Abbildung 33
Preisunterschiede zwischen CEGH und NCG bzw. TTF

Quelle: E-Control

Ausgleichsenergiemarkt

Im neuen Gasmarktmodell wird zwischen der „ex-ante“ Bilanzierung auf Marktgebietsebene und der „ex-post“ Bilanzierung im Verteilergebiet unterschieden, wobei in beiden Fällen gilt, dass der jeweilige Bilanzgruppenverantwortliche primär für den Ausgleich zwischen Aufbringung und Verbrauch innerhalb seiner Bilanzgruppen selbst verantwortlich ist.

In die „exante“ Bilanzierung auf Marktgebietsebene 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 Auspeisungen auf Fern- und Verteilernetzebene inklusive der Speicher-, Produktions- und Biogasmengen sowie die angemeldeten Auspeisungen zu Endverbrauchern – in seiner Bilanzierung berücksichtigt. Der Marktgebietsmanager berücksichtigt keine tatsächlich gemessenen Mengen wie es der Bilanzgruppenkoordinator für seine Bilanzierung tut.

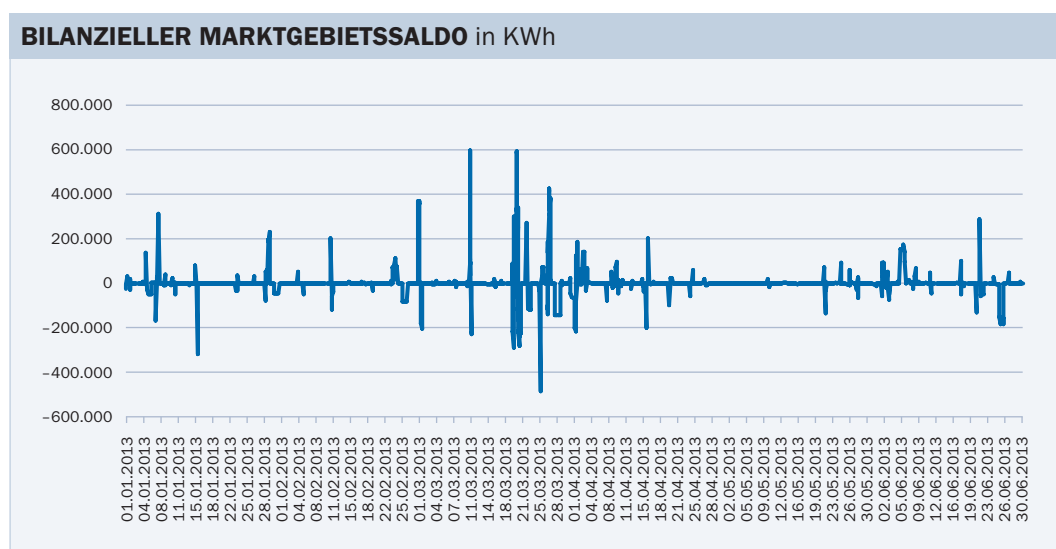


Abbildung 34
Bilanzieller Marktgebiets-
saldo

Quelle: MGM

Die Bilanzierung des Bilanzgruppenkoordinators für die Endverbraucher, Verteilernetze und Biogaseinspeisungen ist in § 27 GMMO-VO 2012 geregelt, wobei die physikalischen Ausgleichsenergieabrufe vom Verteilergebietsmanager im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenkoordinators erfolgen.

Der Verteilergebietsmanager hat für die Abdeckung seiner Strukturierungsbedürfnisse in erster Linie den Netzpuffer im Verteilergebiet und, wenn vorhanden, auch den Netzpuffer der Fernleitungen zu verwenden. Abrufe von physikalischer Ausgleichsenergie müssen vorrangig über die Börse am Virtuellen Handelspunkt erfolgen, wobei bei mangelnder Liquidität und 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 als Ausgleichsenergiepreis ein mengengewichteter Durchschnittspreis je Stunde auf Basis der Ausgleichsenergieabrufe des Verteilergebietsmanagers 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 (bis 1. April 2013 Aufschlag 20%) auf diesen mengengewichteten Durchschnittspreis je Stunde aufschlägt, bzw. auch einen Abschlag von drei Prozent (bis 1. April 2013 Abschlag 10%) auf diesen Preis erhält, wenn man zu viel an Menge nominiert hat im Vergleich zum tatsächlichen Verbrauch und somit Ausgleichsenergie verkauft.

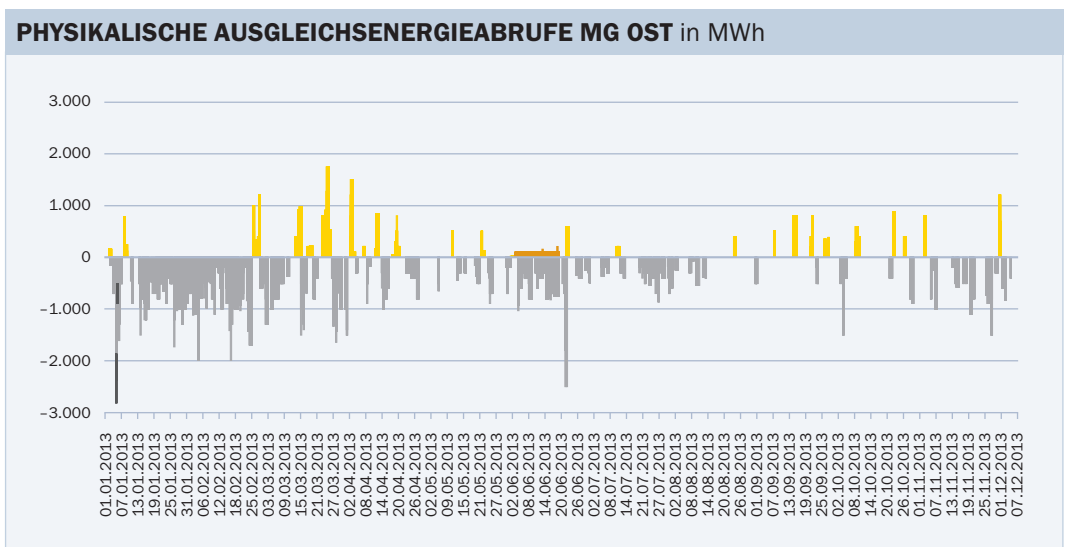
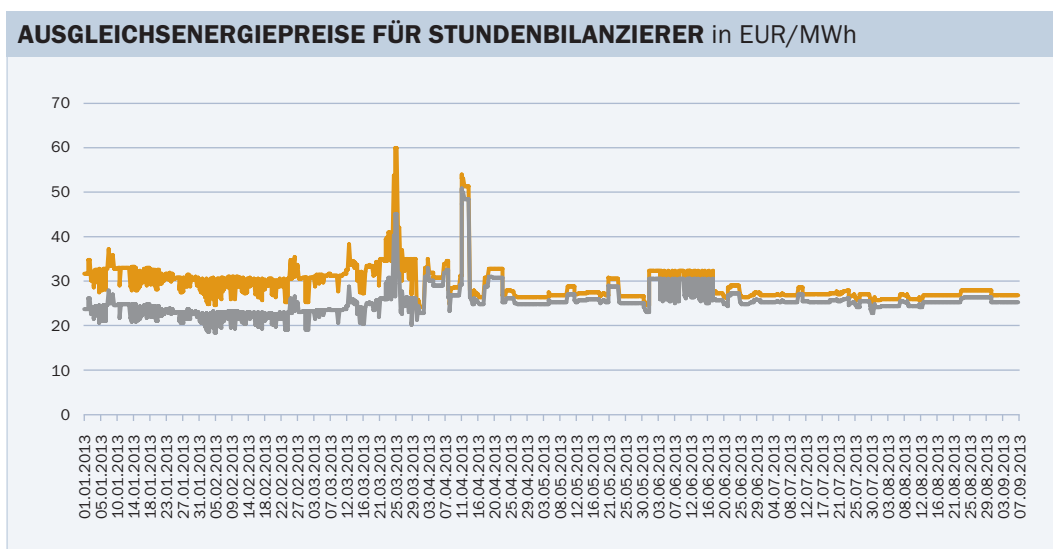


Abbildung 35
 Physikalische Ausgleichsenergieabrufe MG Ost

Quelle: AGCS

Bei den stundenbilanzierten Mengen für Endverbraucher wird gemäß § 32 Abs. 2 GMMO-VO 2012 als Ausgleichsenergiepreis ein mengengewichteter Durchschnittspreis je Stunde auf Basis der Ausgleichsenergieabrufe des Verteilergbietsmanagers 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 (bis 1. April 2013 Aufschlag 20%) auf diesen mengengewichteten Durchschnittspreis je Stunde aufschlägt bzw. auch einen Abschlag von drei Prozent (bis 1. April 2013 Abschlag 10%) 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 nach den jeweiligen Ausgleichsenergieabrufen des Verteilergbietsmanagers an der Erdgasbörse am Virtuellen Handlungspunkt und nach den Ausgleichsenergieabrufen des Verteilergbietsmanagers von der Merit Order List, wobei hier die Grenzpreise herangezogen werden, also der höchste Einkaufspreis in Bezugsrichtung und der niedrigste Verkaufspreis in Lieferichtung. 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 Verteilergbietsmanagers erfolgt. Da dies allerdings tendenziell zu ver-



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

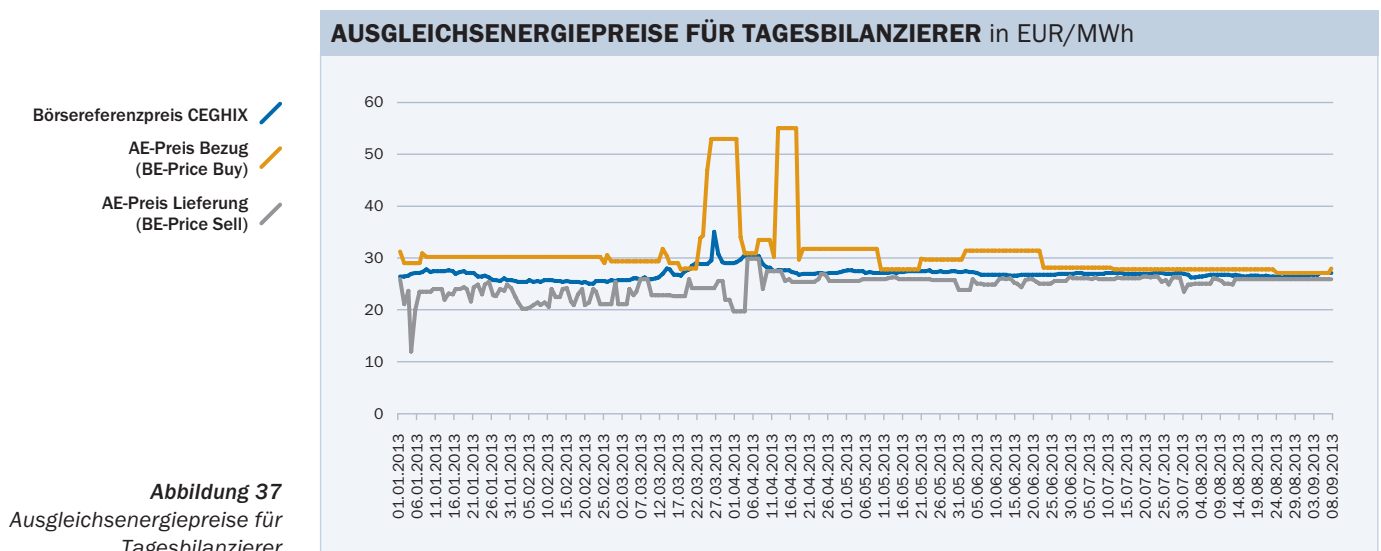
Abbildung 36
Ausgleichsenergiepreise für
Stundenbilanzierer

Quelle: AGCS

mehrten 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.

Die Abwicklung der Ausgleichsenergiebewirtschaftung im neuen Marktmodell über die Börse am Virtuellen Handelspunkt ist grundsätzlich positiv hervorzuheben. Es ist in der Regel ausreichend Liquidität am Within-Day-Markt vorhanden.

Eine Auffälligkeit an der Börse ist jedoch die starke Marktkonzentration am für die Ausgleichsbewirtschaftung maßgeblichen Within-Day-Markt. Insgesamt betrug das Marktvolumen am Within-Day-Markt im ersten Halbjahr 2013 229.070 MWh, welche über in Summe 890 Transaktionen gehandelt wurden. Eine anonymisierte Analyse aller Transaktionsdaten in diesem Bereich hat ergeben, dass zwar mehr als zwanzig Teilnehmer in diesem Markt aktiv waren, die Marktanteile aber sehr ungleich aufgeteilt sind.



Quelle: AGCS

SPEICHERMARKT

Speicherkapazitäten in Österreich im Jahr 2013

Die Speicherkapazitäten in Österreich blieben in 2013 mit 7,4 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen

im Vergleich zu 2012 gleich. Auch der Speicher LAB in der Slowakei ist über die Transportleitung MAB an den österreichischen Markt angebunden. Dieser Speicher hat ein

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

Tabelle 8
Speicherkapazitäten
in Österreich,
Stand Dezember 2013

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

Arbeitsgasvolumen von 652 Mio. m³ und eine Entnahmeleistung von 285.416 m³/h.⁷

Speichernutzung 2013

Die österreichischen Gasspeicher waren zu Beginn des Gasjahres 2013/2014 niedriger als im Vorjahr befüllt, und zwar zu 82,6% im Vergleich zu 92% in 2013 (Abbildung 38). Dies ist zum einen auf die verlängerte Ausspeicherperiode im Winter 2012/2013 zurückzuführen, die aufgrund des kalten März bis Mitte April angehalten hat. Die Ausspeicherperiode hat jedoch auch später begonnen, nämlich Mitte November, sodass der Speicherstand im Dezember nicht deutlich

unter dem Vorjahr lag. Die geringere Einspeicherung im Vergleich zum Vorjahr ist auch auf den sinkenden Gasverbrauch zurückzuführen, vor allem der Gaseinsatz in den Kraftwerken ist zurückgegangen.

Trotz hoher Ausspeicherungen während der Kältewelle im Februar 2012 wurden die Speicher im Winter 2012/2013 stärker genutzt, vor allem im März 2013 (Abbildung 39). Die Einspeicherung im Sommer 2013 war auch höher als im Vorjahr, die Ausspeicherperiode dagegen hat 2013 erst mit zweimonatiger Verschiebung Mitte November 2013 begonnen.

⁷ Vgl. <http://pozagas.sk/en/ungsf-lab-4/>

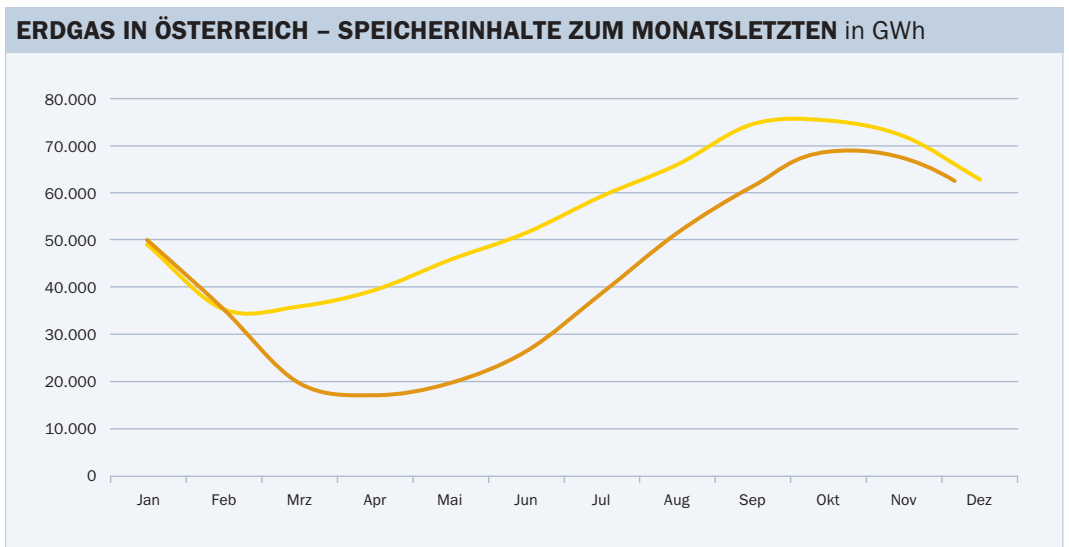


Abbildung 38
Speicherfüllstände 2012 und 2013 in Österreich

Quelle: E-Control

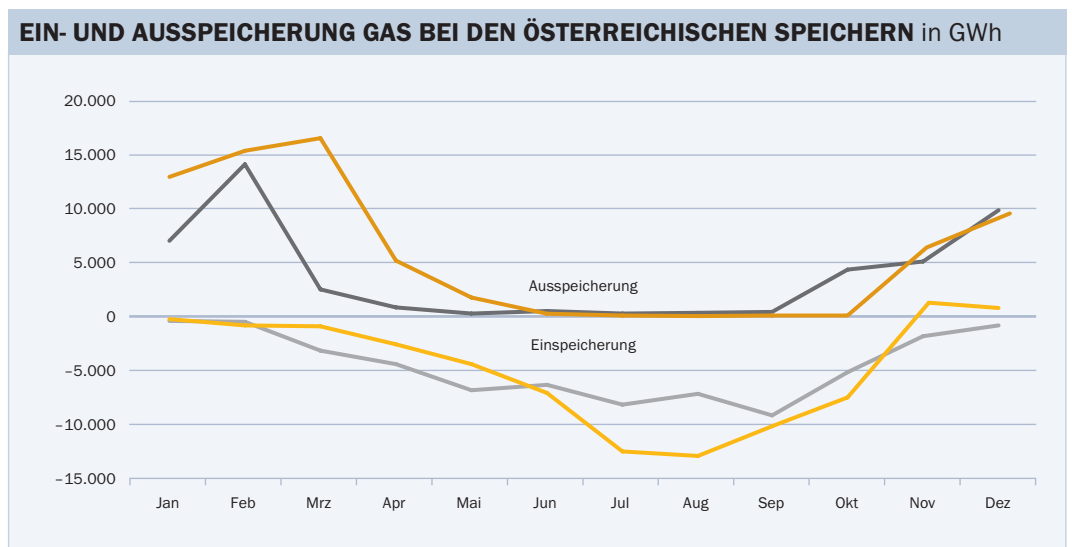


Abbildung 39
Ein- und Ausspeicherung Gas bei den österreichischen Speichern 2012 und 2013

Quelle: E-Control

Allokationen von Speicherkapazitäten

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

Eon Gas Storage hat im März ein Arbeitsgasvolumen von insgesamt 2,5 Mrd. kWh vergeben. Angeboten wurde eine Gaspreisindexierung. Bieter konnten nicht nur ein Angebot für einen Aufschlag auf die Preisformel, sondern auch für einen Mindestpreis abgeben.

OMV Gas Storage hat im Juni und Oktober 2013 über Store-X 2 bzw. 3,7 Mrd. kWh Arbeitsgasvolumen versteigert. Im Juni 2013 wurden die Mengen für den Zeitraum 1.7.2013 bis 31.3.2014 vergeben, 100% der angebotenen Mengen wurden den Bietern zugeteilt. In der Auktion vom Oktober wurden 85% der angebotenen Mengen vergeben, die restlichen Mengen sollen im ersten Quartal 2014 erneut angeboten werden.

Verbesserungen beim Speicherzugang

Mit der Umsetzung des neuen Marktmodells im Januar 2013 sind Speicherunternehmen gem. § 16 Gasmarktmodell-Verordnung Netzzugangsberechtigte und müssen Netznutzungsverträge mit den Netzbetreibern abschließen. Sie müssen auch die Netznutzungstarife zahlen; ob sie diese an ihre

Speicherkunden weiterverrechnen, ist ihnen überlassen. Für den Speicherkunden bedeutet die Regelung in § 16 GMM-VO, dass er sich beim Kauf eines Speicherprodukts um den Zugang zum VHP nicht bemühen muss.

Zudem sind die täglichen Daten der Speicherbewegungen für alle Speicher, die an das Marktgebiet angeschlossen sind, seit Januar 2013 auf der Homepage des Marktgebietsmanagers am Folgetag abrufbar. Damit ist die Transparenz am Speichermarkt weiter verbessert worden.

VERSORGUNGSSICHERHEIT GAS

Aufgaben im Gasbereich aus der Energielenkung

Die E-Control ist sowohl für die Vorbereitung und Koordinierung der im Anlassfall vorzusehenden Lenkungsmaßnahmen im Elektrizitätsbereich (§ 15 Abs. 1 EnLG2012) wie auch für jene im Gasbereich (§ 27 Abs. 1 EnLG2012) zuständig. Das Energielenkungsgesetz 2012 sieht nunmehr eine Verschränkung von Lenkungsmaßnahmen in beiden Bereichen vor. Dementsprechend wurden, wie in der Vergangenheit auch, die Evaluierung der Krisenmechanismen und -abläufe für beide Bereiche gemeinsam in einem internen Projekt durchgeführt.

Daher lag ein Schwerpunkt der Arbeiten auch im Gasbereich bei der Definition möglicher neuer Lenkungsmaßnahmen, die zumindest eine teilweise Weiterverwendbarkeit bereits

bestehender Mechanismen erlauben könnten. Das Marktmodell bietet und bot konkretere Möglichkeiten als im Strombereich an, sodass die Überlegungen und Diskussionen im Erdgasbereich bereits etwas weiter gediehen sind.

Eine weitere Neuerung im EnLG 2012 liegt in der Einbindung der Fernwärme in strom- und gaspezifische Lenkungsmaßnahmen. Da der Fernwärmebereich für die E-Control quasi Neuland darstellt – im Rahmen von Übungen in Wien und Salzburg wurde der Fernwärmebereich zwar mit abgedeckt, doch ist die Detailkenntnis über diesen Bereich derzeit noch geringer als in den beiden anderen – wurden entsprechende Informationen bei Fernwärmeunternehmen eingeholt. Inwieweit und in welcher Form die Fernwärme in die bestehenden und künftigen Lenkungsmaßnahmen und -abläufe einzubeziehen sein wird, soll einen weiteren Schwerpunkt für das kommende Jahr bilden.

Monitoring der Gewährleistung des Versorgungsstandards

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:

- a) extreme Temperaturen an sieben aufeinander folgenden Tagen mit Spitzenlast, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt;
- b) ein außergewöhnlich hoher Gasverbrauch über einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt; und
- c) 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 EUR 75.000,- bedroht (§ 159 Abs. 2 Z. 12 des GWG 2011).

Die E-Control als zuständige Behörde für die Überwachung der Einhaltung des Versorgungsstandards hat im September 2013 an alle Versorger, die geschützte Haushaltskunden beliefern, ein Erhebungsformular verschickt zu dem Zweck, dass die Versorger geschützter Kunden einen Nachweis für die Einhaltung der Versorgungsstandards für das Winterhalbjahr 2013/2014 erbringen.

Auf der Basis der Erfahrungen aus der ersten Befragungsrunde 2012 und den Diskussionsrunden mit dem Fachverband Gas-Wärme wurde die Erhebung aus 2012 adaptiert. Dabei sollte versucht werden, die Erfüllung des

Versorgungsstandards quantitativ abzuschätzen. Dafür ist die einheitliche Erhebung von Unternehmensdaten zu dem jeweiligen Beschaffungsportfolio notwendig. Zu diesem Zweck hat die E-Control ein Erhebungsformular entwickelt, mit dem das Beschaffungsportfolio für den Betrachtungszeitraum inkl. Speicher- und Transportverträge quantitativ dargestellt werden sollte.

Von Seiten der E-Control wurde – auch als Ergebnis der Diskussion mit dem Fachverband – festgelegt, dass der Betrachtungszeitraum der diesjährigen Erhebung die Heizperiode, also der Zeitraum von 1.10.2013 bis 1.4.2014, ist.

Im Weiteren wurden folgende Vorgaben für die Versorger von E-Control festgelegt: 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.

Die für die Erfüllung des Versorgungsstandards geforderten Mengen wurden auf den Angaben der AGGM im Präventionsplan 2012 berechnet. Es wurde aber den Versorgern auch freigestellt, ihre eigenen Berechnungen zu verwenden, wenn sie diese Berechnungen plausibel darlegen können.

Um die in den Versorgungsstandards angeforderten Mengen vorzuhalten, konnten Gasbezugs- und ergänzend Speicherverträge angegeben werden.

Von Seiten der E-Control wurde auch die Möglichkeit der Speichernutzung im Ausland nicht ausgeschlossen. Dafür mussten aber korrespondierende feste Transportverträge vorgelegt werden.

Die Versorger der Haushaltskunden haben individuell nachweisen können, 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. Dabei sind Speicher nach wie vor ein wichtiges Instrument für die Versor-

gungssicherheit. Darüber hinaus ist auch die Leitungsinfrastruktur in einem Ausmaß verfügbar, die keinen Versorgungsengpass erwarten lässt. Dies zeigt auch der von AGGM in der aktuellen langfristigen Planung festge-

stellte Wert des Infrastrukturstandards in der Höhe von 233 Prozent. Das bedeutet, dass selbst bei einem Ausfall der größten Gasinfrastruktur der Markt ausreichend mit Gas versorgt werden kann.

Strom und Gas – Gemeinsame Agenden

PCI STROM UND GAS

Parallel zum Gesetzgebungsverfahren zur Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur hat auch der erste Prozess der Auswahl von Vorhaben von gemeinsamem Interesse (PCI) stattgefunden. Ausgewählt wurden die Projekte im Rahmen eigens eingerichteter regionaler Arbeitsgruppen, die alle eingereichten Projektkandidaten bewertet und der EU-Kommission einen Vorschlag unterbreitet haben. Die E-Control war im Gasbereich in den Gruppen „North-South gas interconnections in Central Eastern and South Eastern Europe“ und „Southern Gas Corridor“ und im Strombereich in den Gruppen „North-South electricity interconnections in Western Europe“ und „North-South electricity interconnections in Central Eastern and South Eastern Europe“ vertreten. Die gesamte PCI-Liste wurde nach Stellungnahme der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) von der EU-Kommission als delegierte Verordnung angenommen⁸ und enthält insgesamt

248 Infrastrukturprojekte, davon 132 im Strom- und 107 im Gasbereich, außerdem sieben Erdölinfrastruktur- und zwei Smart-Grid-Projekte.

Auch mehrere für Österreich relevante Projekte erhielten den PCI-Status, siehe die nachfolgende Übersicht. Die PCI-Liste ist alle zwei Jahre zu aktualisieren, d.h. alle Projekte müssen neuerlich den Auswahlprozess durchlaufen.

Strom

- 2.1 Capacity increase AT/DE: Internal reinforcements between Westtirol and Zell-Ziller (AT)
- 2.11 Germany – Switzerland – Austria capacity increase in the Bodensee area
 - > Interconnection between Herberlingen (DE), Meiningen (AT) and Rütli (CH)
 - > Internal reinforcements between Herberlingen and Pkt. Rommelsbach (DE), between Herberlingen and Tiengen (DE), between Pkt. Wullenstetten and Pkt. Niederwangen (DE)

⁸ 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

- | | |
|---|---|
| <p>3.1 Austria – Germany between St. Peter and Isar</p> <ul style="list-style-type: none"> > Interconnection between St. Peter (AT) and Isar (DE) > Internal reinforcements between St. Peter and Tauern (AT) > Internal reinforcements between St. Peter and Ernsthofen (AT) <p>3.2 Italy – Austria between Veneto region and Lienz</p> <ul style="list-style-type: none"> > Interconnection between Veneto region (IT) and Lienz (AT) > Internal reinforcements between Lienz and Obersielach (AT) > Internal reinforcements between Volpago and North Venezia (IT) <p>3.3 Interconnection between Milan region (IT) and Nauders (AT)</p> <p>3.4 Interconnection between Wurlmloch (AT) and Somplago (IT)</p> <p>2.18 Capacity increase of hydro-pumped storage in Kaunertal, Tyrol (AT)</p> <p>2.19 New hydro-pumped storage in Obervermuntwerk II, Vorarlberg province (AT)</p> <p>2.20 Capacity increase of hydro-pumped storage in Limberg III, Salzburg (AT)</p> <p>2.21 PCI hydro-pumped storage in Germany – Riedl</p> <p>Gas</p> <p>6.4 Bidirectional Austrian-Czech Interconnection (Baumgarten – Reinthal – Breclav)</p> <p>6.16 Tauerngasleitung (Haiming – Tarvisio)</p> <p>6.17 PCI Connection to Oberkappel (AT)</p> | <p>from the southern branch of the Czech transmission system</p> <p>7.1.5 Nabucco West/Gas pipeline from Bulgaria to Austria via Romania and Hungary</p> <p>Ausgewählte Projekte konnten bis zum 31. Oktober 2013 bei den betroffenen Regulierungsbehörden einen Investitionsantrag einschließlich eines Antrags zur grenzüberschreitenden Kostenaufteilung stellen. EU-weit haben dies mehrere Projektwerber – mehrheitlich im Gasbereich – getan. Auch die E-Control ist an einem Kostenaufteilungsverfahren beteiligt. Über die Investitionsanträge haben die Regulierungsbehörden koordinierte Entscheidungen zu erlassen, weshalb die Agentur Empfehlungen für eine harmonisierte praktische Anwendung der Kriterien laut Verordnung veröffentlicht hat.⁹</p> <p>Die Verordnung verpflichtet ENTSO-E und ENTSG zur Entwicklung einer Methode für eine energiesystemweite Kosten-Nutzen-Analyse, die sowohl für den künftigen Auswahlprozess als auch für die Kostenaufteilung und die Finanzierung die betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Grundlage bildet.</p> <p>ENTSO-E und ENTSG haben Mitte November fristgerecht ihre Methodenentwürfe präsentiert. Diese werden nun von ACER evaluiert und müssen – nach gegebenenfalls erforderlichen Anpassungen – von der Europäischen Kommission genehmigt werden.</p> |
|---|---|

⁹ http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2007-2013.pdf.

REMIT

Neben der Umsetzung der Sanktionen und Befugnisse in den nationalen Rechtsbestand wurden auch auf interinstitutioneller Ebene die ersten Weichen für eine gute Zusammenarbeit gestellt. Es wurden Memoranda of Understanding mit der Finanzmarktaufsicht, ACER und der slowenischen Energie-regulierungsbehörde abgeschlossen, wobei insbesondere die Kontakte mit der Finanzmarktaufsicht ausgebaut wurden. Um eine effektive Zusammenarbeit im Bereich REMIT auf regionaler Ebene sicherzustellen, wurden zudem auch erste Diskussionen bzgl. möglicher Kooperationsvereinbarungen mit anderen benachbarten Regulatoren gestartet.

Einen weiteren wichtigen Schritt stellte die Fertigstellung der Registrierungsplattform für Marktteilnehmer dar, womit die Voraussetzung für die Registrierung gemäß Artikel 9 REMIT geschaffen wurde. Innerhalb der Behörde wurden Vorbereitungen in Bezug auf Datensicherheit und -schutz sowie Verfahrensabläufe getroffen, um bestmöglich auf den Beginn der Datensammlung vorbereitet zu sein. Immer wichtiger wurde auch die Beantwortung von Anfragen von Marktteilnehmern, die sich über die Verpflichtungen unter REMIT informierten.

Im Bereich der operativen Umsetzung der REMIT konnte durch die erfolgreiche Ausschreibung einer Energiegroßhandelsmarktüberwachungssoftware ein wichtiger Punkt abgeschlossen werden. Diese Software wird dzt. gemeinsam mit dem Softwarehersteller auf die Bedürfnisse der E-Control angepasst

und implementiert. In Vorbereitung auf die Datensammlung unter REMIT wurde zudem ein Pilotprojekt mit ausgewählten Marktteilnehmern gestartet. Ziel ist der Nachweis einer sicheren Datenübermittlung zwischen den Datenbereitstellern und E-Control.

STATISTISCHE AUFGABEN

Gemäß § 92 EIWOG 2010 und § 147 GWG 2011 ist die Regulierungsbehörde mit der Durchführung der Elektrizitäts- und Erdgasstatistiken betraut. Darüber hinaus sieht das Energielenkungsgesetz 2012 die Erhebung historischer, aktueller und vorausschauender Daten für Zwecke der Energielenkung vor. Detaillierte Datenerhebungen ergeben sich ebenfalls aufgrund der Monitoringaufgaben, wobei die E-Control im Gasbereich mit der entsprechenden Datenerhebung betraut ist.

Einerseits aufgrund der Zuständigkeit der E-Control für diese Bereiche der Datenerhebungen sowie andererseits aufgrund der Tatsache, dass zumindest teilweise gleiche Erhebungsinhalte für diese Aufgabenbereiche bestehen, werden die entsprechenden Erhebungen, den Geboten der Sparsamkeit, Wirtschaftlichkeit und Zweckmäßigkeit folgend, nach Möglichkeit gemeinsam durchgeführt.

Dementsprechend wurden die Formulare für die Monats- und Jahreserhebungen im Gasbereich an die zum Teil neuen Bestimmungen der Erdgas-Statistikverordnung und der Erdgas-Monitoringsverordnung angepasst und den meldepflichtigen Unternehmen übermittelt.

Im Strombereich war kein Anpassungsbedarf gegeben. Allerdings wurden für die in den Aufgabenbereich der Länder fallenden Erhebungen zum Monitoring einheitliche Erhebungsformulare erstellt, die von den Dienststellen der Landeshauptmänner adaptiert und den Meldepflichtigen übermittelt wurden. Im Erdgasbereich sind insgesamt rd. 100 und im Elektrizitätsbereich rd. 600 Branchunternehmen meldepflichtig. Generell sind eine ausgezeichnete Meldemoral und eine sehr hohe Datenqualität gegeben, was sich unter anderem in einer hohen Aktualität der Monats- und Jahresstatistiken sowie in deren anerkannter Qualität ausdrückt.

ÖFFENTLICHKEITSARBEIT

Neben den umfassenden regulatorischen Tätigkeiten der E-Control im liberalisierten Strom- und Gasmarkt übt die E-Control auch eine Informations- und Service-Funktion aus. Im Zuge dieser Informationspflicht führte die E-Control im Jahr 2013 eine Reihe von Maßnahmen im Bereich der Öffentlichkeitsarbeit durch. Ziel dabei ist unter anderem, die Konsumenten über ihre Möglichkeiten und Rechte im freien Strom- und Gasmarkt zu informieren, damit diese umfassend von den Vorteilen der freien Lieferantenwahl profitieren können.

Die relevanten Informationen wurden in zahlreichen Presseaussendungen, Pressekonferenzen, Hintergrund- und Einzelgesprächen mit Journalisten sowie anderen zielgerichteten Medienaktivitäten transportiert.

Die E-Control veranstaltete 2013 weiters regelmäßig Informationsveranstaltungen für

Branchenvertreter und Entscheidungsträger zu österreichischen und internationalen Themen der Energiepolitik. Bei zahlreichen nationalen und internationalen Veranstaltungen, Tagungen und Konferenzen waren 2013 Experten der E-Control vertreten, wo sie in Vorträgen zu aktuellen energierelevanten Themen referierten.

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

ÜBERSETZUNGSTÄTIGKEITEN

Wie bereits seit einigen Jahren ergänzte die E-Control 2013 ihr bestehendes Angebot an deutschen und englischen Übersetzungen. Damit wird der wachsenden internationalen Dimension nationaler österreichischer Themen Rechnung getragen und das Angebot an englischen Fassungen österreichischer Regulierungstexte ebenso erweitert wie die Verfügbarkeit deutscher Übersetzungen relevanter internationaler Dokumente. Die Übersetzungen haben keinen rechtlichen Charakter, sondern dienen vielmehr einer Zugänglichmachung und Erklärung.

Mit dieser Zielsetzung wurde 2013 eine englische Fassung des Ökostromgesetzes 2012 angefertigt. Außerdem stehen nunmehr konsolidierte Fassungen des EIWOG 2010 und des GWG 2011 zur Verfügung, die auch die letzten Novellen beinhalten. Wie bereits zuvor stellte die E-Control diese Texte auch dem Bundeskanzleramt zur Aufnahme in das englische Rechtsinformationssystem des Bundes zur Verfügung.

Nach dem Abschluss des Marktregelprozesses und der Einführung des neuen Gas-Marktmodells mit 1. Jänner 2013 wurde auch die Weiterentwicklung der zugehörigen Regelungen konsequent zweisprachig durchgeführt. Weiters wurden zentrale Verordnungen in englischer Sprache zur Verfügung gestellt.

Das englischsprachige Angebot der E-Control umfasst österreichische Gesetze (EIWOG 2010, GWG 2011, ÖSG 2012), Verordnungen, Marktregeln, Berichte und Publikationen (Jahresbericht, Ökostrombericht, Statistik-Broschüre etc.). Umgekehrt ist die E-Control auch mit der laufenden Übersetzung der Rahmenleitlinien der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden beschäftigt, um diese für österreichische Marktteilnehmer zugänglich zu machen.

ENDKUNDENTHEMEN

Preisvergleiche Haushalte/Industrie

Tarifkalkulator

Der Tarifkalkulator stellt für die Konsumenten nach wie vor eines der wichtigsten Informationstools über die Energiepreise der einzelnen Anbieter, Gesamtkosten sowie Einsparmöglichkeiten bei einem Lieferantenwechsel dar. Gesetzlich sind alle Stromlieferanten und Gasversorger verpflichtet, sämtliche preisrelevanten Daten für mit Standardprodukten versorgte Endverbraucher in den Tarifkalkulator der E-Control einzugeben. Im 2013 sind zwei neue Ökostromlieferanten, die Solar Graz und die W.E.B. Windenergie, sowie vier neue Gasversorger, Gutmann

GmbH, Redgas, Vitalis und PST (PGNiG), neu dazugekommen.

Ende 2013 konnten die Konsumenten zwischen bis zu 36 verschiedenen Stromprodukten (NÖ) von 21 Lieferanten und bis zu 18 Gasprodukten von 11 Versorgern wählen. Zu Beginn der Liberalisierung waren es hingegen im Strombereich nur 4 bis 6 Lieferanten und 2 bis 3 Gasversorger. Die Einsparungen sind vor allem in den letzten 2–3 Jahren gestiegen.

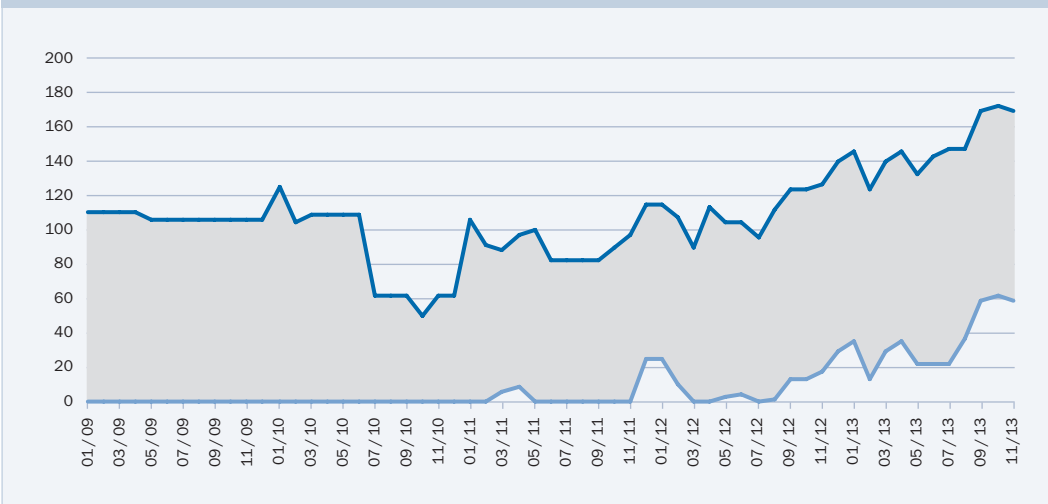
Ein Musterhaushalt in Oberösterreich kann sich beim Wechsel vom regionalen zum bestbietenden alternativen Lieferanten bis zu 170 Euro/Jahr ersparen, was im Vergleich zum Vorjahr ein Plus von 33% ist.

Die potenziellen Einsparungen im Gasbereich erreichten zuletzt Ende 2012 ihren bisherigen Höhepunkt und bewegen sich seitdem in einer unveränderten Bandbreite. Die maximale Einsparung beim Wechsel vom regionalen zum bestbietenden alternativen Versorger können Kunden in Salzburg mit 262 Euro/Jahr erzielen.

Das Einsparpotenzial beim Wechsel vom regionalen Standardanbieter zum jeweils günstigsten Anbieter von Strom und Gas ist mit 430 Euro/Jahr in Linz am größten. Am wenigstens können sich die Kunden in Tirol ersparen.

Obwohl im Jahr 2013 nur wenige Preisänderungen zu beobachten waren, ist das Interes-

EINSPARUNGSPOTENZIAL DURCH LIEFERANTENWECHSEL in €/a

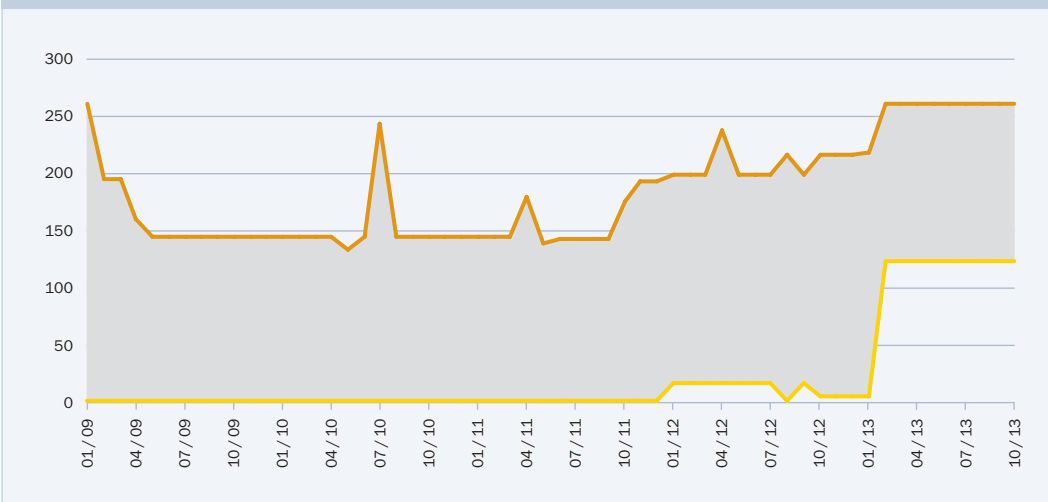


— Maximum
— Minimum

Abbildung 40
Entwicklung der potenziellen Einsparungen (Energie inkl. USt.) beim Wechsel vom regionalen zum bestbietenden alternativen Anbieter österreichweit (Musterhaushalt 3.500 kWh/a Strom)

Quelle: E-Control

EINSPARUNGSPOTENZIAL DURCH LIEFERANTENWECHSEL in €/a



— Maximum
— Minimum

Abbildung 41
Entwicklung der potenziellen Einsparungen (Energie inkl. USt.) beim Wechsel vom regionalen zum bestbietenden alternativen Anbieter österreichweit (Musterhaushalt 15.000 kWh/a Gas)

Quelle: E-Control

se der Konsumenten am Thema Energiekosten spürbar gestiegen, was unter anderem anhand der stark gestiegenen Besucherzahlen des Tarifikalkulators deutlich zu sehen ist. Dies ist vor allem auf die hohen Energiekosten zurückzuführen, welche in diesem Bereich schon lange entkoppelt von sinkenden Großhandelspreisen auf einem hohen Niveau verharren und medial sehr thematisiert wurden. Diese Marktsituation sahen die neuen Anbieter als einen geeigneten Zeitpunkt für den Markteinstieg und die schon ansässigen alternativen Anbieter als einen richtigen Zeitpunkt für den Start von Vermarktungsaktionen in Kooperation mit anderen Branchen (z.B. Hofer, Tchibo). Auch die Neukundenrabatte wurden seither öfters geändert und unterboten.

Industriepreisbefragung

Die E-Control Austria führte im Sommer 2013 zum fünften Mal eine Industriebefragung von Unternehmen mit einem Jahresenergieverbrauch von über zwei GWh durch. In dieser Befragung geht es um die Einschätzungen der Unternehmen bezüglich der Energiekostenentwicklung und um die Themen Energiemanagement und Energieversorgung. An der aktuellen Befragung nahmen 303 Unternehmen teil. Damit konnte die Stichprobengröße auch heuer wieder erhöht werden. Die Unternehmen konnten zwischen einer telefonischen oder einer schriftlichen Befragung wählen, wobei sich die meisten Unternehmen für die schriftliche Variante entschieden. Jedoch entschieden sich auch einige Unternehmen für eine telefonische Befragung durch Mitarbeiter der E-Control.

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

Strompreisvergleiche – Industrie

Seit dem 2. Halbjahr 2003 erhebt die E-Control zweimal jährlich (für Jänner und Juli) die Energiepreise direkt bei den österreichischen Industriekunden. Der Fragekatalog für Juli wird gegenüber Jänner gekürzt. Vertragsdetails werden nur im Jänner abgefragt. 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 Ergebnisse der Befragung (Abbildung 42) zeigen heuer im Vergleich zum Vorjahr ein Sinken der Industriestrompreise. Primärer Einflussfaktor für die Industriestrompreise ist die Entwicklung der Großhandelspreise, die zumeist über eine Preisformel in den Energieliefervertrag einfließen. Andererseits werden die Mehraufwendungen für Ökostrom durch das Ökostromgesetz nicht mehr von den Lieferanten verrechnet, was auch zu einem Sinken der Energiepreise führte.

Auf der Homepage können sich interessierte Industriekunden jederzeit neu zur Erhebung anmelden. Dieses Service wird von den Unternehmen angenommen. Im heurigen Jahr wurden von den Unternehmen angegebene doppelte Standorte bereinigt, um den Unternehmen wieder eine bessere Übersicht bei der Eingabe zu gewährleisten.

ENTWICKLUNG INDUSTRIESTROMPREISE in Cent/kWh

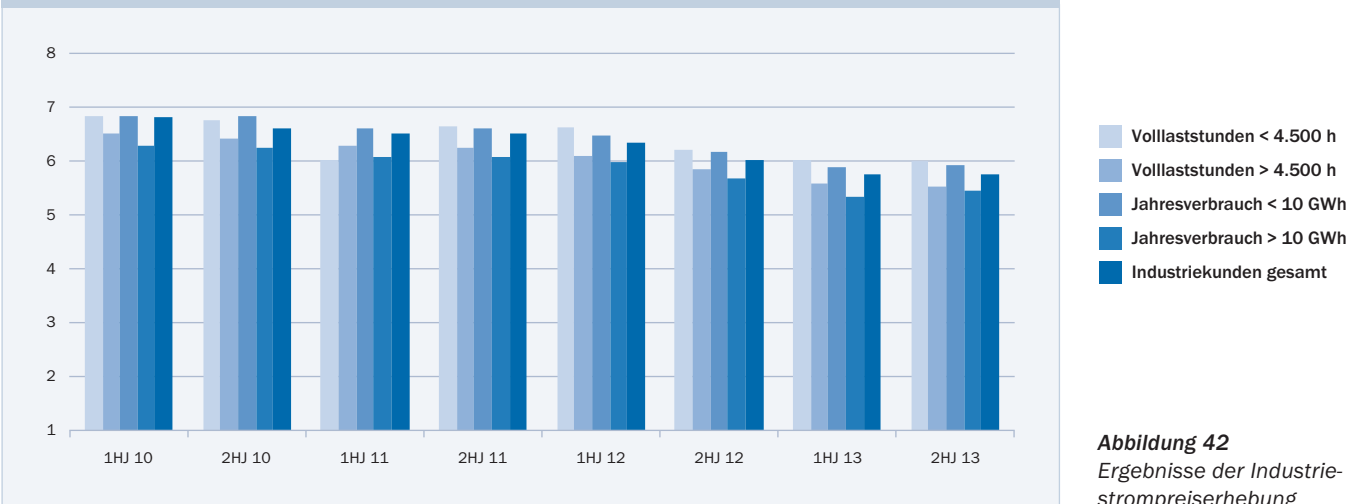


Abbildung 42
Ergebnisse der Industriestrompreiserhebung

Quelle: E-Control

ENTWICKLUNG INDUSTRIEGASPREISE in Cent/kWh

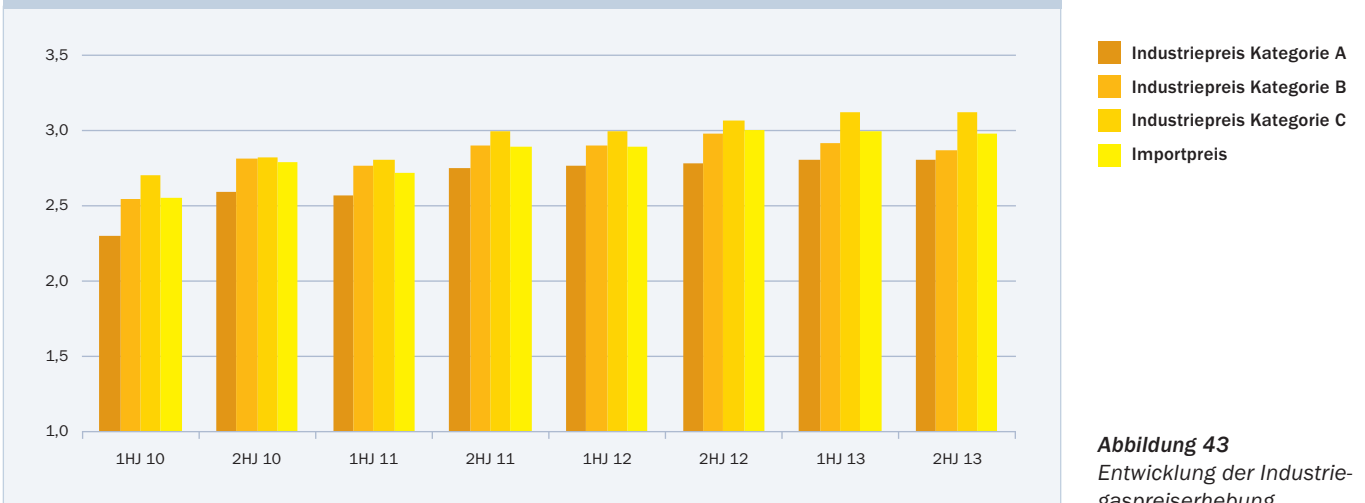


Abbildung 43
Entwicklung der Industriegaspreiserhebung

Quelle: E-Control

Gaspreisvergleiche – Industrie

Im Industriekundenbereich kommt die E-Control der Verpflichtung zur Durchführung und Veröffentlichung von Preisvergleichen über die zweimal jährlich, jeweils per Jänner und Juli, durchgeführte Gaspreiserhebungen nach. Dabei werden bisher Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von mindestens 400.000 MWh und dem Standort Österreich über die Preis- und Angebotssituation sowie über Inhalte zum Energieliefervertrag (Art der Preisfestlegung – Fixpreis, Preisgleitklausel oder Kombination, Laufzeiten usw.) befragt und die Ergebnisse kumuliert und anonymisiert, aufgeteilt in drei Größenklassen, auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) veröffentlicht. Der Bericht wird auch an die teilnehmenden Unternehmen versandt.

Die Ergebnisse der Befragung (Abbildung 43) zeigen heuer im Vergleich zum Vorjahr ein

Steigen der Preise in den Kategorien A und C, während die Preise in der Kategorie B sanken. Die erhobenen Preise liegen in diesem Jahr über den sehr hohen Preisen im 2. Halbjahr 2008 bzw. 1. Halbjahr 2009. Der Importpreis ist ein wichtiger Einflussfaktor, welcher zumeist über eine Preisformel in den Energieliefervertrag einfließt.

Wie im Strom wurden auch die doppelten Standorte der Unternehmen bereinigt, um den Unternehmen wieder eine bessere Übersicht bei der Einnahme zu gewährleisten.

Eurostat Preisvergleich für Haushalte Strom

Im ersten Halbjahr 2013 befanden sich die österreichischen Haushaltsstrompreise (inkl. Energie, Netz, Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich im oberen Drittel. Damit lagen die Preise über dem Durchschnittspreis

- ohne Steuern und Abgaben
- mit Steuern und Abgaben
- EU-17 inkl. aller Steuern und Abgaben
- EU-28 inkl. aller Steuern und Abgaben

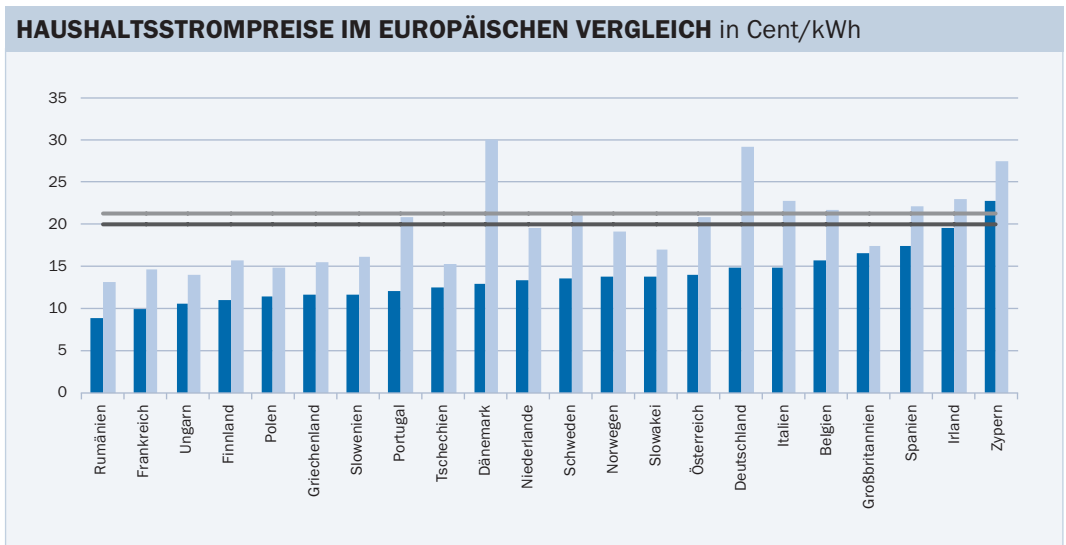


Abbildung 44
Haushaltsstrompreise (Energie und Netz) im europäischen Vergleich (1. Halbjahr 2013, 2.500–5.000 kWh/Jahr)

Quelle: Eurostat

der EU-28-Länder, aber unter dem Durchschnittspreis im Euroraum (EA17). Am teuersten war Strom inklusive aller Steuern und Abgaben in Deutschland (29,2 Cent/kWh) und Dänemark (30 Cent/kWh). Der Aufschlag auf Energie und Netz ist in Dänemark und Deutschland am größten, wo die Komponente der Steuern und Abgaben 57% bzw. 49% des Gesamtpreises ausmachen.

Der Strompreis für Haushaltskunden in den EU-28-Ländern ist in den vergangenen drei Jahren stetig gestiegen. Im Vergleich zum Vorjahr stieg der durchschnittliche Preis bei den EU-28-Ländern im ersten Halbjahr 2013 um 7%, im Euroraum um 6%.

Von den sieben näher untersuchten Ländern (Abbildung 45) ist Deutschland das einzige Land, in dem die Gesamtstromkosten für Haushalte in den letzten sechs Jahren konti-

nuierlich gestiegen sind. In Österreich waren die Preise im Juli 2013 um 17% höher als im Januar 2009.

Gas

Im ersten Halbjahr 2013 befanden sich die Haushaltsgaspreise (inkl. Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in Österreich im europäischen Vergleich im oberen Viertel und somit über den Durchschnittspreisen der EU-28-Länder und im Euroraum (Abbildung 46). Am billigsten war Gas in Rumänien und Ungarn. Die Komponente der Steuern und Abgaben ist mit 56% bzw. 47% vom Gesamtpreis in Dänemark und Rumänien am größten.

Italien hatte seit Januar 2009 die größte Gaspreissteigerung zu verzeichnen, allerdings sind die Preise im Zeitverlauf sehr volatil. Die Preise der EU-28-Länder und im Euroraum lagen im ersten Halbjahr 2013 um 5% bzw. 4%

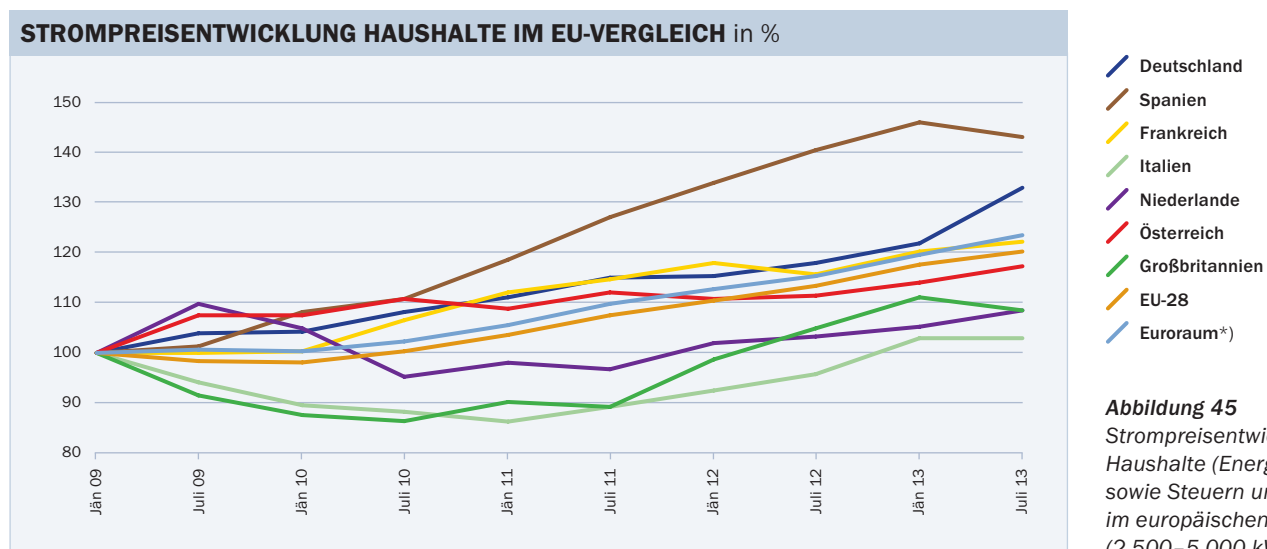


Abbildung 45
Strompreisentwicklung Haushalte (Energie, Netz sowie Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (2.500–5.000 kWh/Jahr)

*) Euroraum (EA11-2000, EA12-2006, EA13-2007, EA15-2008, EA16-2010, EA17)

Quelle: Eurostat

über jenen im Januar 2009. Die österreichischen Preise legten im selben Vergleichszeitraum etwa 25%-Punkte zu. Im Vergleich zum Vorjahr stiegen die Preise im ersten Halbjahr 2013 in allen beobachteten Ländern, am stärksten in Spanien (Abbildung 46).

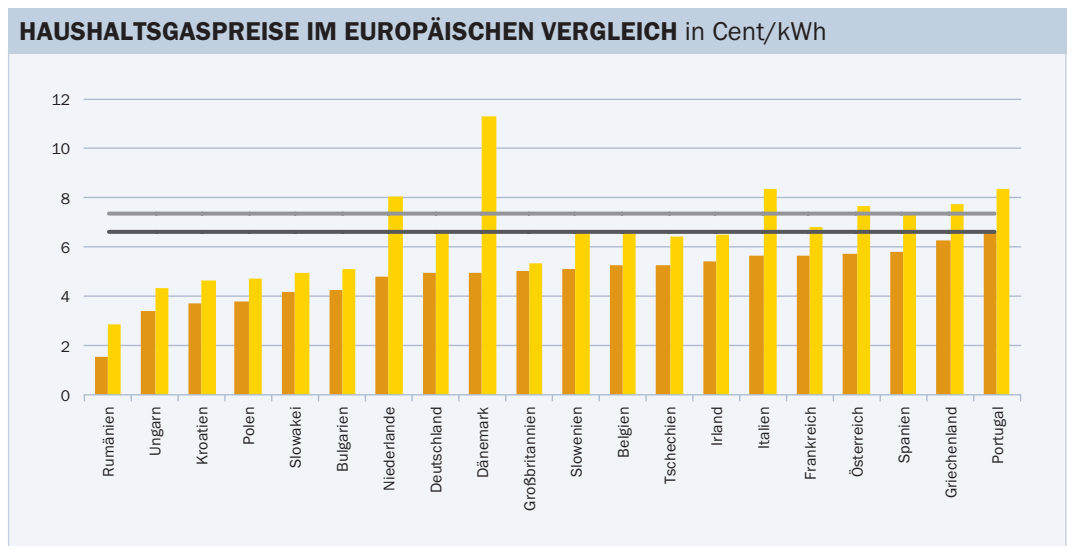


Abbildung 46
Haushaltsgaspreise (Energie, Netz) im europäischen Vergleich in Cent/kWh (1. Halbjahr 2013, D2 5.555,60–55.556 kWh/a)

Quelle: Eurostat

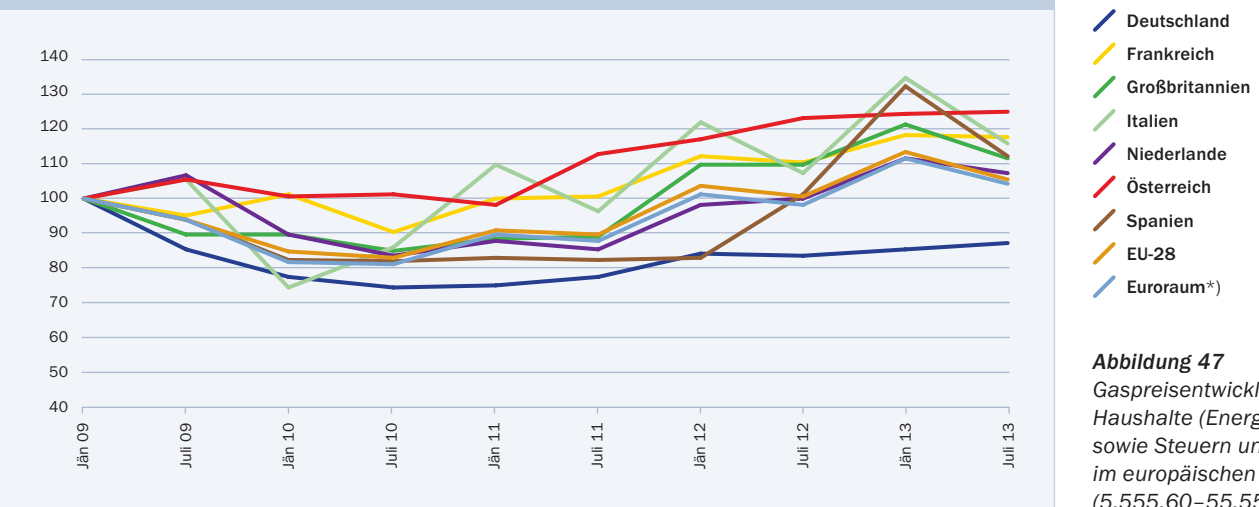
Household Energy Price Index: HEPI

Die E-Control erstellt bereits seit Januar 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-Index für Strompreise in den EU-15-Hauptstädten erreichte im Dezember

2013 116 Indexpunkte und lag somit nur einen Indexpunkt unter dem höchsten Wert, der im Januar 2013 erreicht worden war. Die Strompreise für Haushaltskunden in Wien sind dagegen mit Ausnahme des Jahres 2009 aufgrund der Senkung der Netztarife deutlich unter jenen zu Beginn der Erhebung. Im Vergleich liegen die Haushaltskunden in Wien verrechneten Preise im europäischen Mittelfeld. Der höchste Preis wird Kunden in Kopenhagen verrechnet, wo Steuern und Abgaben für 56% der Stromrechnung verantwortlich sind.

GASPREISENTWICKLUNG HAUSHALTE IM EU-VERGLEICH in %



- Deutschland
- Frankreich
- Großbritannien
- Italien
- Niederlande
- Österreich
- Spanien
- EU-28
- Euroraum*

Abbildung 47
Gaspreisentwicklung Haushalte (Energie, Netz sowie Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (5.555,60–55.556 kWh/a)

*) Euroraum (EA11-2000, EA12-2006, EA13-2007, EA15-2008, EA16-2010, EA17)

Quelle: Eurostat

HEPI STROM (HOUSEHOLD ENERGY PRICE INDEX)

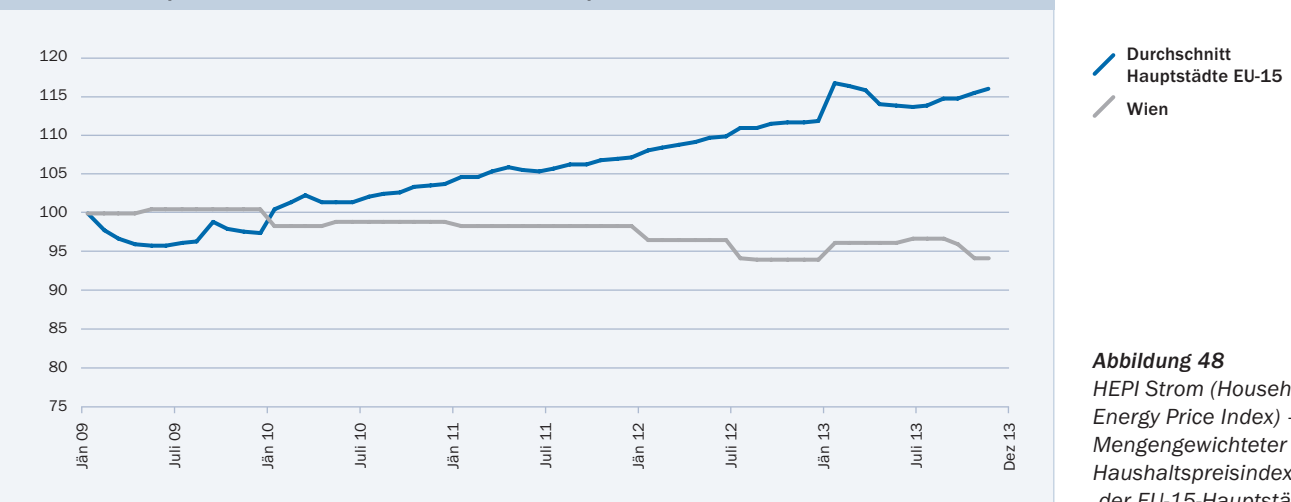


Abbildung 48
HEPI Strom (Household Energy Price Index) – Mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU-15-Hauptstädte

Quelle: E-Control

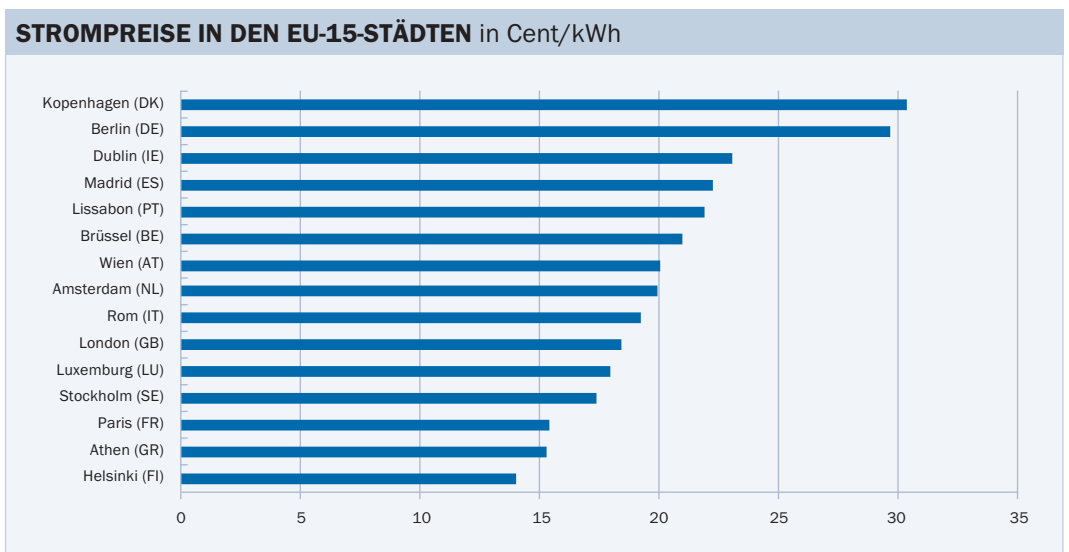


Abbildung 49
Strompreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in den EU-15-Städten in Cent/kWh, Stand Dezember 2013

Quelle: E-Control und VaasaETT

Die Gaspreise in den EU-15-Ländern lagen bis Oktober 2011 deutlich unter dem Wert von Januar 2009. Der höchste Wert wurde mit 110 Punkten im Januar 2013 erreicht, im Dezember 2013 betrug er 108 Indexpunkte. Die Gaspreise für Haushaltskunden in Wien erreichten ihren Höchststand zwischen Januar und September 2013 (105 Indexpunkte) und sanken in Folge um 2 Punkte ab.

Onlineaktivitäten

Homepage der E-Control

Das Konzept der zielgruppenorientierten Webpräsenz hat sich 2013 besonders bewährt und konnte das spürbar zugenommenen Interesse an bestimmten Themen, vor allem seitens der Zielgruppe der Konsumenten, gut bedienen. Dies belegen die konstant nied-

rigen Absprungraten von nur rund 10% im Schnitt über alle Einstiegsseiten und Tools. Die Zahl der Besuche auf der E-Control-Homepage erhöhte sich 2013 um beinahe 50% auf 1,3 Millionen. Insgesamt wurden dabei über 8 Millionen Seiten aufgerufen.

Mit rund 5 Millionen Seitenaufrufen war der Konsumentenbereich weiterhin der am häufigsten frequentierte Teil innerhalb des Webportals, gefolgt von den Bereichen für Industrie & Gewerbe sowie für die Marktteilnehmer, wobei Letzterer von einer relativ kleinen Gruppe von Besuchern dafür besonders intensiv genutzt wird. Die übrigen Seitenbesuche verteilen sich relativ gleichmäßig auf die weiteren Bereiche, wie jener für Presse, für Statistiken und Publikationen etc.

HEPI GAS (HOUSEHOLD ENERGY PRICE INDEX)

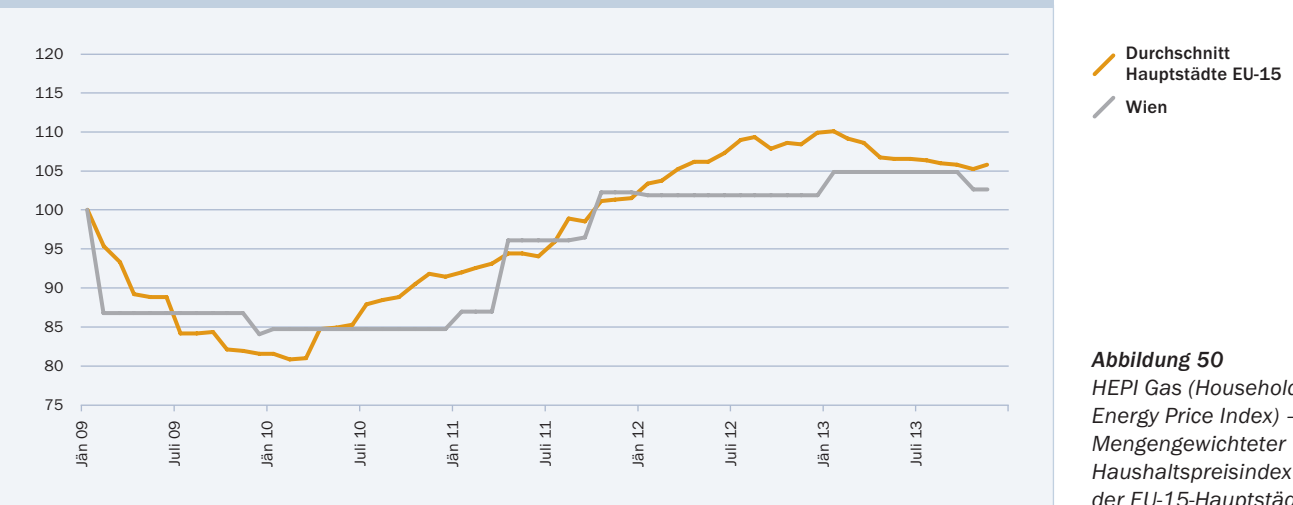


Abbildung 50
HEPI Gas (Household Energy Price Index) – Mengengewichteter Haushaltspreisindex der EU-15-Hauptstädte

Quelle: E-Control

GASPREISE IN DEN EU-15-STÄDTEN in Cent/kWh

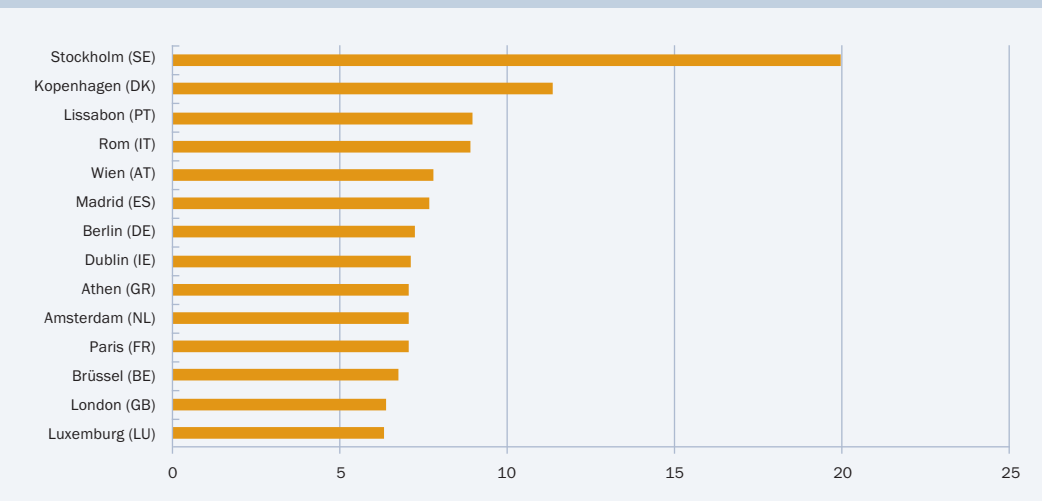


Abbildung 51
Gaspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in den EU-15-Städten in Cent/kWh, Stand Dezember 2013

Quelle: E-Control und VaasaETT

E-Control Online-Tools

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

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

Um ein Vielfaches haben sich die Besuche auf dem mobilen Tarifikalkulator, also der Smartphone-angepassten Version der Applikation, gesteigert. Mit weit über 40.000 Besuchen hat sich deren Nutzung mehr als verdreifacht. Auch das Interesse an dem 2010 eingeführten Energiespar-Check ist sehr stark gestiegen. Die Applikation, mit der Verbraucher in ihren Haushalten Energiesparpotenzial auffindig machen können, wurde fast 120.000-mal und damit fast doppelt so häufig wie im vorangegangenen Jahr besucht.

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

Die am häufigsten genutzte Online-Applikation der E-Control war auch 2013 erneut der auf Initiative des Wirtschaftsministeriums eingeführte Spritpreisrechner, wenngleich dessen Besucherzahlen, bedingt wohl durch die in 2013 im Schnitt eher gesunkenen Kraftstoffpreise, leicht rückläufig sind. Rund 4,5 Millionen Mal haben sich Autofahrer unter www.spritpreisrechner.at die günstigsten Tankstellen in ihrer Umgebung anzeigen lassen.

Ausblick: Gewerbe-Tarifikalkulator

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

Soziale Plattformen

Die E-Control hat bereits 2010 Präsenzen auf den beiden wichtigsten Sozialen Plattformen, Facebook und Twitter, eingerichtet und begonnen, sich dort als vertrauenswürdiger Netzwerkpartner für alle an Energiethemen Interessierten und aktiven User zu etablieren. Mit dem fortschreitenden Medienwandel, weg von den Massenmedien, hin zu einer Masse an Medien, bei dem die klassische One-to-Many-Kommunikation zusehends durch eine One-to-One-Kommunikation abgelöst wird, stellen diese enorm wachsenden Online-Communities einen wichtigen Kanal dar, um zukünftig Verbraucher erreichen und mit wichtigen Informationen versorgen zu können.

ENTWICKLUNG DER ONLINE-APPLIKATIONEN

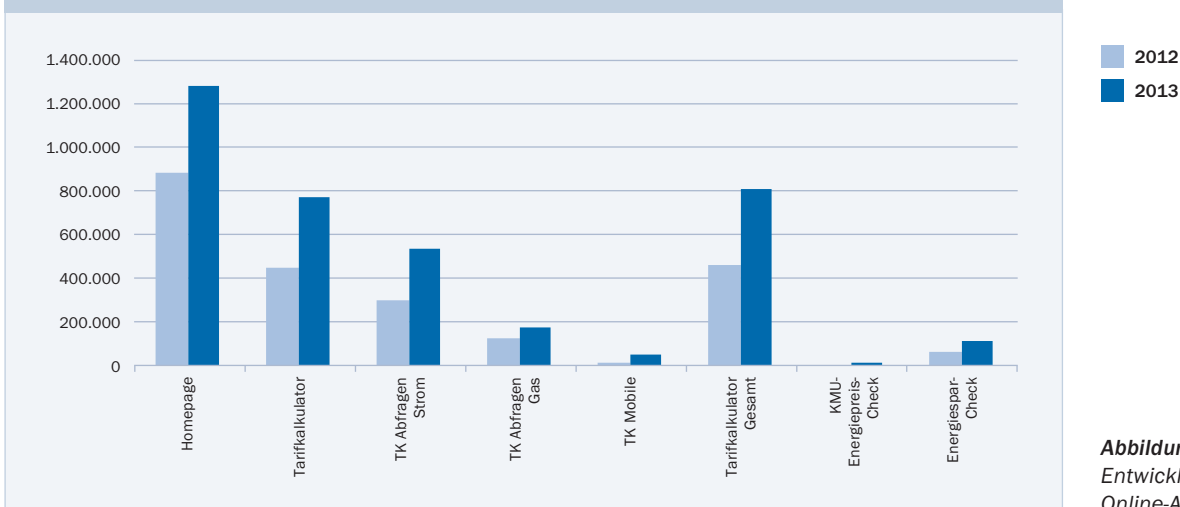


Abbildung 52
Entwicklung der
Online-Applikationen

Quelle: E-Control

Um dem persönlichen Stil dieser Kommunikationsformen Rechnung zu tragen, sind seit 2013 neben der Institution E-Control, auch die beiden Vorstände mit eigenen Profilen auf Facebook und Twitter vertreten.

Aktuell kommt die E-Control auf Facebook auf eine „Gefällt mir“-Community von rund 35.400 aktiven Usern. Die viralen Effekte berücksichtigt, erreichte die Facebook-Präsenz mit knapp 70 Millionen Kontakten eine Verbreitung, wie sie sonst nur über klassische Massenmedien hergestellt werden kann.

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 täglich ein bis zwei Nachrichten verbreitet

und die Reichweite von derzeit bereits über 700 „Followern“ sowie die Relevanz als zuverlässige Informationsquelle auf diesem Kanal weiter verstärkt.

Google

Im ersten sowie im vierten Quartal wurde durch verschiedene Maßnahmen und eine professionelle Kampagne mit höchst innovativen und effektiven Steuerungsmechanismen die Präsenz und Findbarkeit der E-Control-Angebote für Konsumenten auf der weltweit wichtigsten Internetsuchmaschine erheblich gesteigert. So werden die entsprechenden Websites der E-Control inzwischen bei nahezu allen relevanten Suchbegriffen, wie „Strom-“ oder „Gaspreis“, „Energieeffizienz“, „Energie sparen“ an erster oder zweiter Stelle in den GoogleSuch-Ergebnissen gelistet. Mit der Suchmaschinen- und Banner-gestützten Kampagne konnten über eine Viertelmillion

Menschen auf die verschiedenen Internetangebote der E-Control geführt werden.

Energiearmut

Die E-Control hat sich gemäß weiterer Aufgaben laut E-Control-Gesetz, nämlich Beiträge zur Gewährleistung des Verbraucherschutzes sowie zum Schutz benachteiligter Kunden zu liefern, verstärkt dem Thema „Energiearmut“ gewidmet.

Ein erster wichtiger Beitrag dazu war die Erarbeitung eines Papiers, welches gegenwärtige Definitions- und Messansätze von Energiearmut aus einer wissenschaftlichen Perspektive beleuchtet. Diese Arbeit wurde von einem wissenschaftlichen Beirat, bestehend aus vier Wissenschaftlern aus dem In- und Ausland, begleitet. Darüber hinaus wurde der Entwurf öffentlich konsultiert und insgesamt 11 Rückmeldungen flossen inhaltlich in die endgültige, auf der Homepage frei zugängliche Version des Papiers mit ein.

Während zu Beginn des Jahres in den Medien von ca. 220.000 Personen in Österreich die Rede war, die es sich nicht leisten können, die gesamte Wohnung angemessen warm zu halten, versuchte das Papier in einem ersten Schritt eine genauere Abgrenzung von „Energiearmut“ bereitzustellen. Neben einer Gegenüberstellung von Definitionen von Energiearmut in Europa schlägt das Papier sowohl einen neuen theoretischen als auch empirischen Zugang zu Energiearmut in Österreich vor. Insbesondere sieht der De-

initionsvorschlag eine präzise Gegenüberstellung von verfügbarem Einkommen eines Haushalts mit dessen Ausgaben für Energie vor. Im Detail lautet der Definitionsvorschlag folgendermaßen: Als energiearm sollen jene Haushalte gelten, die über ein Einkommen unter der Armutsgefährdungsschwelle verfügen und gleichzeitig überdurchschnittlich hohe Energiekosten zu begleichen haben. Bei der Erfassung des verfügbaren Einkommens soll die Haushaltsgröße und -struktur Berücksichtigung finden, sowie der Aufwand für Wohnen in Abzug gebracht werden. Als überdurchschnittlich hoch sollen Energieausgaben dann angesehen werden, wenn diese spürbar über den Medianausgaben für Energie aller Haushalte – als Schwellenwert werden 140% der Medianausgaben vorgeschlagen – liegen. Beide Elemente beziehen sich auf Forderungen im internationalen Diskurs zu Energiearmut, wo glaubwürdig argumentiert wird, dass es aufgrund der Größe und Zusammensetzung eines Haushaltes zu Einsparungen bei Energie kommen kann, als auch dass Wohnungskosten vorweg abzuziehen sind, da sie zum Großteil keinen frei verfügbaren Teil des Einkommens darstellen.

Über den Vorschlag zur präzisen Definition von Energiearmut hinaus stellt das Papier einige Indikatoren zur Messung von Energiearmut in Österreich vor. Neben dem Einkommen, Wohnaufwand und den Energieausgaben sollen insbesondere auch subjektive Faktoren eine Rolle dabei spielen, das Phänomen Energiearmut vollständig abbilden zu kön-

nen. So stellen die gefühlte Belastung durch Energieausgaben sowie gefühlte und erlebte Zahlungsschwierigkeiten weitere wichtige Komponenten für Energiearmut aus Sicht der Haushalte dar.

Neben der Erarbeitung der Definition und Messung von Energiearmut hat die E-Control eine Reihe von Gesprächen mit karitativen Vereinen, Sozial- und Umweltberatungen, dem Magistratsamt 40 der Stadt Wien, dem Bundesministerium für Arbeit, Soziales und Konsumentenschutz und anderen Organisationen geführt, um das Phänomen Energiearmut besser zu verstehen. Die Ergebnisse dieser Einzel- und Gruppengespräche sind sowohl in das Papier als auch die gesamte Arbeit zum Thema Energiearmut eingeflossen. Insbesondere haben diese Gespräche die Komplexität von Energiearmut aufgezeigt. Es handelt sich um ein vielschichtiges Phänomen mit einer Vielzahl von Ursachen, insbesondere auch um den Umstand, dass Energiearmut schwer von Einkommensarmut zu trennen sei und besonders auch oftmals gemeinsam mit anderen gravierenden Belastungen gesundheitlicher und/oder wirtschaftlicher Art in den betroffenen Haushalten erlebt wird.

Abschließend hat die E-Control noch eine österreichweit repräsentative Bevölkerungsumfrage zu Belastungen durch Energieausgaben unter einkommensschwachen Haushalten in Auftrag gegeben. Dazu wurden 931 der einkommensschwächsten Haushalte zu deren Einkommen, Wohnaufwand, Energieausga-

ben und subjektivem Erleben von energie-relevanten Ereignissen befragt.

Die Ergebnisse der Studie wurden, genauso wie die gesamte Arbeit zum Thema Energiearmut, am 14. November 2013 von der E-Control im Rahmen der Fachtagung „Armutsfalle Energie? Fakten zur Energiearmut in Österreich und mögliche Maßnahmen“ präsentiert, zu der auch Vortragende von aktuellen Projekten gegen Energiearmut eingeladen wurden. Insbesondere verweist die Bevölkerungsumfrage auf den Umstand, dass subjektives Empfinden von starken Belastungen durch Energieausgaben sowie tatsächlich überdurchschnittlich hohe Energieausgaben nicht unbedingt einhergehen müssen. Der Definition von Energiearmut der E-Control folgend sind auch – statistisch gesehen – etwas andere Bevölkerungsgruppen von Energiearmut betroffen als bis dato angenommen worden ist. Abgeschlossen wurde die Fachtagung mit einer Gruppendiskussion, an welcher zum ersten Mal Akteure aller sich mit Energiearmut befassenden Organisationen – Sozial- und Energieberater, Politik, Energieversorgungsunternehmen, Wissenschaft und die E-Control – teilnahmen und die Bemühungen der E-Control als sehr willkommen, notwendig und zukunftsweisend kommentierten. Insbesondere zeigte sich ein Konsens rund um die Notwendigkeit, Energiearmut nachhaltig zu bekämpfen. Anstatt ein- oder mehrmalige Geldleistungen an betroffene Haushalte, Stichwort Heizkostenzuschuss, versprechen langfristige kleine und größere Investitionen in die Energieeffizienz der betroffenen Häuser und Wohnun-

gen, aber auch Energieberatung und Anreize zu Verhaltensänderungen weitaus mehr Erfolg, da den Ursachen des Phänomens auf den Grund gegangen werden kann, anstatt die Auswirkungen kurzfristig abzufedern.

Messen

Auch 2013 stand die E-Control bei Messen interessierten Konsumenten für alle Fragen zu Strom und Gas zur Verfügung. Dabei wurden unter anderem Informationen zum Lieferantenwechsel geboten, mit Hilfe des Tarifikalkulators Vergleichsangebote erstellt, Energierechnungen erläutert und vieles mehr.

Im Jahr 2013 war die E-Control auf folgenden Messen vertreten:

- > Häuslbauermesse
24.–27.1.2013 in Graz
- > Häuslbauermesse
1.–3.2.2013 in Klagenfurt
- > Bauen + Wohnen
7.–10.2.2013 in Salzburg
- > Bauen & Energie
21.–24.2.2013 in Wien
- > Energiesparmesse
27.2.–3.3.2013 in Wels
- > Energie & Sparen West
26.–28.4.2013 in Innsbruck
- > Messe Wieselburg
27.–29.9.2013 in Wieselburg

Gemeindeberatungen

Die E-Control führt Energieberatungsgespräche in österreichischen Gemeinden durch, um den Bürgern ihre Rechte im liberalisier-

ten Strom- und Gasmarkt näherzubringen. Im Frühjahr und Herbst 2013 wurden insgesamt 123 Gemeinden in acht Bundesländern beraten. Die Bürger erhalten im Rahmen eines persönlichen Gesprächs mit den Spezialisten der E-Control umfassende Antworten auf ihre Fragen, wie zum Beispiel Informationen über die möglichen Einsparungen durch einen Wechsel des Strom- oder Gaslieferanten, Erklärungen zu ihren Energierechnungen oder die Arbeit der E-Control. Als zentraler Ansprechpartner für die Konsumenten stellt die E-Control ihre verschiedenen Services wie Homepage, Tarifikalkulator, Energie-Hotline, Energiepreis-Check und Streitschlichtung zur Verfügung, die die Konsumenten unterstützen sollen. Die wichtigsten Themen für die Gemeindebürger sind neben der Möglichkeit eines Lieferantenwechsels und dadurch entstehende Einsparungen die Überprüfung und Erklärung der Energierechnung.

Seniorenberatungen

Im Zeitraum Oktober bis Dezember 2013 fanden sieben Beratungstermine für Senioren statt. Anders als bei den Gemeindeberatungen werden hier Informationen über die Tätigkeit der E-Control und ihre verschiedenen Services speziell für Konsumenten in einem Fachvortrag übermittelt. Die Teilnehmer sollen danach in der Lage sein, diese Informationen auch selbst an Dritte weiterzugeben. Im Anschluss an den Vortrag stehen die Experten der E-Control auch für persönliche Beratungsgespräche zur Verfügung.

Monitoring der Kommunikationskanäle (inkl. Hotline)

Die E-Control-Hotline

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

Von Januar bis Dezember 2013 wurden insgesamt 7.546 Anrufe von der Energie-Hotline bearbeitet. Im Vergleich zum Vorjahr gingen um 18,4% mehr Anrufe bei der Hotline ein. Gründe dafür sind unter anderem die durchwegs hohe Medienpräsenz der E-Control sowie die stärkere Bewerbung von Aktionsangeboten (z.B. durch Einzelhändler), die viele Konsumenten zum Anlass nahmen, um sich genauer zu informieren. Lässt man das Ausreißerjahr 2011 außer Acht (9.566 bearbeitete Anrufe), das durch den Onlinegang des Spritpreisrechners zu erklären ist, klettern die Anruferzahlen im Jahr 2013 wieder auf ein ähnliches Niveau wie 2010 (7.715 bearbeitete Anrufe) und steigen im Vergleich zu 2012 (6.373 bearbeitete Anrufe) merklich an.

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. Im Jahr 2013 gingen deutlich mehr schriftliche Anfragen ein als 2012 (insgesamt 1.413, 2012 waren es 749) und wurden so rasch wie möglich telefonisch oder schriftlich beantwortet.

Wichtige Themen

Die häufigsten Gründe für einen Anruf oder eine schriftliche Anfrage bei der Energie-Hotline 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 Uhr erreichbar. Sollten Konsumenten jedoch trotzdem außerhalb der Öffnungszeiten anrufen, erreichen sie einen Anrufbeantworter und haben die Möglichkeit, eine Nachricht und ihre Telefonnummer zu hinterlassen, woraufhin sie verlässlich am folgenden Arbeitstag zurückgerufen werden.

TÄTIGKEIT DER STREITSCHLICHTUNGSSTELLE

Allgemeines

Im vorliegenden Berichtsjahr haben wieder viele Strom- und Gaskunden die Services der Schlichtungsstelle zur Lösung ihrer Anfragen und Beschwerden bei Strom- und Gasunternehmen in Anspruch genommen. Neben der Durchführung von Streitschlichtungsverfahren gemäß § 26 Energie-Control-Gesetz (insbesondere Streitigkeiten aus der Abrechnung von Strom- und Erdgaslieferungen) 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. Die Informations- und Aufklärungstätigkeit nimmt einen immer größer werdenden (zeitlichen) Stellenwert in der Tätigkeit der Schlichtungsstelle ein. Die mannigfachen im Berichtsjahr in Kraft getretenen neuen gesetzlichen Bestimmungen brachten einen massiven Anstieg der (vor allem auch telefonisch genutzten) Beratungsleistungen der Schlichtungsstelle mit sich. Als Gründe für den steigenden Beratungs- und Informationsbedarf seien an dieser Stelle die neuen Regelungen zur Grundversorgung und der Live-Gang der Wechselpattform im Oktober 2013 genannt.

Im Rahmen der reinen Schlichtungstätigkeit setzt sich der Trend fort, dass es gar nicht so sehr um unrichtige Rechnungen oder sonstige Fehlleistungen der Unternehmen, sondern um die fehlende Aufklärungs- und Informationsarbeit an den Kundeninformationsstellen

bei den Lieferanten und Netzbetreibern geht. Erfahrungsgemäß versucht immer noch ein großer Teil der Kunden, Beschwerden vorweg mit den Unternehmen direkt zu lösen. Hier zeigt sich in vielen Fällen ein großes Informationsdefizit bei den Mitarbeitern der Callcenter, welche vor allem über neue gesetzliche Bestimmungen zu spät bzw. unzureichend informiert werden. Ein Teil der Schlichtungsanfragen könnte vermieden werden, wenn Kunden bereits bei ihrem Lösungsversuch mit dem Unternehmen mit richtigen und fachkundigen Auskünften versorgt werden würden. In vielen Fällen übernimmt die Schlichtungsstelle die Aufgabe, den verloren gegangenen Kontakt zwischen Kunden und Unternehmen wieder herzustellen und so Fragen zur Zufriedenheit der Kunden zu klären. Die Schlichtungsstelle hilft dem Kunden, sein Recht auf transparente und verständliche Information einzufordern.

Bei der Bearbeitung von Beschwerden, wo die Schlichtungsstelle die betroffenen Unternehmen um Stellungnahme ersucht, musste festgestellt werden, dass sich sowohl die zeitliche Disziplin als auch die Qualität der Fragenbeantwortung bei einigen Unternehmen verschlechtert hat. Bedauerlich im Sinne der Kunden ist diese Entwicklung vor allem bei Beschwerden über bevorstehende bzw. bereits durchgeführte Abschaltungen, wo der zeitliche Faktor für eine rasche Wiederinbetriebnahme der Anlage von entscheidender Bedeutung ist.

Damit die Schlichtungsstelle tätig wird, reicht ein formloser, aber schriftlicher Streitschlichtungsantrag (per Post, Fax oder in elektroni-

scher Form), der kurz das bisher Geschehene beschreibt und in der Beilage alle relevanten Unterlagen enthält. Eine Beschwerde über Vorfälle, welche sich länger als vier Jahre vor dem Zeitpunkt der Anrufung der Schlichtungsstelle zugetragen haben, 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 wur-

de oder die bereits Gegenstand eines Streitschlichtungsverfahrens waren.

Nach genauer Überprüfung der eingegangenen Anfragen 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 2013

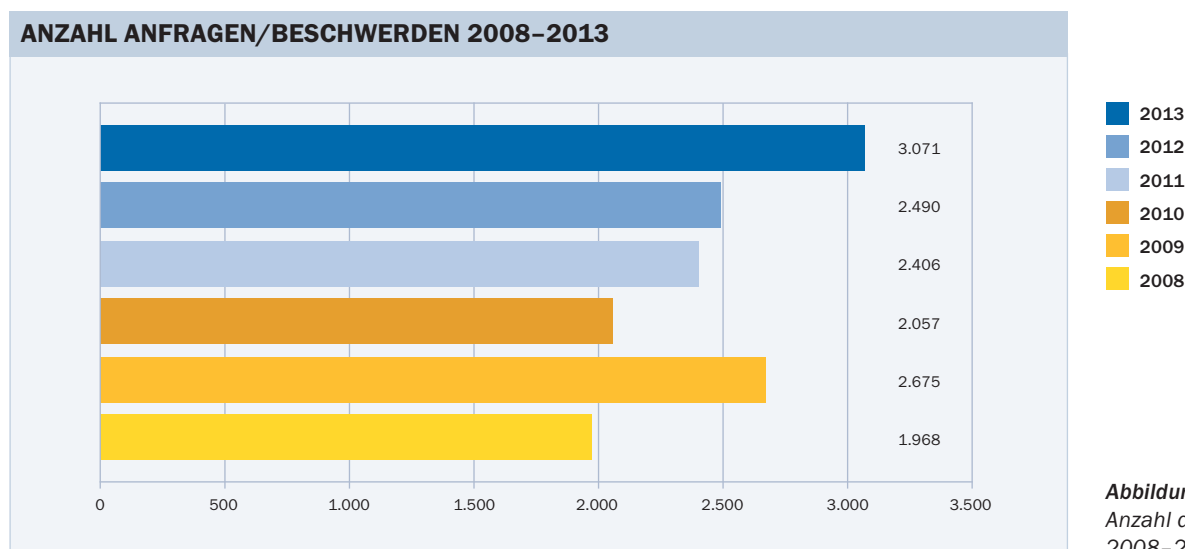


Abbildung 53
Anzahl der Anfragen
2008-2013

Quelle: E-Control

Im Berichtszeitraum 1. Jänner 2013 bis 31. Dezember 2013 wurden insgesamt 3.071 schriftliche Anfragen an die Schlichtungsstelle gestellt. Die Anzahl der Strom- und Gas-kunden, die sich mit dem Ersuchen um Hilfestellung an die Schlichtungsstelle gewandt

haben, ist damit im Vergleich zum Vorjahr um rund 23% gestiegen. Im Gegensatz zum Vorjahr ist im Berichtsjahr kein neuer Anbieter öffentlichkeitswirksam in den Markt eingetreten, was erfahrungsgemäß zu einer erhöhten Anzahl der Anfragen und Beschwerden

geführt hätte. Wie bereits oben erwähnt, hat sich der Beratungs- und Informationssaufwand aber durch viele neue gesetzliche Bestimmungen erhöht.

Von den gesamten 3.071 Anfragen erreichten die Schlichtungsstelle 331 auf postalischem Wege (Post oder Fax), 2.553 auf elektronischem Wege (E-Mail-Adresse schlichtungsstelle@e-control.at oder office@e-control.at) oder über direkte Anfragen über unsere Homepage. 187 Anfragen ergaben sich aus der Weiterbetreuung von Problemstellungen, die von der E-Control-internen Energie-Hotline an die Schlichtungsstelle zur Bearbeitung weitergeleitet worden waren. Auch wenn die elektronische Kontaktaufnahme mit der Schlichtungsstelle von Jahr zu Jahr zunimmt, wenden sich pro Jahr mehr oder weniger gleichbleibend zwischen 10 und 12% der Konsumenten in Briefform oder per Fax an die Schlichtungsstelle.

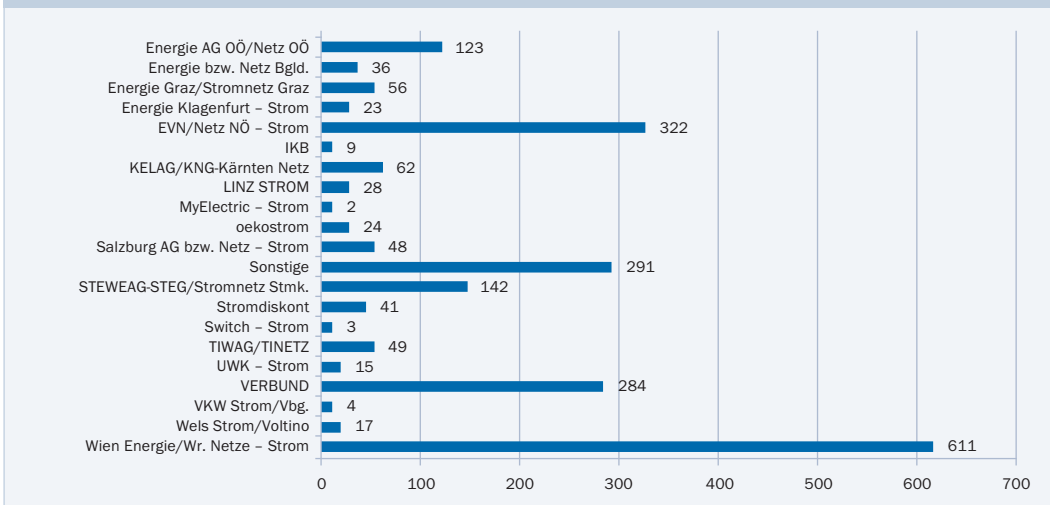
Die Aufteilung der Gesamtanfragen mit 70% Strom und 30% Gas war im Vergleich zum Vorjahr gleichbleibend.

Bei den folgenden beiden Grafiken über die Anzahl der Anfragen je Unternehmen werden Anfragen des jeweiligen Netzbetreibers und des Local-player-Energielieferanten deshalb zusammengefasst, weil bei rund 65% der Anfragen und Beschwerden eine gemeinsame Rechnung für Netz und Energie Grundlage der Anfrage ist.

Es ist nach wie vor so, dass die Services der E-Control in den östlichen Bundesländern bekannter sind als in den westlichen. Darüber hinaus lebt natürlich in Ostösterreich eine größere Anzahl von Menschen als in Westösterreich. Demgemäß stehen bei der Anzahl der Anfragen bezüglich Strom Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG/Wiener Netze GmbH mit 611 Anfragen an erster Stelle, gefolgt von EVN Energievertrieb GmbH & Co KG/Netz Niederösterreich GmbH mit 322 Anfragen. Verbund AG als größter alternativer Stromanbieter beschäftigte die Schlichtungsstelle mit 284 Kundeneingaben und Netz Oberösterreich GmbH/Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH mit 123 Anfragen.

Auch bei der Anzahl der Anfragen bezüglich Gasunternehmen zeigt sich ein direkter Zusammenhang zwischen der Anzahl der Gesamtkunden und der Anzahl der Anfragen bei der Schlichtungsstelle. So sorgen die zwei größten Gasversorger bzw. Netzbetreiber Wiener Netze GmbH/Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG bzw. Netz Niederösterreich GmbH/EVN Energievertrieb GmbH & Co KG auch für die häufigsten Anfragen bei der Schlichtungsstelle. Darüber hinaus blieb die Anzahl der Anfragen und Beschwerden des seit 2011 neu am Gasmarkt anbietenden Energielieferanten Goldgas GmbH auch im Berichtsjahr hoch.

ANZAHL ANFRAGEN/BESCHWERDEN NACH STROMUNTERNEHMEN

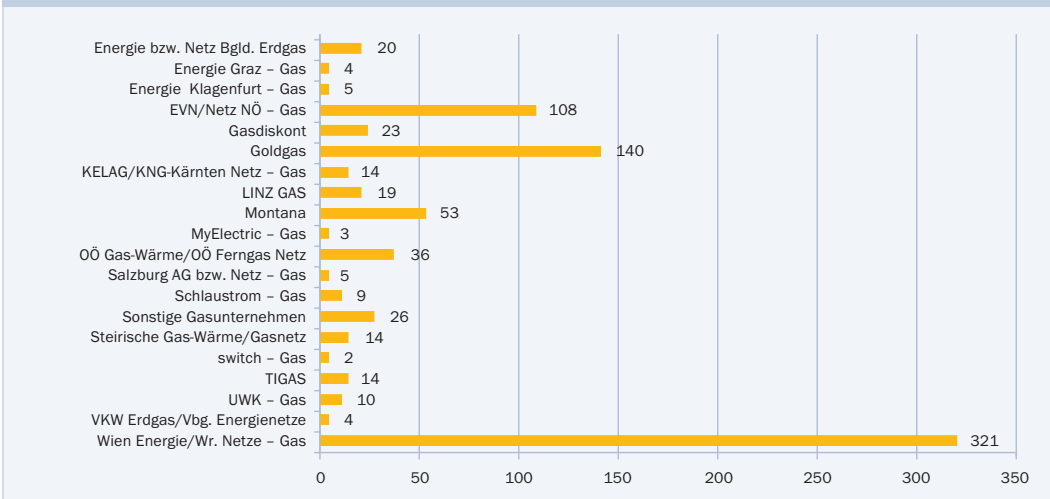


■ Anzahl

Abbildung 54
Anzahl der Anfragen/
Beschwerden nach
Stromunternehmen

Quelle: E-Control

ANZAHL ANFRAGEN/BESCHWERDEN NACH GASUNTERNEHMEN



■ Anzahl

Abbildung 55
Anzahl der Anfragen/
Beschwerden nach
Gasunternehmen

Quelle: E-Control

Themen der Streitschlichtungsstelle 2013

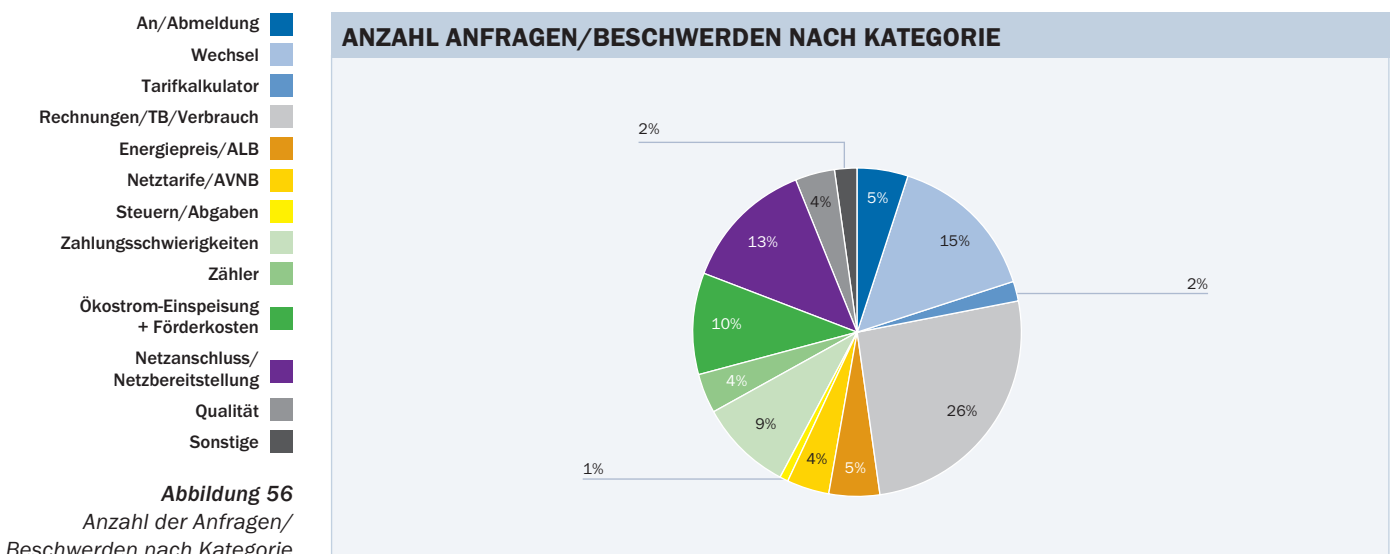


Abbildung 56
Anzahl der Anfragen/
Beschwerden nach Kategorie

Quelle: E-Control

Die Themen der bei der Schlichtungsstelle einlangenden Anfragen und Beschwerden sind auch im Berichtsjahr im Vergleich zu den Vorjahren mehr oder weniger gleichgeblieben.

Die Anfragen zu Verbrauchsmenge und den Teilbetragsberechnungen stellten im Berichtsjahr den größten Anteil an der Gesamtzahl der Beschwerden und Anfragen dar, gefolgt von Anfragen zum Lieferantenwechsel, Zahlungsschwierigkeiten (Abschaltungen, Mahnungen, Inkasso) und Problemen mit den Kosten für die Herstellung und/oder Erweiterung von Netzanschlüssen und Netzbereitstellungsentgelt.

An- und Abmeldungen und Wechselprozess
Bis zum 1. Oktober 2013 gab es die ohnehin schon seit mehreren Jahren bekannten allge-

meinen Beschwerden zur Dauer des Wechselprozesses und zur rechnerischen Ermittlung der Zählerstände beim Wechsel.

Nach mehrmaligen Verschiebungen wird der Wechselprozess ab 1. Oktober 2013 nun über die neue Wechselplattform abgewickelt. In der Umstellungsphase kam es allerdings zu diversen Problemen. Insbesondere beschwerten sich Kunden, dass sie im Zuge des Neuanmeldeprozesses abgeschaltet wurden. Die Gründe für die Anfangsschwierigkeiten lagen zum einen in der unterschiedlichen Interpretation von einzelnen Bestimmungen in der Wechselverordnung Strom und Gas durch Netzbetreiber und Lieferanten. Zum anderen gab es aber auch Kommunikationsschwierigkeiten zwischen Netzbetreibern und alternativen Lieferanten. Einige Netzbetreiber

vertraten sogar den Standpunkt, dass die Möglichkeit einer telefonischen Erreichbarkeit des Wechselmanagements nicht mehr erforderlich sei, weil der Neuanmeldeprozess ja ohnehin vollautomatisch ablaufen müsse. Im Zusammenhang mit einer nicht optimalen Datenlage konnten aber viele Neuanlagen nicht identifiziert werden, sodass Bezugsanlagen trotz vorliegender Lieferverträge und der versuchten Neuanmeldung durch alternative Lieferanten vom Netz genommen wurden.

In Gesprächen zwischen E-Control und Netzbetreibern sowie Lieferanten zum Jahresende konnten insbesondere unterschiedliche Sichtweisen von einzelnen Bestimmungen in den Wechselverordnungen aufgeklärt werden. Offengebliebene Punkte sollen in einer Novelle der Wechselverordnungen, welche ja aufgrund der gesetzlichen Bestimmung zum Online-Wechsel ohnehin erforderlich ist, erfolgen.

Teilbetragsberechnungen nach Lieferantenwechsel

Zur Jahresmitte beschwerten sich vermehrt Kunden, weil ihnen nach dem Lieferantenwechsel ein wesentlich höherer Teilbetrag als vor dem Wechsel in Rechnung gestellt wurde. Gleichzeitig wandten sich auch alternative Gaslieferanten mit der Vermutung an die E-Control, dass von den Netzbetreibern im Zuge des Wechsels im Vergleich zum Vorjahresverbrauch unrealistisch hohe Verbrauchswerte übermittelt werden würden. Auf dieser Basis an Kunden vorgeschriebene Teilbeträge würden zu anhaltenden Kundenbeschwerden führen, wobei hier der Eindruck entstünde, dass der Kunde für den Lieferantenwechsel bestraft werden sollte. E-Control hat diese

Kunden- und Unternehmensbeschwerden in einem Verfahren gegen die betroffenen Netzbetreiber untersucht. Das Verfahren wurde mit der Aufforderung, sich künftig an die Bestimmungen zur Übermittlung von Jahresverbrauchswerten laut Wechselverordnung Strom und Gas zu halten, eingestellt. Ab diesem Zeitpunkt haben sich auch die Kundenbeschwerden bei der Schlichtungsstelle zu diesem Thema wieder verringert.

Dauerbrenner Verbrauchs- und Rechnungshöhe

Die Rechnungsüberprüfung ist ein allgemein sehr beliebtes Kundenservice der E-Control. Nicht zuletzt aufgrund der mannigfachen 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 war meistens ein im Vergleich zum Vorjahr wesentlicher 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.

Bei mittlerweile rund einem Drittel der Beschwerden zu Rechnungen ging es um Nachverrechnungen. Gründe für Nachverrechnungen sind rechnerisch zu niedrig ermittelte Zählerstände, weil etwa der Zutritt zur Kundenanlage nicht möglich war oder weil der Kunde (für den Netzbetreiber angeblich unplausible) Zählerstände gemeldet hatte. Bei manchen Netzbetreibern ist die Plausibilitätsprüfung so eingestellt, dass der Verbrauch anhand des Verbrauches des Vormieters geprüft wird. Verbraucht der Nachmieter beispielsweise viel mehr Energie als der Vermieter, 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 drei Jahren ab dem Zeitpunkt, wo die Energie tatsächlich verbraucht wurde, sodass diese Forderung auch noch nicht verjährt ist.

Berechnung Teilbetragshöhe noch immer intransparent

Neben Verbrauchssteigerungen stellt die Teilbetragsberechnung im Rahmen der normalen Jahresabrechnung ein Dauerthema bei den Beschwerden der Schlichtungsstelle dar. Es ist nach wie vor so, dass bei der Teilbetragsberechnung in erster Linie wohl seitens der Netzbetreiber (welche ja für die Verbrauchsfeststellung zuständig sind) teilweise im Vergleich zum Vorjahr wesentlich höhere Teilbe-

träge vorgeschrieben werden, obwohl sich am Verbrauchsverhalten des Kunden nichts geändert hat. Eine Reduktion der Teilbetragshöhe auf Kundenwunsch ist im Normalfall immer problemlos möglich; trotzdem ist es unverständlich, warum erst eine Kundenreaktion erforderlich ist, damit ein plausibler Teilbetrag zur Verrechnung kommt. Eine Verbesserung für die Kunden sollte sich durch die neue gesetzliche Bestimmung, wonach die der Teilbetragsberechnung zugrundeliegende Verbrauchsmenge in kWh dem Kunden auf dessen Wunsch schriftlich oder elektronisch mitzuteilen ist, ergeben. Durch diese Information kann der Kunde zukünftig überprüfen, ob im Vergleich zur letzten Jahresabrechnung ein höherer Verbrauch angenommen wurde oder nicht.

Aus Sicht der Schlichtungsstelle wäre auf jeden Fall wünschenswert, wenn die Verbrauchsmenge, auf deren Basis der Teilbetrag errechnet wird, auf der Jahresabrechnung angegeben werden würde. Auf der Musterrechnung der E-Control ist diese Verbrauchsmengeninformation bereits angegeben.

Energiepreise

Die Anfragen rund um die Energiepreise sind im Berichtsjahr im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Bei den Strom- und Gaslieferanten gab es kaum Preiserhöhungen. Aufklärungsbedarf besteht aber immer öfter bei der Verrechnung von gewährten Rabatten. Oftmals sind die Bedingungen für Rabatte und Boni in den Vertragsbedingungen nur ungenügend geregelt, sodass erst anlässlich der Rechnungslegung überprüft werden muss, zu welchen genauen Bedingungen der Rabatt eigentlich gewährt wurde.

Grundversorgung – erste Erfahrungen

Gemäß § 77 EIWOG 2010 und § 124 GWG 2010 sind Lieferanten – und nach einer Klarstellung im Gesetz nun auch Netzbetreiber – verpflichtet, Verbraucher im Sinne des § 1 Abs. 1 Z 2 KSchG, die sich auf die Grundversorgung berufen, unabhängig von Altschulden zum Normaltarif zu versorgen. Als Bedingung für die Aufnahme der Belieferung im Rahmen der Grundversorgung darf vom Lieferanten und vom Netzbetreiber eine Vorauszahlung in Höhe von maximal einer Teilbetragszahlung für einen Monat verlangt werden.

Die Befassung der Schlichtungsstelle mit Grundversorgungsfragen erfolgte in den meisten Fällen durch telefonische Kontaktaufnahme. Kunden informierten sich im Rahmen einer bereits erfolgten oder kurz bevorstehenden Abschaltung über die Möglichkeiten, trotz vorhandener Zahlungsschwierigkeiten Strom bzw. Gas beziehen zu können.

Die Schlichtungsstelle empfahl anfragenden Kunden in diesen Fällen, sich in schriftlicher Form gegenüber dem Energielieferanten und dem Netzbetreiber auf die Grundversorgung zu berufen und die Bereitschaft zur Leistung der Vorauszahlung für einen Monat zu erklären. Als Hilfestellung übermittelte die Schlichtungsstelle diesen Strom- und Gaskunden einen schriftlichen Textvorschlag für die Berufung auf die Grundversorgung. Schriftliche Rückmeldungen, ob die Berufung auf die Grundversorgung erfolgreich war oder ob eine andere Lösung gefunden werden konnte, gab es leider nur sehr wenige. Wie jedoch aus den vereinzelt Rückmeldungen zu entnehmen ist, dürfte sich der Informationsstand der Netzbetreibermitarbeiter zum The-

ma Grundversorgung in den Außenstellen insofern verbessert haben, als die gesetzlichen Bestimmungen zur Grundversorgung in der Zwischenzeit zumindest bekannt sind und nicht von vornherein versucht wird, Kunden mit ihren Anliegen abzuwimmeln. Unterschiede bei den Netzbetreibern dürfte es noch dahingehend geben, wie formalistisch man bei der Berufung auf die Grundversorgung vorgeht. Während bei einigen Netzbetreibern die persönliche Vorsprache mit der Bereitschaft zur Bezahlung eines Teilbetrages ausreicht, verlangen andere jedenfalls die schriftliche Berufung auf die Grundversorgung. Der Grad der Formalität spielt bei der Wiedereinschaltung der Anlage eine große Rolle, weil es ja darum geht, möglichst rasch wieder Strom bzw. Gas beziehen zu können.

Darüber hinaus kann aus den telefonischen Kontakten zur Grundversorgung der Eindruck gewonnen werden, dass sich auf die Grundversorgung vorwiegend jene Kunden berufen, wo die rückständigen Forderungen bereits so hoch sind, dass eine Lösung über eine Ratenvereinbarung kaum mehr möglich erscheint und damit die Grundversorgung eine Chance bietet, eben nicht unmittelbar vom Netz genommen zu werden. Über die Schritte, welche Unternehmen zur Eintreibung der Altforderungen setzen, liegen leider noch keine Erfahrungswerte vor.

Abschaltung

Die Zahl der Anfragen zu Abschaltungen war im Berichtsjahr generell hoch. Das lag unter anderem auch daran, dass im Zuge der Durchführung der Neuanmeldungen über die neue Wechselplattform Bestimmungen in der Wechselverordnung von den beteiligten Netz-

betreibern und Lieferanten unterschiedlich ausgelegt wurden. Gegen Ende des Berichtsjahres konnten die diesbezüglichen Fragen durch diverse Gesprächsrunden zwischen Behörde, Netzbetreibern und Lieferanten aber gelöst werden.

Wie schon im Vorjahr berichtet, hat sich mit den verbesserten Regelungen des qualifizierten Mahnverfahrens und der Grundversorgung im neuen EIWOG 2010 und GWG 2011 die Position der Strom- und Gaskunden wesentlich verbessert. Die Möglichkeit der Berufung auf die Grundversorgung unabhängig von der Höhe der Altschulden bietet Strom- und Gaskunden, die von einer Abschaltung bedroht sind, die Möglichkeit, den Energiebezug rasch und (je nach Netzbetreiber) auch mehr oder weniger unbürokratisch aufrechtzuerhalten bzw. wiederherzustellen. Durch die gesetzliche Verpflichtung zur zweimaligen Mahnung vor der Abschaltung einer Anlage, wobei die letzte Mahnung mittels eingeschriebenen Briefs zu erfolgen hat, werden zumindest unangekündigte Strom- und Gasabschaltungen verhindert.

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 verstärkt fortgesetzt. Alleine im Netzbereich Niederösterreich wurden 25 Streitschlichtungsverfahren wegen Anschluss

bzw. Erweiterungen von Photovoltaikanlagen geführt. Näheres siehe bei den Unternehmensberichten zur Netz Niederösterreich GmbH. Den zweiten großen Themenblock neben den PV-Anlagen bilden die Anfragen zur Nachverrechnung von Netzbereitstellungsentgelt im Netzbereich Wien.

Nähere Informationen über die Zusammenarbeit der Schlichtungsstelle mit den Unternehmen, welche von der größten Anzahl der Kundenanfragen betroffen sind, finden Sie in den folgenden Unternehmensberichten.

Unternehmensberichte

Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG/Wiener Netze GmbH

Im Berichtsjahr haben sich 932 Kunden des Netzbetreibers Wiener Netze GmbH und Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG an die Schlichtungsstelle gewandt.

Die Zusammenarbeit war im Berichtsjahr geprägt von einigen Unsicherheiten, wer im Wien Energie Konzern für die Beantwortung der Schlichtungsanfragen zuständig ist. War bislang Wien Energie GmbH auftrags des Netzbetreibers und Energielieferanten für die Anfragebeantwortung zuständig, so wurde mit Gründung der Wiener Netze GmbH dort ein eigenes Beschwerdemanagement eingerichtet, sodass Netzfragen nun teilweise von den Wiener Netzen direkt beantwortet werden.

Themen

Die Themen der Anfragen haben sich im Berichtsjahr nicht wesentlich geändert.

Dauerthema Nummer eins ist und bleibt die Nachverrechnung von Gas- bzw. Stromverbrauchsmengen. Hier zeigt sich, dass die Feststellung der Jahresverbrauchswerte nach wie vor oft durch rechnerische Ermittlung erfolgt, sei es, weil der Zutritt zur Kundenanlage nicht möglich ist oder weil ein Ableseversuch generell nur alle drei Jahre erfolgt. Darüber hinaus werden vom Kunden im Rahmen der Selbstablesekarte übermittelte Zählerstände nicht für die Rechnungslegung herangezogen, weil die Werte die interne Plausibilitätsprüfung nicht bestehen. 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.

Aus den schon seit Jahren bestehenden Beschwerden zu diesem Thema zeigt sich, dass es hier bei der Servicequalität und Genauigkeit durch den Netzbetreiber noch Nachholbedarf gibt.

Ein weiteres Dauerthema betrifft die Nachverrechnung von Netzbereitstellungsentgelt für Haushaltskunden. Wiener Netze GmbH verlangte (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 klärte die Kunden in die-

sen Fällen über Sinn und Verwendung des Netzbereitstellungsentgelts auf (und hofft auf eine kundenfreundlichere Regelung in der neuen Fassung der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen).

Im Zuge der erstmaligen Abwicklung des Wechsel- und Neuanmeldeprozesses über die neue Wechselplattform kam es wie erwähnt zu vermehrten Beschwerden wegen Abschaltungen von Strom- und Gasbezugsanlagen. Diese Probleme konnten aber – wie bereits erwähnt – zum Ende des Berichtsjahres gelöst werden.

EVN Energievertrieb GmbH & Co KG/Netz Niederösterreich GmbH

Im Berichtsjahr wandten sich 430 EVN-Kunden mit schriftlichen Anfragen an die Schlichtungsstelle. Die Zusammenarbeit mit dem Beschwerdemanagement stellt sich nach wie vor als verbesserungswürdig dar. Die telefonische Erreichbarkeit der Ansprechpartner ist nur in Ausnahmefällen gegeben.

Themen

Im Berichtsjahr hat sich ein alternativer Lieferant an E-Control gewandt, weil sich im Zuge des Versorgerwechsels zu Montana gewechselte Netzkunden der EVN über zu hohe Teilbeträge nach dem Versorgerwechsel beschwerten. Ein Vergleich mit dem Vorjahresverbrauch der Kunden ergab, dass in vielen Fällen vom Netzbetreiber Netz Niederösterreich GmbH zu hohe Verbrauchswerte übermittelt wurden und die auf Basis dieser Verbrauchswerte durch den neuen Versorger ermittelten Teilbeträge viel zu hoch waren.

Bei der Schlichtungsstelle beschwerten sich betroffene Kunden, weil sie der Ansicht waren, dass der Fehler beim neuen Lieferanten Montana läge. E-Control hat Netz Niederösterreich in einem Verfahren um Stellungnahme ersucht. Das Verfahren wurde mit dem Hinweis, künftig die in der Wechselverordnung geregelten Daten zu übermitteln, eingestellt.

Photovoltaikanschlussfragen

Im Berichtsjahr wurden 25 Streitschlichtungsverfahren wegen Beschwerden beim Anschluss bzw. bei Leistungserweiterungen von PV-Anlagen geführt. Netz Niederösterreich hatte eine interne Richtlinie aufgestellt, wonach generell nur mehr Anlagen bis 5 kW angeschlossen werden, weil aufgrund der bestehenden Netzinfrastruktur ansonsten die Einhaltung der Spannungsnormen nicht mehr garantiert werden könnten. Nach einigen Gesprächen unter Einbindung der E-Control konnte als Problemlösung der Einbau von sogenannten Spannungswächtern, wodurch im Bedarfsfall der Annäherung an Spannungsgrenzen eine stufenweise Reduzierung der Einspeiseleistung ermöglicht wird, gefunden werden.

Verbund AG

Die Anzahl der Anfragen Verbund AG betreffend ist im Berichtsjahr stark angestiegen. Grund dafür war einerseits die im Herbst gestartete Werbeaktion von Neukunden und andererseits die ab 1. Oktober 2013 erstmals in Verwendung stehende Wechselplattform und die damit einhergehenden Fragen im Zusammenhang mit dem Neuanmeldeprozess. Obwohl offenbar auch neue Mitarbeiter

eingestellt wurden, konnte der Ansturm von Neukundenanträgen nicht rechtzeitig abgearbeitet werden. Dies führte dazu, dass Kunden zwar Verträge an Verbund übermittelten, dann aber 2 bis 3 Monate keine Information erhielten, ob sie nun tatsächlich von Verbund versorgt werden oder nach wie vor Kunde beim alten Lieferanten sind. Dementsprechend viele Kunden beschwerten sich bei der Schlichtungsstelle und ersuchten um Auskunft, weil sie seitens Verbund AG auch auf E-Mails keine Antwort erhielten.

Sowohl beim Wechselprozess als auch bei den Neuanmeldungen gab es Datenabstimmungsprobleme mit den Netzbetreibern, sodass vom Kunden beantragte Wechsel oder Neuanmeldungen einfach abgebrochen wurden und keine weiteren Klärungsschritte mehr unternommen wurden.

Goldgas GmbH

Im Berichtsjahr haben sich ähnlich viele Goldgas GmbH Kunden wie im Vorjahr an die Schlichtungsstelle gewandt. Hauptthemen der Beschwerden waren nach wie vor Verzögerung beim Versorgerwechsel und die Berechnung der Teilbeträge nach dem Versorgerwechsel. Bei der Berechnung der Teilbeträge nach dem Versorgerwechsel waren wiederum, wie auch bei Montana, viele Netz Niederösterreich Kunden betroffen.

Internationale Aktivitäten der E-Control

INTERNATIONALE MITARBEIT IM STROMBEREICH

Aufgrund der engen Verflechtungen des europäischen Übertragungsnetzes und der zugehörigen Märkte und 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 Quality of Supply and Smart Grids Task Force (EQS)

Im Jahr 2013 wurde die Arbeit der Electricity Quality of Supply and Smart Grids Task Force (EQS TF) in zwei Gruppen organisiert: Gruppe 1 befasste sich mit den Aspekten der Spannungsqualität und der Versorgungszuverlässigkeit. Die zweite Gruppe arbeitete an „Smart Regulation“ und erstellte eine europäische Übersicht von regulatorischen Ansätzen, wie Smart Grids reguliert werden, um in der Folge aus den besten Vorgehensweisen (Best Practices) Empfehlungen auf europäischer Ebene abzuleiten. Darüber hinaus wurde auch an einer Reihe von verschiedenen europäischen Smart Grids Kooperationen und Aktivitäten mitgearbeitet und inhaltlicher Input dazu erarbeitet und bereitgestellt (wie z.B. in den Expertengruppen der Smart Grids Task Force der Europäischen Kommission, der Europäischen Technologieplattform für Smart Grids, der European Electricity Grid Initiative [EEGI]).

Spannungsqualität ist und bleibt eine große Herausforderung für viele Regulatoren, vor allem nach der vollständigen Umsetzung der Richtlinie 2009/72/EG, welche vorsieht, dass Regulatoren mit den Befugnissen und der Pflicht ausgestattet sind, Standards für Qualität festzulegen. Aus diesem Grund wurden Möglichkeiten zur Harmonisierung von Europäischen Spannungsqualitätsnormen und -standards diskutiert und nach alternativen Möglichkeiten zur CENELEC-Normung gesucht.

In Bezug auf den Qualitätsparameter Zuverlässigkeit wurden die Daten der Nichtverfügbarkeit sowie der Häufigkeit von Ausfällen auf europäischer Ebene gesammelt und die wesentlichen Änderungen einzelner Länder in Bezug auf deren Verwendung von (Qualitäts-) Regulierungsregimen aufgezeigt.

Electricity Security of Supply Task Force (ESS)

Im Jahr 2013 wurden von der Electricity Security of Supply Task Force (ESS TF) zwei große Themenblöcke bearbeitet. Beide wurden maßgeblich durch Diskussionen auf EU-Kommissionsebene beeinflusst und getrieben.

Zum Thema Kapazitätsmechanismen wurde in einem gemeinsamen Workstream mit ACER ein Report zu Kapazitätzahlungen und deren mögliche Auswirkungen auf die vollständige Implementierung des Europäischen Elektrizitätsmarktes veröffentlicht.

Im zweiten Halbjahr wurde die Arbeit im Bereich der Analysen von ausreichend Erzeugungskapazitäten (Generation Adequacy) gestartet. In einem ersten Schritt wurden die bisherigen Vorgehensweisen und Verantwortungen analysiert. Daraus sollen in weiterer Folge Vorschläge für Vereinheitlichungen von Methoden und Bewertungen erarbeitet werden. Dies ergänzt die Arbeit parallel laufender Gruppen u.a. der EU-Kommission und von ENTSO-E, dem Europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber.

Electricity Networks and Markets Task Force (AENM)

In der ACER Electricity Networks and Markets Task Force (AENM TF) werden die europäischen Prozesse und Inhalte zu Framework Guidelines und Network Codes gemäß EU-Regulierung VO 714/2009 koordiniert. Die E-Control ist gemäß § 21 und § 23 Energie-Control-Gesetz mit der Wahrnehmung der Aufgaben gemäß VO 714/2009 und der Ausarbeitung der Kodizes beauftragt. Diese Aufgabe wird u.a. durch aktive Mitwirkung und Projektleitung in der AENM TF wahrgenommen.

Im vergangenen Jahr wurden entscheidende Schritte zur Verrechtlichung von Network Codes gesetzt. In Summe wurden die folgenden fünf ENTSO-E-Entwürfe für Network Codes im Rahmen der Agenturarbeit durch ACER Opinions behandelt.

- > Demand Connection
- > Operational Security
- > Operational Planning and Scheduling
- > Load-Frequency Control
- > Forward Capacity Allocation

Dabei handelt es sich um marktrelevante und technische Schwerpunktthemen, die für die Marktintegration und die Netzbetriebssicherheit erhebliche Bedeutung haben. In der AENM TF werden die Inhalte der ENTSO-E-Entwurfsarbeit laufend begleitet und analysiert. Nach der offiziellen Übermittlung der ENTSO-E-Fassung wird die Opinion der Agentur erarbeitet. Im Jahr 2013 wurde der Load Frequency Control Network Code direkt zur Annahme durch die Mitgliedstaaten empfohlen, für alle anderen Network Codes wurden Überarbeitungen und Ergänzungen empfohlen. Die untenstehende Grafik zeigt die Abfolge der Network Codes durch ENTSO-E.

Nach der Erarbeitung der Network Codes und der Opinions begleitet die AENM TF und die entsprechenden Projektgruppen auch aktiv die Vorbereitung der Network Codes für das Komitologieverfahren zur endgültigen Beschlussfassung durch die Mitgliedstaaten und das Europäische Parlament. Durch die relativ große Anzahl an Network Codes und die breite Themenpalette sind in dieser „trilateralen“ Vorbereitungsphase unter Federführung der Europäischen Kommission und unter Einbindung von ENTSO-E und der Agentur vorwiegend Abstimmungen zur Verbesserung der Konsistenz zwischen den Network Codes durchzuführen. Im abgelaufenen Jahr lag der Schwerpunkt für die Komitologievorbereitung auf dem Capacity Allocation and Congestion Management Network Code. Dieser wird von der Europäischen Kommission als erster Strom-Network Code im Komitologieverfahren behandelt.

ABFOLGE DER NETWORK CODES DURCH ENTSO-E

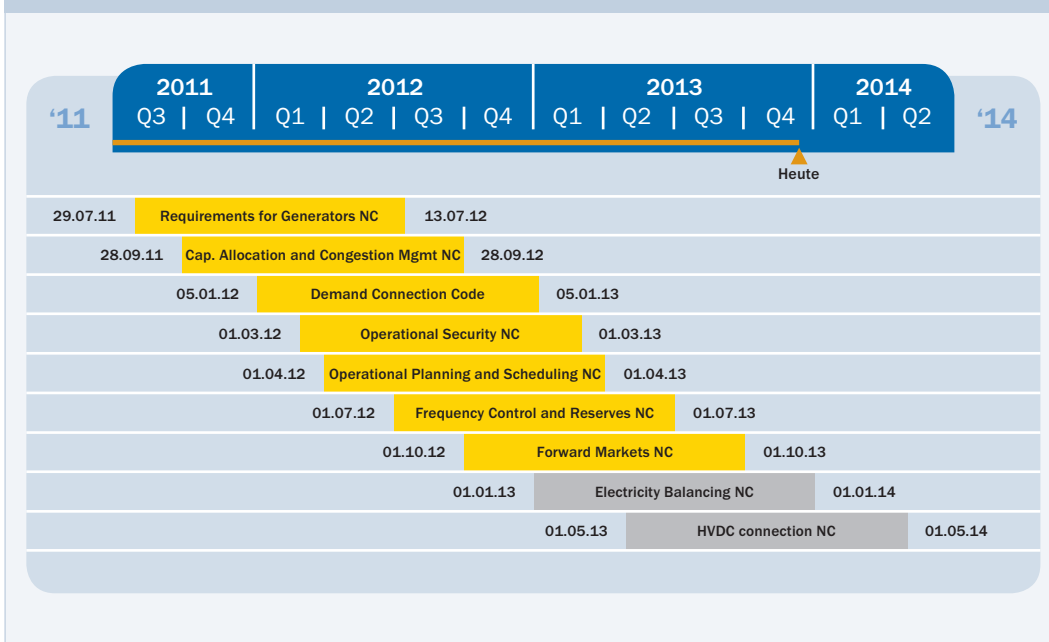


Abbildung 57
Abfolge der Network Codes durch ENTSO-E

Quelle: E-Control

Infrastructure Task Force (INF)

Der Strom-Infrastrukturbereich wird in der ACER Infrastructure Task Force (INF TF) in vier Workstreams bearbeitet:

- > Energieinfrastrukturpaket der EU: Diese Gruppe hat im Jahr 2013 schwerpunktmäßig die Methode zur Kosten-Nutzen-Analyse von Übertragungsnetzausbauprojekten, welche von ENTSO-E vorgelegt wurde, analysiert und kommentiert, um die aus Sicht der Regulierungsbehörden nötige Datenkonsistenz und -qualität für die regulatorische Bewertung der Projekte zu erreichen. Dies dient dann als Basis für die Auswahl der Projekte von gemeinsamem Interesse

(PCIs) im Rahmen des Energieinfrastrukturpakets.

- > Europäischer Zehnjahresnetzentwicklungsplan (Ten Year Network Development Plan – TYNDP): Dieser Plan ist jedes zweite Jahr von ENTSO-E zu erstellen. Die INF TF verfolgt den laufenden Prozess zur Entwicklung des TYNDP 2014. Spezielle Themen, z.B. Szenarienentwicklung, werden bereits jetzt analysiert und diskutiert, um kritische Punkte frühzeitig an ENTSO-E rückmelden zu können. ENTSO-E wird damit die Möglichkeit gegeben, Anpassungen bei der Erarbeitung des TYNDP durchzuführen und damit umfangreiche Änderungswünsche

und kritische Anmerkungen in der Stellungnahme zum fertigen TYNDP zu minimieren und somit ein auf möglichst breiter Basis entwickeltes Dokument zur europäischen Netzplanung vorlegen zu können.

- > **Grenzüberschreitende Kostenaufteilung (Cross Border Cost Allocation – CBCA):** Das Energieinfrastrukturpaket sieht für PCs die Möglichkeit einer Kostenaufteilung zwischen Nachbarländern mit signifikantem Nutzen aus dem Projekt vor. Die INF TF hat für die Anwendung der CBCA auf die erste PCI-Liste der EU eine Empfehlung zur Behandlung u.a. hinsichtlich Vollständigkeit der Projektdaten, Reifegrad der Projekte und Kostenaufteilungsschlüssel entwickelt. Eine ausführliche Richtlinie dazu ist für 2014 geplant.
- > **Tarifierung der Übertragungsnetze:** Im Jahr 2013 wurden Erhebungen und Analysen zu den Themen Beitrag der Erzeuger (G-Charge) und Investitionsanreize durchgeführt.

Cross Border Committee

Das Cross Border Committee ist für die Beschlussfassung der Network Codes in verbindliches EU-Recht über das Komitologieverfahren zuständig. Es besteht gemäß Statuten aus Vertretern der Mitgliedstaaten bzw. ggf. der Regulierungsbehörden. Im abgelaufenen Jahr wurde das Komitee von der Europäischen Kommission vorwiegend auf die kommenden Komitologieverfahren vorbereitet und Eckpunkte der Network Codes vorgestellt. Im Dezember 2013 wurden erstmalig konkrete Texte des Capacity Allocation und Congestion Management Network Codes in zwei informellen Komiteeterminen erörtert.

Florenz Forum

Das Forum für Elektrizitätsregulierung (traditionell Florenz Forum genannt) 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 2013 im Frühling in Ljubljana und im Herbst in Mailand statt. Die Schwerpunktthemen waren Network Codes, Energieinfrastrukturpaket, Transparenz und Regionalinitiativen.

Regionale Initiativen

Gemäß § 23 Energie-Control-Gesetz ist die Regulierungsbehörde zur Mitarbeit an der europäischen Marktintegration insbesondere auch auf regionaler Ebene verpflichtet. Diese Aufgabe wird auf verschiedenen Ebenen wahrgenommen. E-Control erfüllt die Lead-Regulator-Funktion für die Region Central Eastern Europe (CEE). Die Erarbeitung des lastflussbasierten Kapazitätsvergabesystems konnte trotz Auffassungsunterschieden über die in der Region entstehenden Ringflüsse weiter geführt werden. Die Hauptaktivität war im abgelaufenen Jahr die Erstellung und Koordinierung eines Memorandum of Understanding (MoU), das zwischen TSOs, Börsen und Regulierungsbehörden als Rahmenvereinbarung für die weitere Projektentwicklung unterzeichnet werden soll. Die E-Control hat gemäß § 23 EIWOG für die Region CEE auch die harmonisierten Auktionsregeln für das Jahr 2014 per Bescheid genehmigt.

Neben regionalen Integrationsschritten gewinnen zunehmend überregionale Projekte an Bedeutung. Bei der Kapazitätsberechnung ist für Österreich auch die Region Central Western Europe (CWE) von Relevanz. Deshalb ist Österreich seit Februar 2011 Mitglied des Pentalateralen Forums (PLEF; gemeinsam mit Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande und Luxemburg). Im Juni 2013 wurde durch die Minister der PLEF-Mitgliedstaaten eine politische Deklaration unterzeichnet, die die Integration Österreichs nochmals unterstreicht. Damit wird die E-Control auf Regulatorenebene und APG auf Übertragungsnetzbetreiberebene in das Projekt einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnung in CWE integriert. Die Berechnung befindet sich derzeit in einer Testphase und soll in der zweiten Jahreshälfte des Jahres 2014 operativ starten. Schon im ersten Quartal soll die Kopplung der täglichen Märkte zwischen CWE, Skandinavien und Großbritannien, in die Österreich über die gemeinsame Preiszone mit Deutschland eingebunden ist, den Betrieb aufnehmen.

Stark involviert ist die E-Control in die Vorbereitungen zur Schaffung eines gemeinsamen Intra-Day-Marktes für die Regionen CWE, Skandinavien und Großbritannien mit zusätzlicher Einbindung von Spanien und der Schweiz (Region North-West Europe+). Die TSOs und Börsen der Region beschaffen nach einer Empfehlung der Agentur ein entsprechendes IT-System zum Kapazitätsmanagement und Handelsunterstützung. Die Regulierungsbehörden begleiten das Projekt im Hinblick auf die Systemanforderungen und Kosteneffizienz aktiv.

Die österreichische Grenze zu Italien ist der Region Central Southern Europe (CSE) zugeordnet. Auch dazu gibt es ein Projekt zur Umsetzung der täglichen Marktkopplung. Die Strukturen und Prozesse für die Umsetzung wurden im Jahr 2013 von TSOs und Börsen ausgearbeitet und von den Regulierungsbehörden zustimmend zur Kenntnis genommen. Ziel ist es, einen einheitlichen täglichen Markt mit den Regionen CWE, Skandinavien zu schaffen. Die geplante operative Umsetzung soll Ende des Jahres 2014 stattfinden.

AIB (Association of Issuing Bodies)

Die E-Control ist seit 2002 Mitglied in der Association of Issuing Bodies, einer Vereinigung von Ausgabestellen für Herkunftsnachweise. Mit Stand Ende 2012 hat die AIB 18 Mitglieder und ein Land, das den AIB-Hub als technische Schnittstelle nutzt (Hub-User, keine Vollmitgliedschaft). 17 Länder sind damit repräsentiert (Belgien teilt sich in die Regionen Flandern, Wallonien und Brüssel mit eigenen Ausgabestellen für Nachweise). Im Jahr 2013 kamen das Deutsche Umweltbundesamt als Hub-User hinzu und löste mit Ende des Jahres die Mitgliedschaft vom deutschen Ökologieinstitut ab, Powernext wurde Mitglied anstatt Energie Renouvelables und als neues Mitglied mit eingeschränkter Funktion (nur für den Import zugelassen) kam OTE (Tschechien) hinzu. Heuer wurde erstmals die Möglichkeit geschaffen, keine volle Mitgliedschaft zu erwerben, stattdessen wurde eine reine Benutzungsmöglichkeit der AIB-Schnittstelle geschaffen, ohne aktive Mitarbeit in den Arbeitsgruppen, jedoch mit höheren Kosten für diesen Status. Die AIB stellt die technische Schnittstelle für den Handel mit Herkunftsnachweisen zur Verfügung,

die von den Mitgliedern für den internationalen Handel genutzt wird. 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. Die AIB bietet ein Forum für Mitglieder, in dem europäische Umsetzungen sowie nationale, länderspezifische Kriterien bis hin zu Themen rund um die Stromkennzeichnung diskutiert werden. Die Europäische Kommission unterstützt die AIB, indem sie an Diskussionen teilnimmt und Vorschläge für eine optimale Umsetzung der europäischen

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

Die E-Control stellt seit Juli 2012 ein Mitglied im AIB-Board und ist weiters in der Arbeitsgruppe „internal affaires“ vertreten.

Im Jahr 2013 wurden 10,8 Mio. österreichische Herkunftsnachweise mit dem zusätzlichen Qualitätsmerkmal EECS generiert. 12,6 Mio. Nachweise wurden aus dem österreichischen System exportiert, 16,6 Mio. importiert. 18,2 Mio. EECS Nachweise wurden für die österreichische Stromkennzeichnung im Jahr 2013 eingesetzt. Die Zahlen sind vorläufig. Änderungen bis 31.12.2013 sind möglich.

EECS-GOS 2013 (vorläufige Daten) in MWh					
	Generiert	Transfer	Entwertet	Export	Import
1. Quartal	2.522.634	6.692.477	7.089.588	3.698.420	6.943.990
2. Quartal	884.868	1.917.065	8.114.027	1.153.218	939.338
3. Quartal	3.819.858	390.860	125.962	3.909.177	2.176.654
4. Quartal	3.597.537	4.554.842	2.912.562	3.869.132	6.614.234
2013 Gesamt	10.824.897	13.555.244	18.242.139	12.629.947	16.674.216

Tabelle 9
EECS-Gos 2013 (vorläufige Daten) in MWh

Quelle: Stromnachweisdatenbank, vorläufige Daten

Sustainable Development Task Force (SDE TF)

Im Auftrag der Electricity Working Group (EWG) behandelt die Sustainable Development Task Force Aspekte und Herausforderungen einer nachhaltigen Energiepolitik. Zu den Themengebieten zählen Erneuerbare Energien, Energieeffizienz und der Klima-

wandel. Im Jahr 2013 behandelte die SDE TF unter anderem das Thema Demand-Side-Flexibility (Chancen und Vorteile, Barrieren, Kosten-Nutzen und die Implementierung des Artikels 15 der RL 2012/27/EU) mit einer öffentlichen Konsultation und einem Stakeholderworkshop. Mitte 2013 war die SDE TF

auch auf der Sustainability Week in Brüssel präsent und lud zu einem Workshop zum Thema „Delivering 2020 targets cost-effectively“. Weiters erhebt die Task Force Daten zu Förderungen von Erneuerbaren und von Energieeffizienzmaßnahmen in Europa, vergleicht Fördersysteme und beschäftigt sich mit der Diskussion um die Harmonisierung von Fördersystemen für Erneuerbare in Europa.

Wholesale Market Surveillance (WMS)

Im Rahmen der ACER Wholesale Market Surveillance (WMS) Task Force hat sich die E-Control intensiv in die Erarbeitung von REMIT Memorandum of Understanding zwischen ACER und den nationalen Regulierungsbehörden bzw. zwischen ACER und organisierten Marktplätzen eingebracht. Ein weiterer Fokus der Arbeit lag in der Erarbeitung eines Handbuchs für die Marktüberwachung unter REMIT sowie der Erstellung der dritten ACER REMIT Guidance, welche eine Interpretationshilfe der REMIT für nationale Regulatoren und Marktteilnehmer darstellt.

Market Monitoring Governance Task Force (MMG)

Im Laufe des vergangenen Jahres hat sich die E-Control intensiv in die Arbeiten der Market Monitoring Governance (MMG) Task Force eingebracht und ACER in der Vorbereitung, Durchführung und Evaluierung von öffentlichen Konsultationen zu Datenübermittlungsmethoden im Zuge der REMIT unterstützt. Die Ergebnisse dieser Befragungen wurden an die Europäische Kommission übermittelt und sollten die Datenübermittlung für Marktteilnehmer deutlich vereinfachen bzw. eine hohe Qualität der empfangenen Daten

sicherstellen. Dies ist eine Grundvoraussetzung für eine effektive Energiegroßhandelsmarktüberwachung im Zuge der REMIT. Die E-Control war zudem im Rahmen der MMG-TF beratend in der Erstellung der REMIT-Durchführungsrechtsakte durch die Europäische Kommission beteiligt. Diese Durchführungsrechtsakte definieren, welche Informationen Marktteilnehmer an ACER und die nationalen Regulatoren zu übermitteln haben. Im Rahmen mehrerer Diskussionsrunden mit Experten aus dem Energiehandelsbereich konnten zudem offene Fragestellungen in der praktischen Anwendung der REMIT geklärt werden.

Market Integrity and Transparency Working Group (MIT)

Im Zuge der Mitarbeit in der ACER Market Integrity and Transparency (MIT) Working Group, welche die Aufgaben der WMS- und MMG-TF koordiniert, konnte die E-Control die notwendigen Arbeitsschwerpunkte definieren. Zudem wurde die 3rd ACER REMIT Guidance, welche eine Aktualisierung der Interpretationshilfe der REMIT für Regulatoren und Marktteilnehmer darstellt, verabschiedet. Ein weiterer wichtiger Aspekt der Arbeit in der Working Group war die enge Koordination mit der Europäischen Kommission im Zuge der Erarbeitung der REMIT Durchführungsrechtsakte.

INTERNATIONALE MITARBEIT IM GASBEREICH

Zu den Aufgaben der E-Control zählt gem. § 23 Energie-Control Gesetz (E-ControlG) auch die Zusammenarbeit zum Zweck der Weiterentwicklung des Europäischen Ener-

giebinnenmarktes. Die E-Control kommt dieser Aufgabe im Gasbereich vor allem durch die aktive Mitarbeit im Rahmen von ACER sowie im Council of European Energy Regulators (CEER) nach. Darüber hinaus arbeitet die E-Control auch auf regionaler Ebene zusammen mit anderen Regulatoren im Rahmen der ACER Gas Regional Initiative Süd-Süd Ost.

Mitarbeit in Agentur und CEER

Die internationale Mitarbeit im Gasbereich im Jahr 2013 war einerseits geprägt von den europäischen Aufgaben im Rahmen der Mitarbeit in der Agentur sowie andererseits von dem CEER-Arbeitsprogramm. Aufgabe der Agentur ist es unter anderem, die Zusammenarbeit von Regulierungsbehörden zu fördern, unverbindliche Rahmenleitlinien zu entwickeln sowie die Einhaltung von europäischen Vorgaben zu beaufsichtigen.

Rahmenleitlinien und Netzkodizes

Im Fokus der Arbeit stand im Jahr 2013 weiterhin die Umsetzung des Dritten EU-Binnenmarktpakets, welches unter anderem gemäß Artikel 8 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 die Erarbeitung von Rahmenleitlinien durch die Agentur zu speziellen Themen vorsieht. Diese Rahmenleitlinien dienen der Vereinigung der Europäischen Fernleitungsunternehmen (ENTSO) 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.

Die ersten Rahmenleitlinien hatte die Agentur bereits in 2011 zu Kapazitätsallokation bzw. Ausgleichsenergiebewirtschaftung in Europäischen Gasfernleitungsnetzen erarbeitet. Im Jahr 2012 verabschiedete die Agentur im Rahmen des weiterführenden Prozesses gemäß Artikel 6 Abs. 4 der Verordnung (EG) Nr. 713/2009 begründete Stellungnahmen zu diesen Netzkodizes.

In 2013 lag der Schwerpunkt auf der Fertigstellung der Rahmenleitlinie zu Regeln für harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen. Basierend auf den Rahmenleitlinien zu Interoperabilität und Datenaustausch, die bereits in 2012 fertiggestellt worden waren, entwickelte ENTSOG in 2013 den Netzkodex. Die europäischen Regulierungsbehörden haben diesen Prozess aktiv begleitet, und die Agentur verabschiedete die begründete Stellungnahme zu diesem Netzkodex Ende 2013.

Parallel hat die E-Control die Verhandlungen über die Netzkodizes zu Kapazitätsallokation und zu Ausgleichsenergiebewirtschaftung im Ausschussverfahren aktiv begleitet. Der Netzkodex zu Kapazitätsallokation wurde bereits 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. Die Veröffentlichung der künftigen Verordnung zu Ausgleichsenergiebewirtschaftung im EU-Amtsblatt ist für Frühjahr 2014 erwartet.

Ein weiterer Schwerpunkt in 2013 war die Erarbeitung einer Leitlinie bezüglich zusätzlicher und neuer Kapazität für die Ergänzung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen („CAM Network Code“). Diese Leitlinie der Agentur soll ENTSOG als Vorlage dienen, um einen Änderungsvorschlag für den Netzkodex zu Kapazitätsallokation in 2014 zu erarbeiten.

In 2013 unternahm die Agentur die ersten Schritte, um die Themenfelder für eine mögliche zukünftige Rahmentrichtlinie zu Handelsregeln bezüglich technischen und operativen Vorschriften der Netzwerkzugangsservices und des Systemausgleichs zu bestimmen. Basierend auf dem Ergebnis der Themenabgrenzung wird die Arbeit an den Rahmenleitlinien in 2014 beginnen.

Die Energie-Control Austria hat im Rahmen ihrer internationalen Mitarbeit an diesen für die europäische Marktintegration äußerst wichtigen Projekten aktiv mitgearbeitet. Die neuen Rahmenrichtlinien haben wesentlichen Einfluss auf die innerösterreichische Umsetzung des GWG 2011. Die im Netzkodex zu Kapazitätsallokation festgelegten Grundsätze wurden in der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (GMMO-VO 2012) bereits berücksichtigt. So ist in der GMMO-VO 2012 zum Beispiel vorgesehen, dass Kapazitäten durch Versteigerung vergeben werden sollen, dass Fernleitungsnetzbetreiber gebündelte Produkte anbieten sollen und dass es verpflichtende Quoten für die Vergabe von kurz- und mittelfristigen Ka-

pazitäten geben soll. Auch die im Netzkodex zu Ausgleichsenergiebewirtschaftung enthaltenen Grundsätze wurden in die GMMO-VO 2012 aufgenommen, beispielsweise dass die Fernleitungsnetzbetreiber die Ausgleichsenergieabwicklung über den Kauf/Verkauf von standardisierten Produkten am Großhandelsmarkt durchführen müssen. Ebenso ist eine Tagesbilanzierung vorgesehen, wo am Tagesende die Abweichungen der vorangegangenen 24 Stunden ausgeglichen werden müssen.

Überarbeitung des Zukunftsmodells für den Erdgasbinnenmarkt

2010–2011 entwickelte CEER – in enger Zusammenarbeit mit Marktteilnehmern – die Vision für ein europäisches Zielmodell für den Erdgasbinnenmarkt (Gas Target Model). Seitdem erlebten die globalen und europäischen Gasmärkte bedeutende Veränderungen (wie zum Beispiel die Entwicklungen im Schiefergas in den Vereinigten Staaten, die Nuklearkatastrophe in Japan und wachsende Herausforderungen für Gaskraftwerke als Reserve für die variable Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen). Auch die gesetzlichen Rahmenbedingungen ändern sich; Durch die fortschreitende Entwicklung von EU-Rahmenrichtlinien und Netzkodizes werden mehr und mehr einheitliche europäische Marktregeln eingeführt (siehe auch Punkt 1.3.2).

Um solche Änderungen und neue Herausforderungen zu reflektieren, überarbeitet die Agentur 2013/14 das Zielmodell für den Erdgasbinnenmarkt, wobei die E-Control eine federführende Rolle hat.

Madrid Forum

Die halbjährlich von der Europäischen Kommission in Madrid organisierten Gasregulierungsforen dienen der Diskussion relevanter Themen zur Schaffung eines gemeinsamen Erdgasbinnenmarktes. Vertreter der Europäischen Kommission, der Agentur, der Regulierungsbehörden, der Mitgliedstaaten, der Gasindustrie sowie betroffener europäischer Interessenvertretungen nahmen am 23. und 24. Madrid Forum teil, welche im April 2011 bzw. Oktober 2012 stattfanden.

Die Energie-Control Austria präsentierte bei den Foren die Arbeit der Regulatoren im Speziellen zu Harmonisierung von Tarifstrukturen im Fernleitungsnetzbereich sowie zur freiwilligen regionalen Umsetzung des Zielmodells für den Erdgasbinnenmarkt. 2013 beschäftigten sich die Foren auch mit strategischen Themen. In diesem Rahmen präsentierte die E-Control zur zukünftigen Rolle des Erdgases sowie zur Überarbeitung des Zielmodells für den Erdgasbinnenmarkt und trug damit wesentlich zur Diskussion und Weiterentwicklung dieser Themen bei.

Gas Regionale Initiative SSO

Die Gas Regionale Initiative (GRI) wurde 2006 gegründet, um das Ziel der Schaffung eines EU-Energiebinnenmarktes über den Zwischenschritt regionaler Integration zu erreichen. Zu diesem Zweck wurden drei GRI (Nordwest, Süd und Süd Süd-Ost) etabliert. Seit ihren Anfängen im Jahr 2006 bis Ende 2012 führte die E-Control zusammen mit der

italienischen Regulierungsbehörde AEEG den Vorsitz in der Region Süd Süd-Ost (SSO). 2013 gab die E-Control den Vorsitz an die polnische Regulierungsbehörde weiter. In der GRI SSO sind folgende EU-Mitgliedstaaten zusammengefasst: Bulgarien, Griechenland, Italien, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechische Republik, Ungarn und Zypern. Die seit März 2011 wirksame Richtlinie 2009/73/EC sieht insbesondere unter Artikel 7 lit 1 eine verstärkte regionale Kooperation vor und stellt den rechtlichen Rahmen für die Arbeit der GRI dar.

INTERNATIONALE MITARBEIT ENDKUNDENTHEMEN – DIE ARBEIT FÜR KONSUMENTEN IM RAHMEN VON CEER

Die E-Control ist in der europäischen Vereinigung der Regulatoren (CEER – Council of European Energy Regulators) vertreten. 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.

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. Etliche Dokumente wurden im vergangenen Jahr im Rahmen der Customers and Retail Markets Working Group erarbeitet und veröffentlicht.

CEER 2013 Annual Conference on Energy Customers

Am 19. Juni 2013 fand in Brüssel die zweite CEER Annual Conference on Energy Customers statt. Die Veranstaltung bot den teilnehmenden nationalen und internationalen Konsumentenschutzorganisationen die seltene Möglichkeit, mit anderen Akteuren der Energiemärkte (EVUs, Regulatoren, politische Akteure) zusammenzutreffen. In insgesamt vier Einheiten wurden die vier Prinzipien der von CEER und BEUC (Bureau Européen des Unions de Consommateurs, the European Consumer Organisation) gemeinsam ins Leben gerufenen Customer Vision 2020 dargestellt und diskutiert sowie Ergebnisse aus der Arbeit von CEER präsentiert. Insbesondere wurden die Herausforderungen und die Ressourcenintensität im Beschwerdemanagement, die Notwendigkeit eines detaillierteren Austausches zwischen Regulatoren und Konsumentenschutzvereinen und die Chancen besprochen, wie die vielschichtigen Beziehungen zwischen Endkunden und den verschiedenen Akteuren auf den Energiemärkten gestaltet werden können, um ausrei-

chende Informationen und Schutz für KonsumentInnen zu gewähren.

Joint CEER-ECRB-ERRA Regional Customer Workshop

In Wien fand am 9. Oktober 2013 der erste gemeinsame Workshop zu Endkundenthemen der Strom- und Gasmärkte zwischen CEER, ECRB (Energy Community Regulatory Board) und ER-RA (Energy Regulators Regional Association) statt. Unter maßgeblicher Mitorganisation von Seiten der E-Control lernten die drei Organisationen ihre Arbeit rund um Endkundenthemen besser kennen. Dem kroatischen Regulator wurde dabei die Möglichkeit geboten, sich und den kroatischen Energiemarkt vorzustellen, da auch HERA, der kroatische Regulator, seit dem Beitritt zur EU im Juli 2013 Mitglied von CEER ist. Zu Beginn des Workshops wurden grundlegende Informationen über die jeweiligen Endkundenthemen dargestellt, um in weiteren Einheiten über spezifische Angelegenheiten wie Preisvergleichsinstrumente, aber auch Wege und Möglichkeiten der stärkeren Einbindung von Konsumenten in die Energiemärkte zu diskutieren. Abgerundet wurde der Workshop durch eine Gruppendiskussion zur intensiveren Einbindung von Konsumenten, in welcher auch die Europäische Kommission vertreten war.

London Forum

Die von CEER erstellten Berichte und Dokumente fließen in das von der Europäischen Kommission ins Leben gerufene Citizens' Energy Forum ein, das im Jahr 2013 zum

mittlerweile sechsten Mal im Herbst in London tagte. Ziel des Forums ist es, wichtige Beiträge zur künftigen Entwicklung der Energieliberalisierung hinsichtlich Konsumentenrechten unter besonderer Berücksichtigung und Einbindung der Interessen von Konsumenten zu liefern.

Unter den Teilnehmern des Forums finden sich neben nationalen Regulierungsbehörden und CEER auch nationale und europäische Konsumentenorganisationen, Vertreter der Elektrizitäts- und Gasbranche und Repräsentanten aus Ministerien der EU-Mitgliedsländer, welche für Energie- und/oder Konsumentengangelegenheiten verantwortlich sind.

Der besondere Fokus des diesjährigen Forums lag auf die Einbindung und Stärkung von Konsumenten in den europäischen Strom- und Gasmärkten. Alle Redner der Eröffnungssitzung wiesen auf die zentrale Rolle von Konsumenten in der europäischen Energiepolitik und die Notwendigkeit hin, weitere Schritte zu deren Schutz zu unternehmen. Konsumenten sollen sich aktiver in die Märkte einbringen können – und dafür müssen noch bessere Voraussetzungen geschaffen werden. Neben der Herausforderung KonsumentInnen in die Belange der Energiemärkte zu involvieren, wurde betont, in Zukunft noch stärker mit nationalen und europäischen Konsumentenorganisationen zusammenarbeiten zu wollen, um konsumentenzentrierte Energiemärkte Wirklichkeit werden zu lassen. Diesbezüglich wurden Ideen und Initiativen

präsentiert, welche Beiträge von Regulatoren, Konsumentenschutzorganisationen und auch den Energieversorgungsunternehmen möglich und sinnvoll erscheinen, um KonsumentInnen besser zu erreichen, wie zum Beispiel erweiterte Serviceleistungen im Zuge der Einführung von Smart Meters, aber auch erweiterte Schutzmaßnahmen für benachteiligte KonsumentInnengruppen sowie Maßnahmen gegen Energiearmut.

INTERNATIONALE PROJEKTE (TWINNING, UGANDA)

Twinningprojekte der E-Control

Bereits seit 2007 nimmt die E-Control aktiv an Twinningprojekten teil. Diese von der Europäischen Union finanzierten Projekte bilden Verwaltungspartnerschaften, innerhalb derer Institutionen aus dem öffentlichen Sektor in EU-Mitgliedstaaten über einen längeren Zeitraum mit ähnlichen Institutionen aus Kandidatenländern und Ländern der Europäischen Nachbarschaftspolitik zusammenarbeiten. Ziel derartiger Projekte ist die Schaffung bzw. Stärkung von Strukturen in den Zielländern, um so zur Angleichung an den europäischen Rechtsrahmen beizutragen.

Energiemarkt in Kroatien

Im August 2012 begann die E-Control mit der Umsetzung eines einjährigen Twinningprojekts mit dem kroatischen Energieministerium als Hauptpartner; dieses wurde im August 2013 erfolgreich zu Ende geführt. Die Partner auf österreichischer Seite waren Energieagentur, BMWFJ und EXAA.

Vom Budget her handelte es sich mit Euro 500.000 um ein kleineres Projekt; zeitlich lagen die zwölf Monate unmittelbar im Vorfeld des EU-Beitritts Kroatiens.

In vier inhaltlichen Themenblöcken wurde die Ist-Situation des kroatischen Energiemarkts untersucht, eine Funktionsweise für einen liberalisierten Markt entwickelt, die Vorbereitung für die weitere Entwicklung des Marktes eingeleitet und die administrative Kapazität der kroatischen Behörden gestärkt. Jeder dieser Themenblöcke enthielt konkrete Empfehlungen für den Energiemarkt Kroatiens.

Das Projekt wurde von allen Partnern und vom kroatischen Energiemarkt sehr positiv aufgenommen und gilt nunmehr als Best-Practice-Beispiel.

Anreizregulierung in Georgien

Einen Monat nach dem Kroatien-Projekt startete die E-Control im September 2012 die Umsetzung eines weiteren Twinning unter Beteiligung der EXAA, der deutschen Bundesnetzagentur und der lettischen PUC. In diesem Rahmen wird die georgische Energieregulierungsbehörde GNERC bei der Entwicklung eines Anreizregulierungssystems für Stromnetze unterstützt.

Mit einem EU-Budget von Euro 1.100.000 und einer Laufzeit von knapp zwei Jahren konzentriert sich das Projekt auf die Themen Anreizregulierung und Versorgungsqualität. Im Laufe des Jahres 2013 wurde die Analyse des Status

quo abgeschlossen und zugleich wurden die Mitarbeiter und Mitarbeiterinnen der GNERC in den Themen Anreiz- und Qualitätsregulierung geschult. Darauf aufbauend wurden Vorschläge für eine Tarifierungsmethodik für das georgische Stromnetz erarbeitet, welche in weiterer Folge mit der örtlichen Branche diskutiert werden. Die Resonanz zu den vorgeschlagenen Themen ist durchwegs positiv.

Weitere Informationen über die Twinningprojekte der E-Control sind auf einer eigens eingerichteten Website verfügbar (www.e-twinning.at).

Projekt in Uganda

Zusätzlich zu den Twinning-Projekten führte die E-Control 2013 erstmals ein Projekt im Rahmen der österreichischen Entwicklungszusammenarbeit durch. Das Projekt mit der Regulierungsbehörde für Energie der Republik Uganda (ERA) wurde von der Österreichischen Entwicklungsbank AG finanziert. Aufgrund der langjährigen internationalen Erfahrungen und der fachlichen Nähe zu ERA trat das Ministerium für europäische und internationale Angelegenheiten mit dem Ansuchen an die E-Control heran, in eine Projektpartnerschaft mit ERA einzutreten.

Das Ziel des Projekts bestand darin, ERA bei ihren Aufgaben zu unterstützen und notwendiges Know-how für die Weiterentwicklung bereitzustellen. Mit einem Budget von Euro 155.000 und einer Laufzeit von rund 10 Monaten konzentriert sich das Projekt

auf die Themen Genehmigungsverfahren bei Neukraftwerken, Tarifgestaltung sowie interne Strukturen und Organisationsform.

ENTWICKLUNGEN IN DER ENERGIEGEMEINSCHAFT

Der in der EU durch Ratsentscheidung 2006/500/EC gültige Vertrag über die Errichtung der Energiegemeinschaft („Treaty establishing the Energy Community“) ist ein für Österreichs Energiepolitik wichtiges Vertragswerk aufgrund der geographischen Nähe zum Energiemarkt Westbalkan und der Rolle Wiens als Energiehauptstadt.

Ziel der Energiegemeinschaft ist die Vorbereitung der Vertragsstaaten auf den EU-Energie-Acquis und Schaffung von Investitionssicherheit durch dessen Umsetzung.

Rechtliche Grundlage für das Tätigwerden der E-Control im Rahmen des ECRB („Energy Community Regulatory Board“; sozusagen die ACER der Energiegemeinschaft) ergibt sich aus Artikel 59 der Treaty.

Trotz großer Ambitionen anlässlich der Gründung gab und gibt es Schwächen wegen schleppender Implementierung und (bisweilen schwer verständlicher) Rivalitäten zwischen den Vertragsparteien.

Die Teilnahme der E-Control am ECRB ist dennoch wichtig und nötig, da die Energiegemeinschaft ein für Österreich wichtiger Markt ist und durch den sog. Title III, Artikel 27 der Treaty auch juristische Auswirkungen in Österreich möglich wären.

Die Tätigkeiten der E-Control umfassen primär die Teilnahme am ECRB und den ECRB-Arbeitsgruppen. Da die Arbeitsgruppen fast immer in Wien stattfinden, sind die Kosten auf Seiten E-Control sehr beschränkt.

Ziel der E-Control ist es, einerseits die Erfolge des EU-Energiebinnenmarkts (trotz teilweise magerer EU-Präsenz) auch in der Energiegemeinschaft konkret darzustellen bzw. die Umsetzungsschritte in Österreich zu erklären, andererseits übergeordnete Interessen zu beobachten (z.B. Pipeline-Ausnahmeentscheidungen, Versorgungssicherheitsthemen).

Ein weiteres Ziel ist es auch, institutionelle Brücken zwischen ECRB und CEER/ACER zu bauen, was neue EU-Rechtsakte betrifft oder die Vertiefung bestehender Themen. So konnte am 9. Oktober 2013 erstmals ein erfolgreicher, gemeinsamer CEER/ECRB-Workshop zu Konsumententhemen in Wien abgehalten werden, der auf Initiative der E-Control zustande kam.

Trotz mancher Fortschritte und angesichts der Verlängerung der Energiegemeinschaft um weitere zehn Jahre wurde die Kritik sowohl in der Energiegemeinschaft als auch in der Europäischen Kommission an den beschwerlichen Abläufen innerhalb der Energiegemeinschaft zunehmend stärker.

Deshalb wurde beim Ministerial Council am 24. Oktober 2013 in Belgrad der politische Beschluss gefasst, eine sogenannte „High Level Reflection Group“ unter dem Vorsitz von Jerzy Buzek (ehem. Präsident des Europäischen Parlaments und ehem. Ministerpräsident Polens) einzusetzen. Unabhängig davon wurde auch der Leiter der Rechtsabteilung

der E-Control, Dr. Wolfgang Urbantschitsch, zum Mitglied im dreiköpfigen Legal Advisory Committee für die Periode 2014–2015 ernannt.

Ziel der High Level Reflection Group ist es – auf Basis der bisherigen Erfahrungen mit der Energiegemeinschaft – bis Herbst 2014 Vorschläge zur Verbesserung des institutionellen Rahmens und der Arbeitsmethoden der Energiegemeinschaft vorzuschlagen.

Zu Redaktionsschluss des vorliegenden Tätigkeitsberichts lagen noch keine berichtsfähigen Ergebnisse der High Level Reflection Group vor.

JAHRESABSCHLUSS DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

BILANZ ZUM 31. DEZEMBER 2013		
Aktiva	Stand am 31.12.2013 €	Stand am 31.12.2012 €
A. Anlagevermögen:		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	1.105.997,47	572.623,85
II. Sachanlagen	870.728,77	1.095.519,53
	1.976.726,24	1.668.143,38
B. Umlaufvermögen:		
I. Vorräte:		
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	12.757,58	19.136,36
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände:		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	90.663,13	37.638,27
2. Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände (davon aus Steuern: TS 56 €, Vorjahr: TS 0 €)	279.973,45	99.835,13
III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten	6.393.768,94	5.015.025,40
	6.777.163,10	5.171.635,16
C. Rechnungsabgrenzungsposten:	260.282,89	265.603,92
D. Sondervermögen:		
1. Kraft-Wärme-Kopplung gemäß § 13 ÖkostromG	40.373.801,27	40.087.383,24
2. Stranded Costs gemäß § 69 EIWOG	5.403.447,94	5.435.732,98
	45.777.249,21	45.523.116,22
SUMME Aktiva:	54.791.421,44	52.628.498,68
Treuhandvermögen – EU Twinning:	818.802,18	778.181,40

Passiva	Stand am 31.12.2013 €	Stand am 31.12.2012 €
A. Eigenkapital:		
I. Widmungskapital	35.000,00	35.000,00
II. Rücklage nach § 33 E-ControlG	382.526,89	177.813,39
III. Bilanzgewinn (davon Gewinnvortrag von: TS 8 €, Vorjahr: TS 4 €)	12.000,00	8.000,00
	429.526,89	220.813,39
B. Unversteuerte Rücklagen:		
Bewertungsreserve auf Grund von Sonderabschreibungen	167.802,41	176.564,05
C. Rückstellungen:		
1. Rückstellungen für Abfertigungen	274.143,23	213.484,84
2. Sonstige Rückstellungen	1.682.831,35	1.765.579,83
	1.956.974,58	1.979.064,67
D. Verbindlichkeiten:		
1. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.329.961,71	889.381,02
2. Sonstige Verbindlichkeiten (davon aus Steuern: TS 1 €, Vorjahr: TS 27 €; davon im Rahmen der sozialen Sicherheit: TS 212 €, Vorjahr: TS 186 €)	5.129.906,64	3.839.559,33
	6.459.868,35	4.728.940,35
E. Verpflichtungen aus Sondervermögen:		
Verbindlichkeiten	45.777.249,21	45.523.116,22
SUMME Passiva:	54.791.421,44	52.628.498,68
Verpflichtungen aus Treuhandvermögen – EU Twinning:	818.802,18	778.181,40

GEWINN-UND-VERLUST-RECHNUNG FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2013		
	31.12.2013	31.12.2012
	€	€
1. Umsatzerlöse		
a) aus regulatorischer Tätigkeit	19.265.006,07	20.101.953,88
b) aus nicht regulatorischer Tätigkeit	287.083,34	373.396,53
2. Sonstige betriebliche Erträge	422.773,48	405.810,16
3. Personalaufwand	-10.328.501,51	-10.055.945,79
4. Abschreibungen auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	-1.069.760,14	-1.143.447,51
5. Sonstige betriebliche Aufwendungen (davon betreffend Sondervermögen TS 5 €, Vorjahr TS 5 €)	-8.396.931,78	-9.560.294,50
6. Zwischensumme aus Z 1 bis Z 5 (Betriebserfolg)	179.669,46	121.472,77
7. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge (davon betreffend Sondervermögen TS 528 €, Vorjahr TS 906 €)	549.482,59	952.295,20
8. Zinsen und ähnliche Aufwendungen (davon betreffend Sondervermögen TS 392 €, Vorjahr TS 792 €)	-391.946,21	-791.951,16
9. Zwischensumme aus Z 7 bis Z 8	157.536,38	160.344,04
10. Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	337.205,84	281.816,81

	- 31.12.2013 €	- 31.12.2012 €
11. Steuern vom Einkommen (davon betreffend Sondervermögen TS 132 €, Vorjahr TS 108 €)	-137.253,98	-119.351,74
12. Jahresüberschuss	199.951,86	162.465,07
13. Auflösung unverteuerter Rücklagen	113.803,97	99.208,64
14. Zuweisung zu unverteuerten Rücklagen	-105.042,33	-95.833,49
15. Zuweisung zu Gewinnrücklagen	-204.713,50	-161.840,22
16. Jahresgewinn	4.000,00	4.000,00
17. Gewinnvortrag aus dem Vorjahr	8.000,00	4.000,00
18. Bilanzgewinn	12.000,00	8.000,00

ANHANG DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

FÜR DIE REGULIERUNG IN DER ELEKTRIZITÄTS- UND ERDGAS- WIRTSCHAFT (E-CONTROL), WIEN, FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2013

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-Verlust-Rechnung einzelne Posten zusammengefasst. Diese Posten sind im Anhang gesondert ausgewiesen.

Die Gewinn-und-Verlust-Rechnung 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-Verlust-Rechnung (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 2013 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 Jahren 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 wird der Festwert in den Jahren 2013 bis 2015 gleichmäßig aufgelöst.

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

Die Abfertigungsrückstellung wird nach anerkannten finanzmathematischen Grundsätzen auf Basis eines Rechnungszinssatzes von 2,5 % (Vorjahr 4%), 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 Wesentlichen 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 913 Euro für das Geschäftsjahr 2013 (Vorjahr TS 784 Euro). Die Gesamtverpflichtungen für die nächsten 5 Jahre betragen TS 4.523 Euro (Vorjahr TS 3.858 Euro).

FORDERUNGEN UND SONSTIGE VERMÖGENSGEGENSTÄNDE

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

In den sonstigen Forderungen und Vermögensgegenständen sind, wie im Vorjahr, Beiträge in Höhe von TS 23 Euro 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 24 Euro enthalten (Vorjahr TS 42 Euro), die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

SONDERVERMÖGEN

Im Bilanzposten „Sondervermögen“ sind liquide Mittel und kurzfristige Veranlagungen mit einer Laufzeit von bis zu 9 Monaten enthalten, die aufgrund der nachfolgend zitierten Gesetzesgrundlagen eingehoben und inklusive der erwirtschafteten Zinserträge weitergeleitet werden.

Kraft-Wärme-Kopplung

Die Unterstützungsbeiträge zur Förderung der KWK-Anlagen werden gemäß § 8 KWK-Gesetz iVm § 23 ÖSG von der Energie-Control Austria nach bescheidmäßiger Feststellung

der Höhe des Unterstützungstarifs durch das BMWFJ an die begünstigten Anlagenbetreiber ausbezahlt.

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 Erlösmininderungen, 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 nun 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 Europäischen Kommission zur Abwicklung von Twinning-Projekten in Kroatien sowie Georgien, an

welchen die Energie-Control Austria sowohl als Projektpartner als auch als finanzielle Abwicklungsstelle für die beteiligten Projektpartner agiert.

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

	31.12.2013 €	31.12.2012 €
Projektkonto Twinning – Georgien	667.316,58	429.661,32
Projektkonto Twinning – Kroatien	151.485,60	348.520,08
	818.802,18	778.181,40

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:

	31.12.2013 €	31.12.2012 €
Erstellung Geschäfts- und Tätigkeitsbericht	90.000,00	92.700,00
Noch nicht abgerechnete Projekte und Studien	57.343,00	186.063,00
Noch nicht konsumierte Urlaube	600.050,32	504.545,73
Prämien Mitarbeiter	675.415,03	711.210,76
Rechts-, Prüfungs- und Beratungsaufwand	29.200,00	30.331,14
Sonstige noch nicht abgerechnete Leistungen	230.823,00	240.729,20
	1.682.831,35	1.765.579,83

VERBINDLICHKEITEN

Im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ sind Aufwendungen in Höhe von TS 213 Euro (Vorjahr TS 213 Euro) 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 Euro) 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 2013 wurden TS 287 Euro zuzüglich 20% USt (Vorjahr TS 373 Euro) 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 1 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 2.914 Euro (Vorjahr TS 3.259 Euro) 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 TREUHANDVERMÖGEN – 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-Verlust-Rechnung

UMSATZERLÖSE		
	31.12.2013	31.12.2012
	€	€
Erlöse Strommarktregulierung	15.393.599,97	14.633.995,47
Erlöse Gasmarktregulierung	5.845.000,01	5.738.504,50
abz. Erlösschmälerungen: Budgetvortrag	-1.973.593,91	-270.546,09
	19.265.006,07	20.101.953,88
Erlöse aus nicht regulatorischer Tätigkeit	287.083,34	373.396,53

SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE		
	31.12.2013	31.12.2012
	€	€
a) Erträge aus dem Abgang vom Anlagevermögen mit Ausnahme der Finanzanlagen	604,52	412,67
b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	23.811,05	14.371,38
c) Übrige	398.357,91	391.026,11
	422.773,48	405.810,16

ERLÄUTERUNG SONSTIGE ERTRÄGE (ÜBRIGE)		
	31.12.2013	31.12.2012
	€	€
Weiterverrechnung RECS, CEER	45.223,46	34.478,98
Weiterverrechnung Sprit- und Tarifikalkulator	116.210,58	89.024,76
Weiterverrechnung Stromnachweis-DB	0,00	85.000,00
Weiterverrechnung Twinning-Projekte	136.925,23	17.898,78
Vortragstätigkeit Ausland	58.775,65	88.530,59
Vortragstätigkeit Inland	9.191,42	24.008,33
Erhaltener Schadenersatz	2.287,72	244,00
Skontoerträge aus Wareneinkauf	8,53	0,00
Übrige Erträge	32.023,04	52.084,67
	398.357,91	391.026,11

PERSONALAUFWAND		
	31.12.2013	31.12.2012
	€	€
a) Gehälter	8.074.425,89	7.971.898,42
b) Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen	170.243,55	131.650,33
c) Aufwendungen für Altersversorgung	339.995,61	331.256,75
d) Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	1.660.660,03	1.550.451,36
e) Sonstige Sozialabgaben	83.176,43	70.688,93
	10.328.501,51	10.055.945,79

AUFWENDUNGEN FÜR ABFERTIGUNGEN UND LEISTUNGEN AN BETRIEBLICHE MITARBEITERVORSORGEKASSEN		
	31.12.2013	31.12.2012
	€	€
Veränderung Abfertigungsrückstellung	60.658,39	29.123,35
Mitarbeitervorsorgekasse	109.585,16	102.526,98
	170.243,55	131.650,33

MITARBEITER				
	zum 31. 12. 2013	durchschnittlich	zum 31. 12. 2012	durchschnittlich
Vorstand	2,0	2,0	2,0	2,0
Angestellte	116,0	112,7	108,0	110,7
	118,0	114,7	110,0	112,7

SONSTIGE BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN		
	31.12.2013	31.12.2012
	€	€
a) Steuern, soweit sie nicht unter Steuern vom Einkommen und Ertrag fallen	5.296,75	5.337,72
b) Übrige	8.391.635,03	9.554.956,78
	8.396.931,78	9.560.294,50

SONSTIGE ZINSEN UND ÄHNLICHE ERTRÄGE		
	31.12.2013	31.12.2012
	€	€
Zinserträge	21.236,51	46.676,02
Zinserträge des Sondervermögens:		
im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung	493.934,74	824.556,04
im Bereich Stranded-Costs-Beiträge	34.311,34	80.987,13
im Bereich AGZ-Steiermark	0,00	0,50
im Bereich AGZ-Oberösterreich	0,00	75,51
	549.482,59	952.295,20

In den sonstigen Zinsen und ähnlichen Erträgen sind Zinserträge enthalten, welche in Zusammenhang mit dem in der Bilanz geson-

dert ausgewiesenen Sondervermögen (Kraft-Wärme-Kopplung, Stranded Costs und Ausgleichszahlungen) stehen.

ZINSEN UND ÄHNLICHE AUFWENDUNGEN		
	31.12.2013	31.12.2012
	€	€
Bank- und Darlehenszinsen	-73,60	-10,10
Verzugszinsen und Mahnspesen	-344,81	0,00
Zinsaufwendungen des Sondervermögens:		
im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung	-368.945,61	-727.514,89
im Bereich Stranded-Costs-Beiträge	-22.582,19	-65.136,99
im Bereich AGZ-Steiermark	0,00	216,67
im Bereich AGZ-Oberösterreich	0,00	494,15
	-391.946,21	-791.951,16

Entgelte des Abschlussprüfers

DIE ENTGELTE DES ABSCHLUSSPRÜFERS SETZEN SICH IM GESCHÄFTSJAHR 2013 WIE FOLGT ZUSAMMEN		
	31.12.2013	31.12.2012
	€	€
Prüfungsentgelt Geschäftsjahr	22.500	21.900
Prüfungsentgelt Nachverrechnung	4.000	0
Andere Bestätigungsleistungen	12.500	0
Sonstige Leistungen	13.500	0

Ergänzende Angaben

Die Vergütungen an den Aufsichtsrat betragen im Geschäftsjahr 2013 insgesamt 9.945 Euro (Vorjahr TS 10 Euro).

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 2013 folgende Personen tätig:

Univ.-Prof. DDr. Walter Barfuß

(Vorsitzender)

Dr. Georg Obermeier

(Stellvertreter des Vorsitzenden)

Mag. Sylvia Hofinger (bis 31.07.2013)

Mag. Gunda Kirchner

Mag. Ulrike Wilfling (seit 31.07.2013)

Vertreter des Betriebsrates:

Ing. Martin Brozka

Dr. Johannes Mrazek

Wien, am 28. Jänner 2014

Der Vorstand



DI Walter Boltz



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

ANLAGENSPIEGEL ZUM 31. DEZEMBER 2013

	Anschaffungs- und Herstellungskosten am 1. 1. 2013 €	Zugänge €	Umbuchungen €	Abgänge €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:				
1. Strombezugsrecht	18.366,24	0,00	0,00	0,00
2. EDV-Software	3.559.452,75	877.420,83	0,00	1.100,00
3. Geleistete Anzahlungen	0,00	147.760,80	0,00	0,00
	3.577.818,99	1.025.181,63	0,00	1.100,00
II. Sachanlagen:				
1. Einbauten in fremde Gebäude	688.359,89	6.444,37	0,00	0,00
2. Geschäftsausstattung	1.158.506,87	21.989,02	0,00	0,00
3. EDV-Hardware	1.883.945,26	222.040,64	0,00	15.666,60
4. Personenkraftwagen	123.831,84	0,00	0,00	0,00
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	833.863,07	105.042,33	0,00	17.919,19
	4.688.506,93	355.516,36	0,00	33.585,79
SUMME	8.266.325,92	1.380.697,99	0,00	34.685,79

ENTWICKLUNG DER UNVERSTEUERTEN RÜCKLAGEN

	Stand am 1. 1. 2013 €	Zuführung €
Bewertungsreserve auf Grund von Sonderabschreibungen:		
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) - 2010	20.027,68	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) - 2011	84.661,25	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) - 2012	71.875,12	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) - 2013	0,00	105.042,33
	176.564,05	105.042,33

ANLAGENSPIEGEL ZUM 31. DEZEMBER 2013

	kumulierte Abschreibungen €	Buchwert 31. 12. 2013 €	Buchwert 31. 12. 2012 €	Abschreibungen des Geschäfts- jahres €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:				
1. Strombezugsrecht	17.424,33	941,91	2.048,64	1.106,73
2. EDV-Software	3.478.478,82	957.294,76	570.575,21	490.701,28
3. Geleistete Anzahlungen	0,00	147.760,80	0,00	0,00
	3.495.903,15	1.105.997,47	572.623,85	491.808,01
II. Sachanlagen:				
1. Einbauten in fremde Gebäude	533.534,48	161.269,78	200.294,61	45.469,20
2. Geschäftsausstattung	986.345,66	194.150,23	311.163,75	139.002,54
3. EDV-Hardware	1.763.180,85	327.138,45	373.550,62	267.496,23
4. Personenkraftwagen	103.463,94	20.367,90	33.946,50	13.578,60
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	753.183,80	167.802,41	176.564,05	112.405,56
	4.139.708,73	870.728,77	1.095.519,53	577.952,13
SUMME	7.635.611,88	1.976.726,24	1.668.143,38	1.069.760,14

ENTWICKLUNG DER UNVERSTEUERTEN RÜCKLAGEN

	Auflösung durch Zeitablauf €	Auflösung durch Ausscheidung €	Stand am 31. 12. 2013 €
Bewertungsreserve auf Grund von Sonderabschreibungen:			
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) - 2010	20.027,64	0,04	0,00
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) - 2011	42.158,97	3,13	42.499,15
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) - 2012	23.958,37	1.136,23	46.780,52
Geringwertige Vermögensgegenstände (§ 13 EStG) - 2013	26.260,58	259,01	78.522,74
	112.405,56	1.398,41	167.802,41

LAGEBERICHT DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

FÜR DIE REGULIERUNG IN DER ELEKTRIZITÄTS- UND ERDGASWIRTSCHAFT (E-CONTROL) FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2013

Geschäftsverlauf, Geschäftsergebnis und Lage des Unternehmens

GESCHÄFTSTÄTIGKEIT UND RAHMENBEDINGUNGEN

Die Regulierungsbehörde Energie-Control Austria hat sich auch im Geschäftsjahr 2013 mit der Umsetzung von neuen und zusätzlichen Regulierungsvorgaben für den Elektrizitäts- und Erdgasbereich (EIWOG 2010 sowie GWG 2011) befasst. Insbesondere wurden im abgelaufenen Geschäftsjahr eine Vielzahl an Verfahren zur Festsetzung der Netzbetreiberkosten geführt.

Die Anreizregulierung im Strom- und Gasbereich bildet die Grundlage für die aktuellen Kostenbescheide und erstreckt sich auf eine Regulierungsperiode von insgesamt fünf Jahren. Des Weiteren hat sich die Regulierungsbehörde Energie-Control Austria im Geschäftsjahr 2013 verstärkt mit dem Lieferantenwechselprozess, der Entflechtung von Netzbetreibern sowie dem neuen Marktmodell für den Gasbereich auseinandergesetzt.

Sonstige bearbeitete und abzuschließende Aufgaben betrafen vor allem die Zulassung von Bilanzgruppenverantwortlichen, diverse Verfahren im Zusammenhang mit dem Anschluss von Ökostromanlagen, die Umsetzung von REMIT sowie die Genehmigung von Allgemeinen Bedingungen. Auch umfangreiche Streitschlichtungsverfahren vor der Schlichtungsstelle sowie Aktivitäten auf internationaler Ebene wurden mit angemessener Intensität weitergeführt.

Aufgrund einer Änderung des Körperschaftsteuergesetzes 1988 im Zuge des Stabilitätspaketes 2012 ist die Regulierungsbehörde Energie-Control Austria bereits seit dem

1. April 2012 mit sämtlichen im Eigenbestand sowie Sonder- und Treuhandvermögen erwirtschafteten Kapitalerträgen kapitalertragsteuerepflichtig (§ 1 Abs. 3 Ziffer 3 Körperschaftsteuergesetz) geworden. Daher verringert sich das dem Sonder- und Treuhandvermögen zuordenbare Zinsergebnis um die direkt von den Banken einbehaltene und abzuführende Kapitalertragsteuer.

Mit Stichtag 3. März 2011 wurde das Stammkapital sowie der Bilanzgewinn der Energie-Control GmbH (in Höhe TS 3.707 Euro) in eine „Erhaltene Anzahlung“ auf zukünftige, nicht-regulatorische Leistungen umgewidmet. Diese Anzahlung dient somit 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. Im Jahr 2013 wurden TS 287 Euro zuzüglich 20% USt (Vorjahr TS 373 Euro) 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.

Zur Förderung des Wärme- und Kälteleitungsausbaus wurde Ende 2011 mit dem Budgetbegleitgesetz 2012, BGBl I Nr. 112/2011 der Abfluss von Mio. 25 Euro aus den im Bereich des Sondervermögens gehaltenen liquiden Mitteln beschlossen. Dieser Abfluss erfolgte im Geschäftsjahr 2012. Ähnliche oder vergleichbare Abflüsse aus dem Sondervermö-

gen wurden im Geschäftsjahr 2013 nicht gesetzlich veranlasst.

Auf Basis des Ökostromgesetzes (ÖSG 2012) konnte im Geschäftsjahr 2013 die Rückerstattung der Ökostrommehraufwendungen mit einem Gesamtvolumen von insgesamt rd. Mio. 70 Euro abgeschlossen werden.

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. 2013 - 31. 12. 2013	Zeitraum 1. 1. 2012 - 31. 12. 2012
1. Fiktive Schuldentilgungsdauer *)		
Rückstellungen	1.956.975	1.979.065
+ Verbindlichkeiten (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	6.459.868	4.728.940
- Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
- Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	-6.393.769	-5.015.025
Zwischensumme	2.023.074	1.692.980
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit *)	205.261	173.383
- Steuern *)	-5.309	-10.918
+ Abschreibungen im Anlagevermögen	1.069.760	1.143.448
- Zuschreibungen im Anlagevermögen	0	0
-/+ Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	794	202.999
+/- Erhöhung/Verringerung langfristige Rückstellungen	60.658	29.123
Mittelüberschuss aus dem EGT	1.331.164	1.538.035
= Fiktive Schuldentilgungsdauer	1,52 Jahre	1,10 Jahre
2. Eigenmittelquote *)		
Eigenkapital	429.527	220.813
+ Unversteuerte Rücklagen	167.802	176.564
bereinigtes Eigenkapital	597.329	397.377
Gesamtkapital (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	9.014.172	7.105.382
- von Vorräten „abziehbare“ Anzahlungen	0,00	0,00
= Eigenmittelquote	6,63%	5,59%

*) ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

LIQUIDITÄTSANALYSE OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DES SONDER- UND TREUHANDVERMÖGENS		
	Zeitraum 1. 1. 2013 - 31. 12. 2013	Zeitraum 1. 1. 2012 - 31. 12. 2012
1. Working Capital Ratio *)		
kurzfristige Aktiva (Umlaufvermögen)	7.034.896	5.434.689
kurzfristige Passiva	5.228.676	3.235.996
= Working Capital Ratio	134,54%	167,94%
2. Dynamischer Verschuldungsgrad *)		
Rückstellungen	1.956.975	1.979.065
+ Verbindlichkeiten (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	6.459.868	4.728.940
- Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
- Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	-6.393.769	-5.015.025
- Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	-90.663	-37.638
- sonstige Forderungen	-279.973	-99.835
= Effektivverschuldung	1.652.437	1.555.506
Cashflow aus dem Ergebnis	2.757.880	2.669.209
= Dynamischer Verschuldungsgrad	0,60 Jahre	0,58 Jahre

*) ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

KAPITALFLUSSRECHNUNG OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DER VERÄNDERUNG IM SONDER- UND TREUHANDVERMÖGEN

	Zeitraum 1. 1. 2013 - 31. 12. 2013	Zeitraum 1. 1. 2012 - 31. 12. 2012
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit *)	205.261	173.383
+ Abschreibung	1.069.760	1.143.448
-/+ Erträge/Verluste aus dem Abgang vom Anlagevermögen	794	202.999
-/+ Erträge/Verluste aus dem Abgang von Finanzanlagen	0	0
+/- Veränderung langfristige Rückstellungen	60.658	29.123
-/+ Veränderung der Vorräte	6.379	0
-/+ Veränderung Forderungen Lieferungen und Leistungen	-53.025	157.959
-/+ Veränderung sonstiger Forderungen	-180.138	188.224
-/+ Veränderung Aktive Rechnungsabgrenzungsposten	5.321	134.603
+/- Veränderung kurzfristige Rückstellungen	-82.748	823.635
+/- Veränderung Verbindlichkeiten Lieferungen und Leistungen	440.581	-86.773
+/- Veränderung sonstiger Verbindlichkeiten	1.290.347	-86.473
Netto-Geldfluss aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	2.763.190	2.680.127
Steuern vom Einkommen und Ertrag *)	-5.309	-10.918
Netto-Geldfluss aus der laufenden Geschäftstätigkeit	2.757.880	2.669.209
+/- Einzahlungen aus dem Abgang vom Anlagevermögen (ohne FAV)	1.561	413
+/- Einzahlungen aus dem Abgang von Finanzanlagen	0	0
- Investitionen in das Anlagevermögen (ohne FAV)	-1.380.698	-549.468
- Investitionen in das Finanzanlagevermögen	0	0
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	-1.379.137	-549.055
+/- 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	1.378.744	2.120.155
+/- Veränderung Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
Veränderung liquider Mittel	1.378.744	2.120.155
+ Finanzmittelbestand am Beginn der Periode	5.015.025	2.894.871
Finanzmittelbestand am Ende der Periode	6.393.769	5.015.026

*) ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

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

Eigenkapitalbildende Maßnahmen zur Verbesserung der mit rd. 7% (Vorjahr rd. 6%) geringen Eigenmittelquote sind in Folge der fehlenden Gewinnerorientierung, der gesetzlichen Ausgestaltung des Finanzierungsmodus (Einhebung eines ausschließlich kostendeckenden Finanzierungsentgeltes) sowie dem geringen Widmungskapital nur in eingeschränktem Ausmaß möglich. Zusätzlich führt die Umwidmung des Eigenkapitals sowie Bilanzgewinns der Energie-Control GmbH mit Stichtag 3. März 2011 in eine „Erhaltene Anzahlung“ für die in Folgejahren für die Republik Österreich zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interessen zu einer wesentlichen Erhöhung der Verbindlichkeiten der Energie-Control Austria. Im Geschäftsjahr 2012 und ebenso im Geschäftsjahr 2013 wurde durch die Weiterverrechnung von

nicht-regulatorischen Leistungen diese Erhöhung der Verbindlichkeiten schrittweise rückgeführt. Auch in den kommenden Geschäftsjahren wird diese Rückführung fortgesetzt.

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. 1,5 Jahren ergibt sich somit für die Energie-Control Austria kein unmittelbarer Handlungsbedarf.

VORGÄNGE VON BESONDERER BEDEUTUNG NACH DEM SCHLUSS DES GESCHÄFTSJAHRES

Es sind keine Vorgänge von besonderer Bedeutung nach dem Schluss des Geschäftsjahres 2013 eingetreten oder bekannt geworden.

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.

Damit einher ging auch ein gesetzlich notwendiger und angemessener Ausbau der quantitativen und qualitativen personellen und sachlichen Ausstattung von Kernfunktionen der Regulierungsbehörde Energie-Control Austria. Eine wesentliche gesetzliche Änderung in der Geschäftspolitik und strategischen Ausrichtung, die die wirtschaftliche Situation und Entwicklung der Regulierungsbehörde Energie-Control Austria nachhaltig negativ beeinträchtigen könnte, ist hingegen

für die Zukunft nicht geplant oder ersichtlich. Eine finanzielle Mehrbelastung, sowohl einmaliger als auch dauerhafter Art, hat sich allein aufgrund der Änderung der Rechtsform nicht ergeben. Die gesetzlichen Finanzierungsregeln ermöglichen im Geschäftsjahr 2013 und auch zukünftig eine entsprechende volle Kostenabdeckung.

Mit 1. Jänner 2014 wird über Beschwerden gegen Bescheide des Vorstands der Energie-Control Austria nach Art. 130 Abs. 1 Z 1 B-VG das Bundesverwaltungsgericht entscheiden. Somit ist ab 1. Jänner 2014 die im Jahr 2011 eingerichtete Stabstelle „Rechtsmittelverfahren“ nicht mehr als zweite Instanz tätig.

Risikoberichterstattung

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

Die Regulierungsbehörde Energie-Control Austria ist aufgrund ihrer Sachzieldominanz und indem sie keine Produkte oder Dienstleistungen im betriebswirtschaftlichen Sinne erzeugt, für die es eine Preisbildung an Märkten durch Angebot und Nachfrage gibt, unverändert im abgelaufenen Geschäftsjahr 2013 und auch zukünftig keinem Markt-, Absatz-, Kunden- oder Produktionsrisiko ausgesetzt. Die Energie-Control Austria unterliegt wie auch bisher keinem Gewinnstreben, wodurch sich auch alle damit in Zusammenhang ste-

henden 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 aus. Derzeit sind keine weiteren maßgeblichen Gesetzesänderungen absehbar, welche die Aufgaben der Energie-Control Austria im obigen Sinne anders bestimmen. Da somit aus heutiger Sicht keine weiteren Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen erkennbar sind, werden in Folge auch hieraus ableitbare Risiken als sehr gering eingestuft.

Die als Folge des 3. Energie-Binnenmarktpakets resultierenden finanziellen Mehraufwen-

dungen sind, unabhängig von ihrem engen Umfang, durch die gesetzlichen Finanzierungsregelungen in vollem Umfang gedeckt. Eine Änderung dieser gesetzlichen Finanzierungsregelungen ohne Gegenmaßnahme könnte ein Finanzierungsrisiko nach sich ziehen, wenn nicht gleichzeitig andere ausgleichende Regelungen getroffen werden. Dieses Finanzierungsrisiko wird als äußerst gering eingeschätzt, da dies umfangreiche, gesetzliche Änderungen voraussetzen würde.

Wie in den Vorjahren besteht 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.

Ebenso bestehen weiterhin kreditseitig keine Zinsänderungsrisiken für die Energie-Control Austria, da weder Darlehens-, Finanzierungs- oder Leasingverträge abgeschlossen wurden, noch welche aus der Vergangenheit bestehen oder geplant sind. Veranlagungsseitig werden nur Geschäfte zu Festzinsvereinbarungen in Euro getätigt. Somit gibt es auch keine Geschäftsaktivitäten zur Minimierung von Zinsänderungsrisiken.

Das Finanzierungsrisiko der Energie-Control Austria ist aufgrund gesetzlicher Regelungen 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 2013 wurden vom Aufsichtsrat genehmigt.

So fand auch zu Beginn des Geschäftsjahres 2013 die Einhebung des Finanzierungsentgelts (wie in all den Vorjahren) planmäßig statt. Somit ist auch das Ergebnis der Energie-Control Austria von der Aufwands- und Ertragsentwicklung unabhängig.

Seit dem 3. März 2011, nach erfolgter Umwandlung der Energie-Control GmbH in die Energie-Control Austria als Anstalt öffentlichen Rechts im Wege der Gesamtrechtsnachfolge, ergeben sich auch keine wesentlichen Änderungen in der Risikostruktur. Weder im Geschäftsjahr 2013 gab es hierzu Indikationen, noch werden welche für die Zukunft erwartet.

Das Risikomanagement der Regulierungsbehörde Energie-Control Austria wird regelmäßig überprüft und bedarfsgemäß angepasst. Damit wird stets das Ziel verfolgt, das aus Sicht einer Risikoanalyse verbleibende Restrisiko für die Energie-Control Austria zu minimieren.

RISIKOMANAGEMENTZIELE UND -METHODEN

Oberstes Ziel der Veranlagungsstrategie der Regulierungsbehörde Energie-Control Austria ist es, Bonitätsrisiken weitestgehend zu minimieren, Währungsrisiken äußerst gering zu halten, Zinsänderungsrisiken zu vermeiden und keine Geschäfte zur Erzielung von Speku-

lationsgewinnen – insbesondere auch solche Spekulationen, die in direktem Zusammenhang mit Derivaten stehen – abzuschließen und damit die nominale Substanz aller anvertrauten Gelder zu erhalten.

Die Energie-Control Austria hat 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.

Zu diesem Zweck wurde das in 2007 von der Energie-Control GmbH aufgebaute Risikomanagement für die Verwaltung und Veranlagung des Sondervermögens auch im Geschäftsjahr 2013 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 2013 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 zur Spekulation zu verwenden. Dieses strenge, konservativ ausgelegte Risikomanagement der Veranlagung von Sondervermögen wird auch auf die Finanzmittel angewendet, die der Energie-Control Austria

seit 2012 von der Europäischen Union im Vorhinein auf Treuhandkonten zur Finanzierung der Twinning-Projekte in Kroatien und Georgien bereitgestellt wurden. Das Twinning-Projekt in Kroatien wurde 2013 erfolgreich abgeschlossen. Selbiges wird für das Jahr 2014 vom Twinning-Projekt in Georgien erwartet.

Die Anwendung konservativer Veranlagungsregeln wurde somit erneut auch im Geschäftsjahr 2013 in einem Marktumfeld anhaltend historisch niedriger Marktzinsen beibehalten. Die hohen Qualitätsanforderungen an Veranlagungsprodukte und zusätzliche Prüfungen und Kontrollen wurden ohne Änderungen fortgeschrieben, um eine konservative, sicherheitsorientierte Veranlagung zu gewährleisten. Wie in den Vorjahren galt ebenso der Ausschluss von Bankgeschäften, die die Substanz des Anlagebetrags gefährden können, das Verbot spekulativer Bankgeschäfte sowie das Verbot der Fremdmittelaufnahme, um Bankgeschäfte zu tätigen. Alle Geschäftsaktivitäten erfolgen nach dem Grundsatz maximaler Transparenz, sodass Veranlagungsentscheidungen von Einzelpersonen ausgeschlossen werden können.

Aufgrund der Veranlagungsvolumina werden von den Bank- und Kreditinstituten weiterhin nur 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 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.

Einzig das Insolvenzrisiko einer mit der Energie-Control Austria in Geschäftsbeziehung stehenden Bank verbleibt. Zur Eingrenzung dieses Risikos tätigt die Energie-Control Austria nur mit jenen Banken Geschäfte, die innerhalb von Europa oder Österreich Systemrelevanz haben. Dazu werden regelmäßig Gespräche mit den Banken geführt und deren Rating überwacht.

Allfällige Personalrisiken, wie beispielsweise Fluktuation oder Krankheit, werden durch interne Maßnahmen, zeitgemäße Organisationsformen, moderne Arbeitszeitmodelle, verantwortliche Mitarbeiterführung, Teilnahme an internationalen Projekten und einem Lehrlingsprogramm sowie einem regelmäßigen Angebot an Gesundheitsberatung eingegrenzt. All diese Maßnahmen wurden in der Vergangenheit bereits erfolgreich umgesetzt und werden ständig weiterentwickelt und verbessert. Sie tragen deutlich zu einer anhaltend niedrigen Fluktuation, zu einem deutlich unter dem Bundesdurchschnitt Österreichs liegenden Krankenstandniveau, zu einer hohen Leistungsorientierung, Mitarbeiterbindung und beiderseitigen Loyalität bei.

RISIKOMANAGEMENT IM BEREICH DER IT

Die IT Infrastruktur und die IT Anwendungen der Energie-Control Austria haben einen wesentlichen Anteil an der Effizienz, Ergebnis-

qualität und Umsetzungsgeschwindigkeit bei der operativen Unterstützung der Regulierungstätigkeit.

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 in 2013 erneut einer externen Analyse und Anpassung unterzogen. Durch das bereits im Vorjahr 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 Marktteilnehmer auf Energiegroßhandelsmärkten auf. Sie trat am 28. Dezember 2011 in Kraft und verbietet Insider-Handel und Marktmanipulation.

Im Laufe des Geschäftsjahres 2014 nimmt REMIT seinen operativen Betrieb auf. Mit REMIT erhält die Regulierungsbehörde Energie-Control Austria Zugang zu Daten und Informationen der höchsten Vertraulichkeit. Damit einher gehen umfangreiche Neuerungen und Erweiterungen des Risikomanagements, die sowohl technische und bauliche als auch organisatorische Sicherheitsmaßnahmen betreffen werden.

Bericht über Forschung und Entwicklung

Auch 2013 setzte sich die enge Zusammenarbeit mit nationalen und internationalen Universitäten, internationalen Energie-Experten und internationalen Energie-Regulierungsbehörden fort. Weil die Regulierungsbehörde Energie-Control Austria aufgrund der intensiven Arbeit sowie des hohen Engagements und der Flexibilität ihrer Mitarbeiter in den vergangenen Jahren innerhalb der europäischen Energie-Regulatoren ihre Stellung als vorausschauender „think tank“ weiter ausgebaut hat, ist es der Energie-Control Austria weiterhin möglich, an internationalen Forschungs- und Arbeitsprojekten im Energiebereich aktiv teilzunehmen und damit auch einen wesentlichen Beitrag zu wichtigen Themen der österreichischen und der europäischen Strom- und Gasmarktregulierung zu leisten.

Die Kompetenz der Regulierungsbehörde Energie-Control Austria ist international hoch geschätzt und trug dazu bei, im Geschäftsjahr 2013 das von der EU ausgeschriebene Twinning-Projekt in Kroatien erfolgreich und international anerkennend abzuschließen und gleichzeitig das von der EU ausgeschriebene Twinning-Projekt in Georgien erfolgreich weiterzuführen.

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

Wien, am 28. Jänner 2014

Der Vorstand



DI Walter Boltz



DI (FH) Mag. (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 2013 bis 31. Dezember 2013 unter Einbeziehung der Buchführung geprüft. Dieser Jahresabschluss umfasst die Bilanz zum 31. Dezember 2013, die Gewinn- und Verlustrechnung für das am 31. Dezember 2013 endende Geschäftsjahr sowie den Anhang.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter für den Jahresabschluss und für die Buchführung

Die gesetzlichen Vertreter der Anstalt sind für die Buchführung sowie für die Aufstellung eines Jahresabschlusses verantwortlich, der ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Anstalt 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 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 Prüfungsurteils zu diesem Jahresabschluss auf der Grundlage unserer Prüfung. Wir haben unsere Prüfung unter Beachtung der in Österreich geltenden gesetzlichen Vorschriften und Grundsätze ordnungsgemäßer 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 von Bedeutung ist, um unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen geeignete Prüfungshandlungen festzulegen, nicht jedoch um ein Prüfungsurteil über die Wirksamkeit der internen Kontrollen der Anstalt abzugeben. Die Prüfung umfasst ferner die Beurteilung der Angemessenheit der an-

gewandten 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 zum 31. Dezember 2013 sowie der Ertragslage der Anstalt für das Geschäftsjahr vom 1. Jänner 2013 bis 31. Dezember 2013 in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Buchführung.

AUSSAGEN ZUM LAGEBERICHT

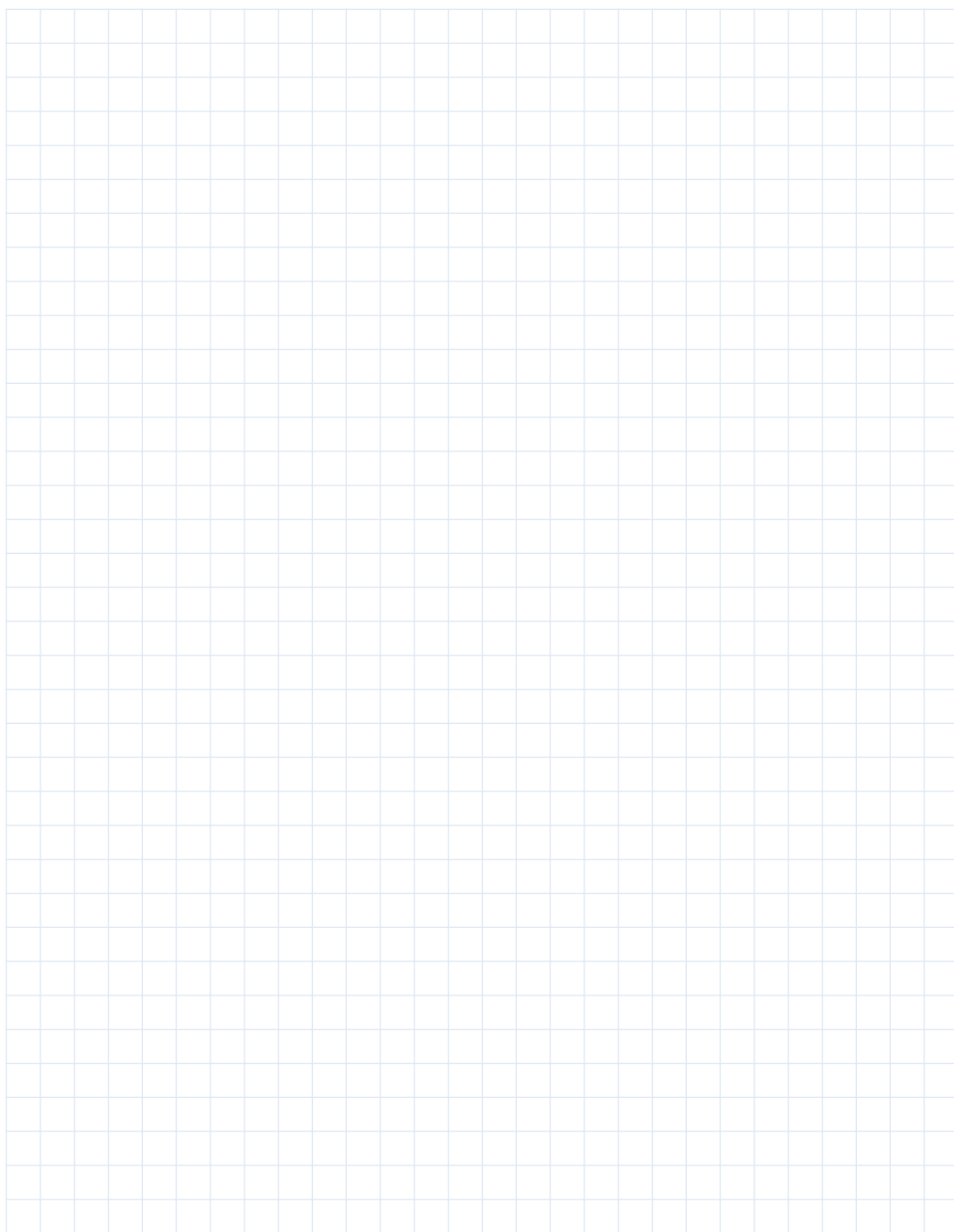
Der Lagebericht ist auf Grund der gesetzlichen Vorschriften darauf zu prüfen, ob er mit dem Jahresabschluss in Einklang steht und ob die sonstigen Angaben im Lagebericht nicht eine falsche Vorstellung von der Lage der Anstalt erwecken. Der Bestätigungsvermerk hat auch eine Aussage darüber zu enthalten,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

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

Wien, 28. Jänner 2014



Die Veröffentlichung oder Weitergabe des Jahresabschlusses mit unserem Bestätigungsvermerk darf nur in der von uns bestätigten Fassung erfolgen. Unser 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.



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, bjoern.forgber.at

Text: Energie-Control Austria

Druck: Druckerei Robitschek

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.

