



E-CONTROL

TÄTIGKEITSBERICHT 2014

FRISCHER WIND AM ENERGIEMARKT.



PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.

INHALT

VORWORT	6
- - - - -	
Einleitung – Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2014	14
PREIS- UND MENGENENTWICKLUNG IM JAHR 2014	14
ENTWICKLUNG DES RECHTLICHEN RAHMENS IM JAHR 2014	27
> Anpassungen neues Marktmodell Gas im Marktgebiet Ost – GWG und Marktmodell-VO	27
> Änderung Tarifierung der Verteilernetzebene: Änderung der Entgeltfestsetzung	31
> Wechselverordnung 2014 und Entwicklung der Wechselstatistik	33
> Glasklare Regeln. Ganz im Sinne der Konsumenten.	33
> Wechselzahlen	34
> REMIT	34
> Änderungen Ökostrom-Einspeisetarifeverordnung 2012 (ÖSET-VO 2012):	36
ENTWICKLUNG DES EUROPÄISCHEN RECHTLICHEN RAHMENS IM JAHR 2014	37
> REMIT Implementing Acts	37
> Infrastruktur-Verordnung	37
> Rahmenleitlinien und Netzkodizes	38
- - - - -	
Tätigkeiten der Regulierungsbehörde 2014	40
STROMMARKT	40
> Regulierung der Netze: Kostenermittlung und Entgeltfestsetzung Strom im Jahr 2014	40
> Aufsicht Marktteilnehmer	44
> Regelreservemarkt und internationale Integration	52
> Monitoring § 88 EIWOG	54
> Smart Meter Monitoring	55
> Bericht Unbundling/Zertifizierung	56
> Marktintegration/Grenzüberschreitende Lieferungen	57
> Versorgungssicherheit	58
> Marktaufsicht Ökostrom: Hauptbotschaften Ökostrom-Bericht	63

GASMARKT	66
> Regulierung der Netze: Kostenermittlung und Entgeltfestsetzung Gas im Jahr 2014	66
> Veränderungen auf der Transportebene	71
> Bericht Unbundling/Zertifizierung	73
> Aufsicht Marktteilnehmer	74
> Gas-Monitoring-Verordnung	89
> Versorgungssicherheit Gas	92
> Liefereinkürzungen	93
STROM UND GAS – GEMEINSAME AGENDEN	100
> PCI Strom und Gas	100
> Statistische Aufgaben	102
> Öffentlichkeitsarbeit der E-Control 2014	103
> E-Control als Anlaufstelle für Konsumenten	103
> Tätigkeit der Streitschlichtungsstelle	119
INTERNATIONALE AKTIVITÄTEN DER E-CONTROL	132
> Internationale Mitarbeit im Strombereich	132
> Internationale Mitarbeit im Gasbereich	135
> Monitoring	137
> Internationale Mitarbeit bei Endkundenthemen – Die Arbeit für Konsumenten im Rahmen von CEER	138
> A Bridge to 2025	140
> Internationale Kooperationsprojekte der E-Control Austria	140
Jahresabschluss der Energie-Control Austria	142

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Bilanz der gesamten Elektrizitätsversorgung	14
Abbildung 2	Von der OeMAG (ÖKO-BGVs) abgenommene Ökostrommengen in den Jahren 2003 bis 2013	15
Abbildung 3	Ökostromeinspeisemengen und -vergütungen im 1. Halbjahr 2014 im Vergleich zum 1. Halbjahr 2013	16
Abbildung 4	Monatliche Erdgasbilanz	17
Abbildung 5	Preisentwicklung am Spotmarkt Strom der EXAA, Base Index im 7 Tage gleitenden Durchschnitt	18
Abbildung 6	Preisentwicklung am Terminmarkt Strom der EEX, Base Kontrakt für die Lieferjahre 2015 bzw. 2016	19
Abbildung 7	Historische Preisentwicklung am Terminmarkt Strom der EEX, Base und Peak Year-ahead	19
Abbildung 8	Preisentwicklung an den Gashubs im Day-ahead-Markt	21
Abbildung 9	Entwicklung der Preisunterschiede DE/AT und die Preisauflschläge für Exit DE/Entry AT bei den Kapazitätsauktionen auf PRISMA für den Übergabepunkt Oberkappel	22
Abbildung 10	Preisentwicklung im Gasgroßhandel, Jahreskontrakt 2015	22
Abbildung 11	Entwicklung des Strom-VPI (Index Oktober 2001 = 100)	23
Abbildung 12	Preisänderungen der Stromlieferanten 2014, Stand 11.12.2014	24
Abbildung 13	Entwicklung der Strompreise für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 3.500 kWh/ Jahr	25
Abbildung 14	Entwicklung des Gas-VPI (Index Oktober 2002 = 100)	26
Abbildung 15	Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 15.000 kWh/ Jahr	27
Abbildung 16	Schema des neuen Marktmodells	28
Abbildung 17	Schematische Darstellung der Informationsflüsse des Marktmodells in Tirol und Vorarlberg	30
Abbildung 18	Entwicklung der Brutto-Investitionen im Stromnetz inkl. Übertragungsnetzbetreiber	32
Abbildung 19	Anpassung der Strom-Netznutzungs- und -Netzverlustentgelte von 30.9.2001 bis 1.1.2015	41
Abbildung 20	Strom Netzentgeltentwicklung Österreichstruktur	42
Abbildung 21	Investitionstätigkeit im Bereich der Stromnetze (tarifizierende Netzbetreiber)	44
Abbildung 22	Handelsvolumen am EPEX Spot Day-ahead-Markt (Gebotszone Deutschland-Österreich) sowie jährlicher Stromverbrauch in Deutschland und Österreich	47
Abbildung 23	Handelsvolumen am EPEX Spot Intraday-Markt in der Lieferzone APG sowie zwischen der Lieferzone APG und benachbarten Regelzonen	48
Abbildung 24	Handelsvolumen am EXAA Day-ahead-Markt (Gebotszone Deutschland-Österreich) sowie jährlicher Stromverbrauch in Deutschland und Österreich	49
Abbildung 25	Marktkonzentrationsrate (CR 3) am EPEX Spot Intraday-Markt für die Lieferzone APG	50
Abbildung 26	Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) nach gehandelter Menge für „Kauf“ Produkte in der EPEX Spot Lieferzone APG	51
Abbildung 27	Konzentrationskennzahlen für den EXXA Day-Ahead-Markt	52
Abbildung 28	Entwicklung Regelreservekosten	53
Abbildung 29	Jährliche ungeplante (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) kundengewichtete Nichtverfügbarkeit (SAIDI) der Stromversorgung in Österreich	59
Abbildung 30	Jährliche ungeplante (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit (ASIDI) der Stromversorgung in Österreich	60
Abbildung 31	Prognostizierte Leistungsmaxima und prognostizierte Lastspitze in Österreich bis 2025	62
Abbildung 32	Anteil Strom aus Erneuerbaren am Endverbrauch	63
Abbildung 33	Näherungswert für die österreichische Stromkennzeichnung 2013	65
Abbildung 34	Entwicklung der Tarifierungsmenge für Gas (in kWh)	67

Abbildung 35	Entgeltveränderung Gas für Musterkunde auf Ebene 2	68
Abbildung 36	Entgeltveränderung Gas für Musterkunde auf Ebene 3	68
Abbildung 37	Investitionstätigkeit im Bereich der Gasnetze	71
Abbildung 38	Physische Gasflüsse im Jahr 2014	73
Abbildung 39	Langfristige Planung 2014	75
Abbildung 40	Entwicklung der Handelsmengen am OTC-Spotmarkt im Vergleich 2014 zu 2013	78
Abbildung 41	Mengenentwicklung an der Börse	78
Abbildung 42	Marktgebietssaldo im Marktgebiet Ost	80
Abbildung 43	Physikalische Ausgleichsenergieabrufe Marktgebiet Ost	81
Abbildung 44	Physikalische Ausgleichsenergieabrufe Marktgebiete Tirol und Vorarlberg	82
Abbildung 45	Ausgleichsenergiepreise für Stundenbilanzierer im Marktgebiet Ost	83
Abbildung 46	Ausgleichsenergiepreise für Stundenbilanzierer in Marktgebieten Tirol und Vorarlberg	83
Abbildung 47	Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer im Marktgebiet Ost	84
Abbildung 48	Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer in Marktgebieten Tirol und Vorarlberg	85
Abbildung 49	Grafische Darstellung der Umlageberechnung für das Marktgebiet Ost	84
Abbildung 50	Grafische Darstellung der Umlageberechnung für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg	85
Abbildung 51	Speicherkapazitäten in Österreich, Stand Dezember 2014	90
Abbildung 52	Speicherfüllstände in 2013 und 2014 in Österreich	91
Abbildung 53	Ein- und Ausspeicherung bei den österreichischen Speichern in 2013 und 2014	91
Abbildung 54	Erfüllung des Infrastrukturstandards in Österreich	95
Abbildung 55	Entwicklung Strom-Einsparpotential (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Muster-Haushaltes (3.500 kWh/a) durch den Wechsel vom Angestammten zum günstigsten Lieferanten	105
Abbildung 56	Entwicklung Gas-Einsparpotential (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Muster-Haushaltes (15.000 kWh/a) durch den Wechsel vom Angestammten zum günstigsten Lieferanten	105
Abbildung 57	Strompreise eines Gewerbebetriebes nach Netzbereichen	106
Abbildung 58	Gaspreise eines Gewerbebetriebes nach Netzbereichen	107
Abbildung 59	Entwicklung Industriestrompreise	108
Abbildung 60	Entwicklung Industriegaspreise	109
Abbildung 61	Haushaltsstrompreise (Energie, Netz sowie Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (1. Halbjahr 2014, Gruppe DC 2.500 kWh–5.000 kWh/Jahr)	110
Abbildung 62	Haushaltsgaspreise (Energie, Netz sowie Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (1. Halbjahr 2014, Gruppe D2 20 Gj Bsi 200 Gj/Jahr)	111
Abbildung 63	HEPI Strom (Household Energy Price Index)	111
Abbildung 64	Strompreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in den EU-15-Städten in Cent/kWh, Stand November 2014	112
Abbildung 65	HEPI (Household Energy Price Index) – Mengengewichteter Haushaltspreisindex für Gas der EU-15-Hauptstädte	113
Abbildung 66	Gaspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in den EU-15-Städten in Cent/kWh, Stand November 2014	113
Abbildung 67	Messeteilnahme	118
Abbildung 68	Anzahl der Anfragen 2008–2014	121
Abbildung 69	Anzahl der Anfragen nach Stromnetzbetreiber	122
Abbildung 70	Anzahl der Anfragen nach Gasnetzbetreiber	123
Abbildung 71	Anzahl der Anfragen nach Stromlieferanten	123
Abbildung 72	Anzahl der Anfragen der Gaslieferanten	124
Abbildung 73	Anfragen bei der Schlichtungsstelle nach Themen	125

VORWORT



Dr. Reinhold Mitterlehner

Vizekanzler, Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft

Mehr Wettbewerb, Transparenz und Versorgungssicherheit

Die europäische Energiewende eröffnet neue Chancen, stellt den Energiemarkt aber auch vor neue Herausforderungen. Der massive Ausbau von Erneuerbaren Energien, die Steigerung der Energieeffizienz und die Vollziehung des Dritten EU-Energiebinnenmarktpakets schaffen das Umfeld, in dem sich die Aktivitäten der E-Control bewegen. Als Regulierungsbehörde setzt sie flankierende Maßnahmen für einen kompetitiven und versorgungssicheren Energiemarkt. Ihr Themenfeld umfasst insbesondere die Wettbewerbsaufsicht und die Netzregulierung sowie die Schaffung von mehr Transparenz und Information für die Endkunden.

Die Umsetzung des Energiebinnenmarktpakets hat mehr Wettbewerb und Transparenz ermöglicht. So ist es für Kunden noch leichter geworden, den Strom- oder Gasanbieter zu wechseln. Immer mehr Österreicher nutzen diese Vorteile und sparen damit nicht

nur bares Geld, sondern kurbeln auch den Wettbewerb am heimischen Strom- und Gasmarkt an. Darüber hinaus kann sich der Stromkunde aufgrund der strengen Kennzeichnungs-Verpflichtungen noch leichter gegen Atomstrom aussprechen und so den Markt entsprechend beeinflussen.

Mit dem Ökostromgesetz setzen wir auf einen Ausbau Erneuerbarer Energien und unterstützen damit nicht nur den Klimaschutz, sondern sichern auch Wachstum und Arbeitsplätze im Land. Obwohl die Österreicher bereit sind, mehr für nachhaltig erzeugten Strom zu bezahlen, muss das System auch langfristig leistbar sein. Daher wurde die Fördersumme anders als in Deutschland gedeckelt und gibt es mehrere degressive Elemente im System, um den Weg der Technologien in Richtung Marktreife zu forcieren. Noch wichtiger als der Ökostrom-Ausbau ist der bewusstere Einsatz von Energie. Mit dem Beschluss des Energieeffizienzgesetzes wurde dafür 2014 ein wichtiger Schritt gesetzt.

Das Jahr 2014 war auch geprägt von der Ukraine-Krise und ihren Folgen für die Gaswirtschaft, wobei die Versorgungssicherheit und Netzstabilität in Österreich stets gewährleistet waren. Die Lage wird von der Regulierungsbehörde laufend überwacht, die entsprechende Abstimmung mit dem Wirtschafts- und Energieministerium läuft gut. Österreich profitiert davon, dass wichtige Lehren aus den bisherigen Gaskrisen gezogen wurden. Es gibt heute deutlich mehr Speicher und auch mehr Bezugsquellen als etwa noch 2009.

Der Spritpreisrechner, den die E-Control im Auftrag des Wirtschaftsministeriums betreibt, hat sich auch im Vorjahr bewährt. Täglich informieren sich zehntausende Autofahrer über die günstigsten Tankmöglichkeiten in Österreich. Damit sorgen wir für mehr Transparenz im Sinne der Kunden und stärken gleichzeitig den Wettbewerb am Treibstoffpreismarkt.

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



Dr. Reinhold Mitterlehner
Vizekanzler, Bundesminister für
Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft



o. Univ. Prof. DDr. Walter Barfuß

Vorsitzender des Aufsichtsrates der Energie-Control Austria

Schon ein kurzer vergleichender Blick auf die Jahres- bzw. Tätigkeitsberichte der E-Control seit ihrer Eintragung in das Firmenbuch am 23.2.2001 verdeutlicht, was alles sich auf dem Gebiet der Elektrizitäts- und Energiewirtschaft in den vergangenen rund 14 Jahren getan hat; vor allem auch, in welchem beachtlichem Ausmaß sich Art und Umfang der Aufgaben der E-Control verändert – genauer: erweitert – haben. Und man kann erfreulicherweise sagen: Es ist kontinuierlich auf solider Basis eine solide Leistung erbracht worden. Österreich macht im gegebenen Zusammenhang nicht bloß im eigenen Land „bella figura“, sondern – was besonders zu betonen ist – auch auf europäischer Ebene.

Der vorliegende Tätigkeitsbericht 2014 macht es wieder sehr deutlich: Es geht keineswegs um „bloßen Rechtsvollzug“, sondern es geht in steigendem Maße um wesentlich mehr, nämlich um eine kontinuierliche, sorgsame und vorausschauende Gestaltung, was sowohl solider rechtlicher, wirtschaftlicher und organisatorischer Grundlagen als auch vieler „guter Händchen“ bedarf.

Als Vorsitzender des Aufsichtsrates der E-Control bedanke ich mich bei allen Beteiligten, im Besonderen beim Vorstand und seinem Team, bei den Mitarbeitern von E-Control, bei den Mitgliedern unseres Aufsichtsrates, bei den Mitgliedern der anderen

Organe der E-Control und – nicht zuletzt – bei unserem langjährigen Energieminister, Vizekanzler Dr. Reinhold Mitterlehner, und seinen Beamten für die erfolgreich geleistete Arbeit auch im vergangenen Jahr.



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



DI Walter Boltz

Vorstand der Energie-Control Austria

Im Jahr 2014 beschäftigten die heimische Energiebranche vor allem die Auswirkungen der Ukraine-Krise auf die heimische Gasversorgung, der zunehmende Wettbewerb am heimischen Strom- und Gasmarkt sowie erwünschte und unerwünschte Auswirkungen der deutschen Energiewende.

***Heimische Versorgung
auch während Gaskrise gesichert***

Wie bereits 2006 und 2009 gab es auch 2014 wieder Sorgen über die Sicherheit der heimischen Gasversorgung. Auslöser dafür war die politische Krise zwischen der Ukraine und Russland. Es zeigte sich, dass Österreich auf mögliche Ausfälle russischer Gaslieferungen gut vorbereitet gewesen wäre. Aus den beiden Krisen 2006 und 2009 wurden die entsprechenden Lehren gezogen: Die Krisenvorsorgemechanismen wurden auf europäischer und österreichischer Ebene weiterentwickelt, die Gasindustrie hat zusätzliche Speicherkapazitäten aufgebaut, und die Netzinfrastruktur wurde ausgebaut und weiterentwickelt, so dass es möglich ist, Gas nicht nur in eine Richtung zu transportieren, sondern die Flussrichtung falls notwendig auch zu verändern.

***Bessere Gasleitungen, zusätzliche Speicher,
stärkere Diversifizierung***

Nun gilt es, auch aus dieser neuerlich angespannten Situation die richtigen Schluss-

folgerungen zu ziehen und entsprechende Maßnahmen konsequent einzuleiten und umzusetzen. Diese Maßnahmen sind vor allem auf europäischer Ebene zu setzen. Es braucht bessere Gasleitungen zwischen den Mitgliedstaaten, zusätzliche Gasspeicher und eine stärkere Diversifizierung der Lieferquellen. Das Ziel ist klar: Europa muss seine Abhängigkeit von Russland senken, um weniger erpressbar zu sein.

***Österreicher wechselten 2014 Anbieter
so häufig wie noch nie***

Erfreulich entwickelte sich 2014 die Zahl der Anbieterwechsel: In Österreich gab es im vergangenen Jahr die bisher meisten Wechsel bei Strom und Gas seit der Liberalisierung. Wesentlich dazu beigetragen hat die in der ersten Jahreshälfte 2014 erstmals durchgeführte Aktion „Energiekosten Stopp“ des Vereins für Konsumenteninformation. Dazu kam, dass auch die Einsparmöglichkeiten bei einem Lieferantenwechsel über das ganze Jahr hinweg sehr hoch waren und im Dezember einen neuen Höchststand erreichten. Die höheren Wechselzahlen sind ein gutes Zeichen für einen langsam stärkeren Wettbewerb.

***Deutsche Energiewende
als Herausforderung***

Sehr intensiv beschäftigte die Akteure am Energiemarkt weiterhin die Energiewende in Deutschland und deren Auswirkung auf

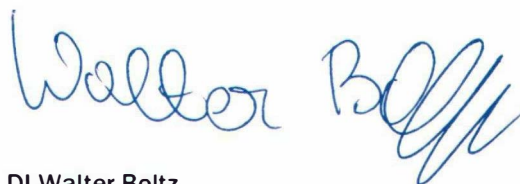
Österreich. Der rasche Ausbau der erneuerbaren Energie bei gleichzeitig äußerst zögerlichem Netzausbau ist eine große Herausforderung für das gesamte Energiesystem und den gemeinsamen deutsch-österreichischen Strommarkt. Die Stabilität des deutsch-österreichischen Stromnetzes in diesem Umfeld zu gewährleisten wird durch den steigenden Anteil stark schwankender Stromquellen aus Sonne und Wind zunehmend schwieriger. Österreich hat aber durch seine leistungsfähigen Speicherwasserkraftwerke nach wie vor eine sehr hohe Versorgungssicherheit bei Strom. Es besteht hierzulande daher zurzeit kein Bedarf, mit Kapazitätsmechanismen ein neues Förderregime für derzeit unrentable konventionelle Kraftwerke zu schaffen. Umso mehr als die größten Probleme im Stromnetz im vergangenen Jahr durch überschüssige Produktion von Strom aus Erneuerbarer Erzeugung entstanden und nicht durch zu geringe Produktion.

Europäische Energiepolitik macht Fortschritte

Auf europäischer Ebene trat im November 2014 die neue EU-Kommission ihren Dienst an. Auch das Energieressort steht unter neuer Führung durch einen Kommissar und einen Vize-Präsidenten. Die Vollendung des europäischen Energiebinnenmarktes und die Schaffung einer europäischen Energieunion werden weiterhin Themen von hoher Priorität sein.

Ist die Vollendung des Energie-Binnenmarktes doch eine der wichtigsten Voraussetzungen für eine sichere, leistbare und nachhaltige Versorgung mit Strom und Gas. Die E-Control wird sich daher auch weiterhin intensiv auf EU-Ebene zu diesen und anderen relevanten Energiethemen in den zuständigen Gremien engagieren. Im Gasbereich sind bereits die meisten wesentlichen EU-weit harmonisierten Regeln (Netzwerkkodices) fertiggestellt, während im Strombereich wegen der größeren Komplexität und struktureller Probleme die Arbeiten noch andauern. Der europäische Binnenmarkt für Energie macht also langsam, aber doch Fortschritte, die auch den Konsumenten in Österreich zunehmend nützen.

Sowohl auf europäischer als auch auf österreichischer Ebene stehen vielfältige Herausforderungen bevor. In gewissen Bereichen war der Druck für Veränderungen selten so hoch wie jetzt. Diese Möglichkeiten gilt es, positiv zu nutzen.



DI Walter Boltz
Vorstand Energie-Control Austria



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

Vorstand der Energie-Control Austria

2014 war ein von verschiedensten Themen geprägtes Jahr, viel diskutiert wurden etwa die Themen Stromkennzeichnung, Ökostromförderung und der Umbruch des Energiemarkts.

Österreichs Haushalte 2013 erstmal atomstromfrei

Das Thema Stromkennzeichnung fand 2014 erneut viel Beachtung. Wie der im September präsentierte Stromkennzeichnungsbericht der E-Control zeigte, waren 2013 Österreichs Haushalte erstmals atomstromfrei. Aufgrund der im Juli 2013 vom Nationalrat beschlossenen vollständigen Stromkennzeichnungspflicht durfte 2013 keinerlei Graustrom an Haushaltskunden abgegeben werden. Einzig an Industriekunden konnte dieser geliefert werden. Ab Ende 2015 ist es auch damit vorbei, dann gilt für alle Stromkunden (vom kleinen Haushaltskunden bis zum großen Industriebetrieb) die vollständige Stromkennzeichnungspflicht. Die E-Control wird die Stromkennzeichnung wie gewohnt genau überprüfen.

Kosten für Ökostromförderung gestiegen

Der Anteil des geförderten Ökostroms an der Abgabe an Endverbraucher ist in Österreich 2013 im Vergleich zu 2012 erneut gestiegen. Dadurch erhöhten sich 2013 auch neuerlich die Kosten für die Ökostromförderung. Wie von der EU-Kommission gefordert, sind die Ökostromfördersysteme in Zukunft transparenter, effizienter und marktorientierter zu gestalten. Diese Vorgaben sind auch in Österreich zu berücksichtigen, um weitere große Belastungen der Endverbraucher durch die Fördermittel für Ökostrom zu vermeiden. Für 2015 wird jedenfalls mit einer weiteren Steigerung der Ökostromförderkosten gerechnet.

Strom- und Gasmärkte im Umbruch

Die Strom- und Gasmärkte in Europa und in Österreich befinden sich in einem grundlegenden Umbruch. Grund dafür ist vor allem der forcierte Ausbau von erneuerbaren Energieträgern bei gleichzeitiger Stagnation des Verbrauchs aufgrund der Wirtschaftsentwicklung. Dadurch werden die Markttransak-

tionen im Strombereich immer kurzfristiger. Der europäische Energiemarkt ist heute viel vernetzter, diversifizierter und auch transparenter als noch vor wenigen Jahren. Das traditionelle System der Energieversorgung mit zentralen, oft staatlichen Großunternehmen, die Erzeugung, Übertragung und Belieferung durchführen, steht vor einer Zäsur. Statt dem Margenwettbewerb wie in der Zeit vor der Liberalisierung ist zukünftig ein Lösungswettbewerb erforderlich. Einst klar verteilte Rollen zwischen Erzeugern und Endverbrauchern haben sich verschoben. Mehr und mehr Kunden sind nicht nur Abnehmer von Strom, sondern gleichzeitig auch Produzenten, die selbst Energie erzeugen, verbrauchen und in das System einspeisen. Dadurch werden vermehrt traditionelle Geschäftsmodelle von Konzernen und regionalen Energieversorgern grundsätzlich in Frage gestellt. Die reine Energielieferung wird wohl über die Zeit in den Hintergrund treten. Das Energiesystem der Zukunft wird vielfältiger, dezentraler und flexibler – darauf müssen sich die Energieunternehmen einstellen und

diese Themen aktiv angehen. Für die Energiekunden hat dies im vergangenen Jahr vor allem zu einer massiven Preissenkung im Strom-Großhandel geführt, die ohne die Marktintegration im europäischen Markt undenkbar gewesen wäre. Vorerst haben davon allerdings vor allem große und mittelgroße Stromverbraucher profitiert.

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 freue mich schon auf die gemeinsame Bewältigung der neuen Herausforderungen im Jahr 2015.



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

EINLEITUNG – MASSGEBLICHE ENTWICKLUNGEN IM JAHR 2014

Preis- und Mengenentwicklung im Jahr 2014

Mengenentwicklung Strom

In den ersten neun Monaten 2014 ging der inländische Stromverbrauch insgesamt um 0,5 TWh oder 1,0% auf 50,8 TWh zurück. Ausschlaggebend für diese Entwicklung waren die ersten vier Monate, die einen Verbrauchsrückgang um 0,7 TWh bzw. 2,8% verzeichneten. Ab Mai war kein eindeutiger Trend mehr zu beobachten, da sich Verbrauchszuwächse und -rückgänge monatlich ablösten. Insgesamt jedoch stieg der Inlandstromverbrauch ab Mai um 20,0 TWh oder 0,6%. Wesentlicher Einflussfaktor war in den Wintermonaten die milde Temperatur, wobei sich die kühle Sommerperiode nicht in gleichem Ausmaß auf den Verbrauch ausgewirkt haben dürfte. Weiteres auffälliges Merkmal ist die deutlich unterschiedliche Entwicklung im Bereich der öffentlichen und der gesamten Versorgung, wobei die Abgabe aus dem öffentlichen Netz ebenfalls rückgängig war, der Rückgang von

0,3 TWh aber nur etwa halb so hoch ausfiel wie für Österreich insgesamt. Ausschlaggebend hierfür dürfte die unterschiedliche Wirtschaftsentwicklung in den einzelnen Branchen, insbesondere den energieintensiven, gewesen sein.

Infolge des vor allem im ersten Halbjahr gegenüber dem Vorjahr deutlich schlechteren Wasserdargebots ging die Erzeugung der Laufkraftwerke insgesamt um 0,9 TWh oder 4,5% zurück. Die Speicherkraftwerke erzeugten im gesamten Berichtszeitraum um 0,2 TWh oder 1,5% mehr, wobei auch hier die Erzeugung in den ersten Monaten unter dem Vorjahr blieb. Stark ausgeprägt war wieder der Rückgang der Stromerzeugung aus Wärmekraftwerken, wobei lediglich im Mai und Juni ein Erzeugungsplus zu verzeichnen war. Insgesamt ging die Erzeugung der Wärmekraftwerke dabei um 2,6 TWh oder 22,1% zurück. Auch die

BILANZ DER GESAMTEN ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNG in GWh

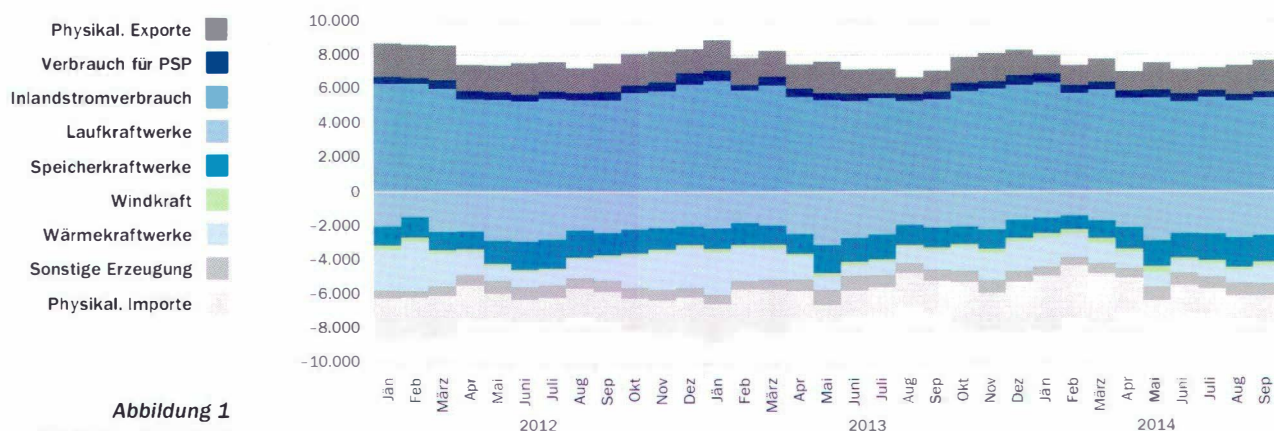


Abbildung 1
Bilanz der gesamten
Elektrizitätsversorgung

Quelle: E-Control

sonstige Erzeugung, worunter unterjährig die Einspeisung der Kraftwerke mit weniger als 10 MW Engpassleistung zu verstehen ist, ging leicht zurück. Lediglich die Windeinspeisung verzeichnete einen Zuwachs um 35,3% bzw. 0,6 TWh. Beim physikalischen Austausch mit dem Ausland steht einer Erhöhung der Importe um 1,9 TWh oder 10,9% eine Reduktion der Exporte um 0,5 TWh bzw. 3,9% gegenüber, wobei die zeitliche Entwicklung hier deutlich gegenläufig war.

Entwicklung Ökostrommengen

Nach 2012 konnte der Anteil des geförderten Ökostroms erneut gesteigert werden. Waren es im Jahr 2012 noch 6.152 GWh, was einem Anteil am Endverbrauch (55.748 GWh) von 11,0% entsprochen hat, so waren es 2013 insgesamt 7.141 GWh mit einem Anteil von 12,5%.

Relativ gesehen stieg die abgenommene Menge von 2012 auf 2013 bei den einzelnen Technologien wie folgt:

- > Kleinwasserkraft +25%
- > Windkraft +24%
- > feste Biomasse +2%
- > Photovoltaik +112%

Im Bereich Biogas, flüssige Biomasse, Deponie- und Klärgas und Geothermie wurde weniger Strom produziert. In Summe kam es zu einem Rückgang von 586 GWh (2012) auf 571 GWh. Diese Technologien hatten im Jahr 2012 einen Anteil von 1,05% (den größten Anteil hatte dabei Biogas mit 1%) an der Abgabe an Endverbraucher. Im Jahr 2013 sank dieser auf 1%. Diese Entwicklungen sind in untenstehenden Abbildungen dargestellt.

Vergleicht man die Werte des 1. Halbjahrs 2014 mit jenen aus dem 1. Halbjahr 2013, so ist zu erwarten, dass für das Jahr 2014 in Summe erneut mit einer Steigerung zu rechnen ist. Die größten Zuwächse sind wieder im Bereich der Wind- und Kleinwasserkraft sowie der Photovoltaik zu erwarten. Sollte sich der

VON DER OEMAG ABGENOMMENE ÖKOSTROMMENGEN 2003 BIS 2013 in GWh

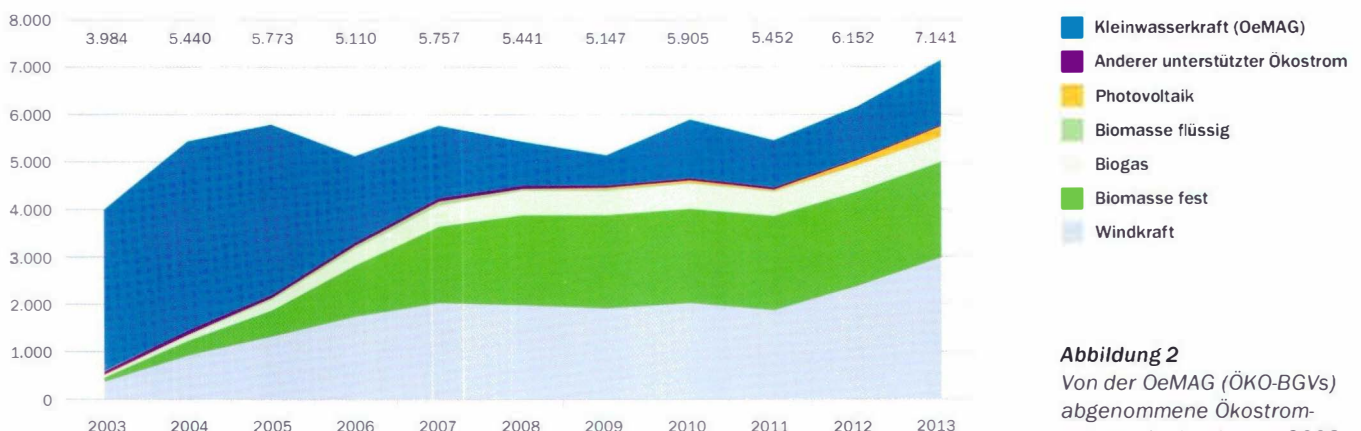


Abbildung 2
 Von der OeMAG (ÖKO-BGVs) abgenommene Ökostrommengen in den Jahren 2003 bis 2013

Quelle: OeMAG, E-Control

Endverbrauch im 2. Halbjahr 2014 ähnlich weiterentwickeln, so ist für das Gesamtjahr mit einem Anteil des geförderten Ökostroms von mehr als 14% zu rechnen.

Mengenentwicklung Erdgas

Insgesamt ging die Abgabe an inländische Endkunden in den ersten neun Monaten 2014 um 10,6% oder 6,5 TWh auf 54,3 TWh

ÖKOSTROM - EINSPEISEMENGEN UND VERGÜTUNGEN IN ÖSTERREICH

2. Quartal 2014 sowie Vergleich zum 2. Quartal 2013

Energieträger	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in Mio. EUR	Geförderter Ökostromeinspeiseanteil in % an der Gesamt- abgabemenge	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh
2. Quartal 2014				1)
Kleinwasserkraft (unterstützt)	794	40,1	2,8%	5,05
Sonstige Ökostromanlagen	3.176	366,7	11,2%	11,55
Windkraft	1.779	146,3	6,3%	8,22
Biomasse fest inkl. Abfall mhBA	944	127,2	3,3%	13,48
Biomasse gasförmig *)	270	47,4	1,0%	17,56
Biomasse flüssig	0,1	0,01	0,0003%	11,56
Photovoltaik	172	45,3	0,61%	26,29
Deponie- und Klärgas	10	0,5	0,04%	4,71
Geothermie	0,29	0,010	0,001%	3,52
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	3.970	406,8	14,0%	10,25
2. Quartal 2013				2)
Kleinwasserkraft (unterstützt)	696	36,0	2,4%	5,17
Sonstige Ökostromanlagen	2.944	342,3	10,3%	11,63
Windkraft	1.556	128,3	5,5%	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	0,1	0,003	0,0003%	4,20
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	3.640	378,2	12,8%	10,39

Abbildung 3

Ökostromeinspeisemengen und -vergütungen im 2. Quartal 2014 sowie im Vergleich zum 2. Quartal 2013

*) inklusive Betriebskostenzuschläge

1) bezogen auf die Gesamt-
abgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 28.390 GWh für das 2. Quartal 2014 (Stand 09/2014)

2) bezogen auf die Gesamt-
abgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 28.505 GWh für das 2. Quartal 2013 (Stand 08/2014)

Quellen: E-Control, OeMAG, September 2014 - vorläufige Werte

zurück. Auffällig ist, dass in den ersten vier Monaten jeweils sehr hohe Verbrauchsrückgänge, jeweils zwischen 1,1 TWh und 2,8 TWh bzw. 16,7% und 27,5%, verzeichnet wurden, während mit Ausnahme des Mai in allen Übergangs- und Sommermonaten Zuwächse gegeben waren, die in den beiden Hochsommermonaten Juli und August mit 15,3% und 10,7% bzw. 0,5 TWh und 0,4 TWh auch sehr hoch ausfielen. Wesentlicher Einflussfaktor war die Temperatur, die vor allem in den Wintermonaten sowohl deutlich über dem langjährigen Mittelwert, aber vor allem über den Vorjahreswerten lag. Besonders auffällig ist dies im März, für den sich heuer eine Heizgradsumme von 268,5 ergab, die nahezu nur halb so hoch ist wie jene des Vorjahres (514,8) und knapp so hoch wie im langjährigen Mittel (436,3). Obwohl auch die Sommermonate meist kühler waren, ist hier der Temperatureinfluss geringer bzw. wurde er durch andere Einflussfaktoren aufgehoben.

Der Rückgang der inländischen Produktion hat in allen Monaten des Berichtszeitraums angehalten, sodass insgesamt mit einer Produktion von 10,0 TWh um 1,4 TWh oder 12,2% weniger Erdgas gefördert wurde als im Vorjahr. Bei den Gasspeichern wurden insgesamt um 9,3 TWh mehr eingepresst und um 24,8 TWh weniger entnommen, was zu einer deutlichen Erhöhung des Speicherstands führte. Die physikalischen Exporte gingen um 30,6 TWh zurück, die Importe waren über den gesamten Betrachtungszeitraum etwa gleich hoch wie im Vorjahr. Allerdings ist hier anzumerken, dass im ersten Halbjahr die Importe um 33,3 TWh höher waren und dass sie im dritten Quartal, namentlich im September, um insgesamt 34,0 TWh gegenüber 2013 zurückgingen, was auf Liefereinschränkungen zurückzuführen ist. Zur Abdeckung des inländischen Verbrauchs im dritten Quartal wurde damit vermehrt auf Speichergas zurückgegriffen.

MONATLICHE ERDGASBILANZ in GWh

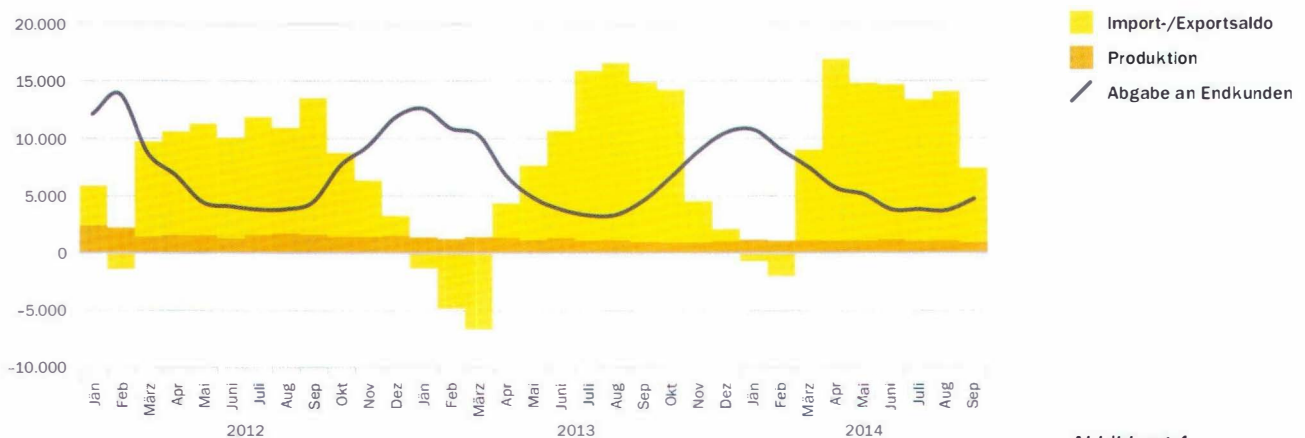


Abbildung 4
Monatliche Erdgasbilanz

Quelle: E-Control

Großhandelspreise

Preisentwicklung

Strom-Großhandelsmarkt 2014

Der Strom-Großhandelsmarkt war im kurzfristigen Bereich von geringer Volatilität und einem sehr niedrigen Preisniveau gekennzeichnet. Auf der Nachfrageseite waren aufgrund der wirtschaftlichen Situation im Jahr 2014 weiterhin keine nennenswerten Impulse zu verzeichnen. Auf der Angebotsseite ist durch die mittlerweile relativ hohe installierte Leistung der subventionierten Wind- und PV-Anlagen die Preisbildung durch die Verzerrung der Merit Order maßgeblich beeinflusst. Lag die installierte Leistung von Wind und PV in Österreich/Deutschland im Jahr 2014 bei rund 75 GW (jeweils rund 37 GW Wind und PV), so lag dieser Wert im Jahr 2010 noch bei gut 36 GW (25 GW Wind, 10 GW PV), also weniger als die Hälfte. (Quelle: EEX Transparency Platform, 2010 ohne APG). Bei den konventionellen Energieträgern geriet

dadurch hauptsächlich die Stromerzeugung aus Erdgas in Österreich/Deutschland unter Druck. Hier fiel der Beitrag zur deutschen Bruttostromerzeugung von 14% im Jahr 2011 auf 10,7% im Jahr 2013 (Quelle: Destatis, Statistisches Bundesamt). Die Bruttostromerzeugung aus Windkraft und PV stieg im gleichen Zeitraum von 11,2% auf 13,1%. Die Erzeugung aus Braunkohle und Steinkohle, welche in Deutschland im Gegensatz zu Österreich eine nicht unerhebliche Rolle spielt, konnte aufgrund der günstigen Kohlepreise um 2% zulegen. Diese Verschiebungen im Kraftwerkspark und der Stromerzeugung und das niedrige Preisniveau aller Primärenergieträger sorgten daher im Jahr 2014 für Grundlastpreise von rund 35 EUR/MWh.

Im Terminmarkt war im letzten Jahr besonders das Phänomen der „Backwardation“ zu beobachten, d.h., dass das Lieferjahr 2016 preislich unter jenem von 2015 gehandelt

PREISENTWICKLUNG DES EXAA BASE INDEX, 7 Tage gleitender Durchschnitt in EUR/MWh

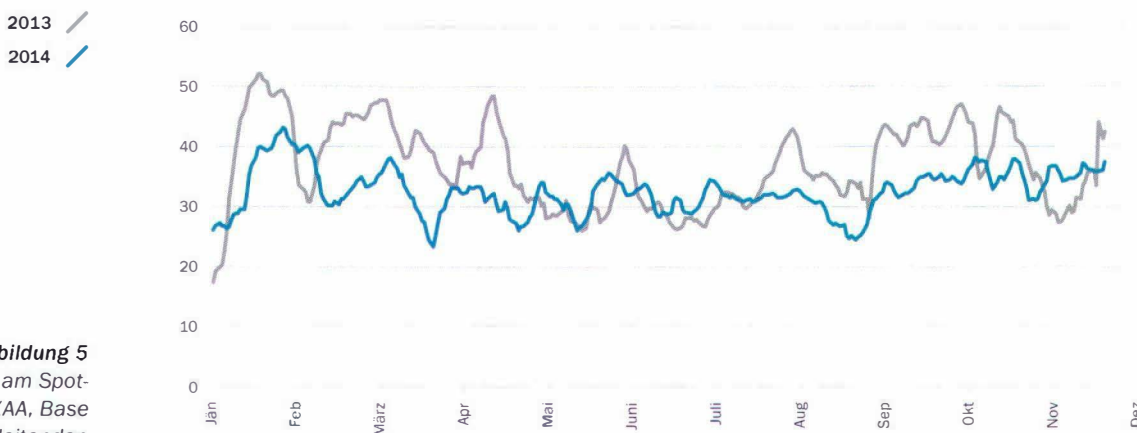


Abbildung 5

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

Quelle: EXAA, Berechnungen E-Control

wurde. Dies spiegelt dabei die Erwartung der Händler wider, dass in Österreich/Deutschland im Jahresmittel und über das Marktgebiet gesehen, ausreichend Kapazitäten verfügbar sein werden. Die Erwartung, dass in einzelnen Stunden aufgrund der stark vola-

PREISENTWICKLUNG DER EEX GRUNDLAST-JAHRESKONTRAKTE in EUR/MWh

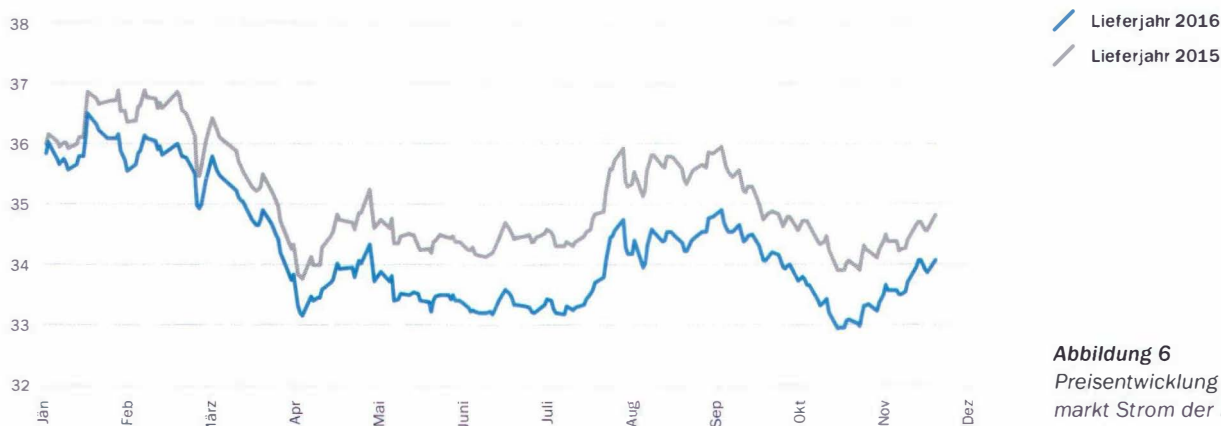


Abbildung 6
Preisentwicklung am Terminmarkt Strom der EEX, Base-Kontrakt für die Lieferjahre 2015 bzw. 2016

Quelle: EEX

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

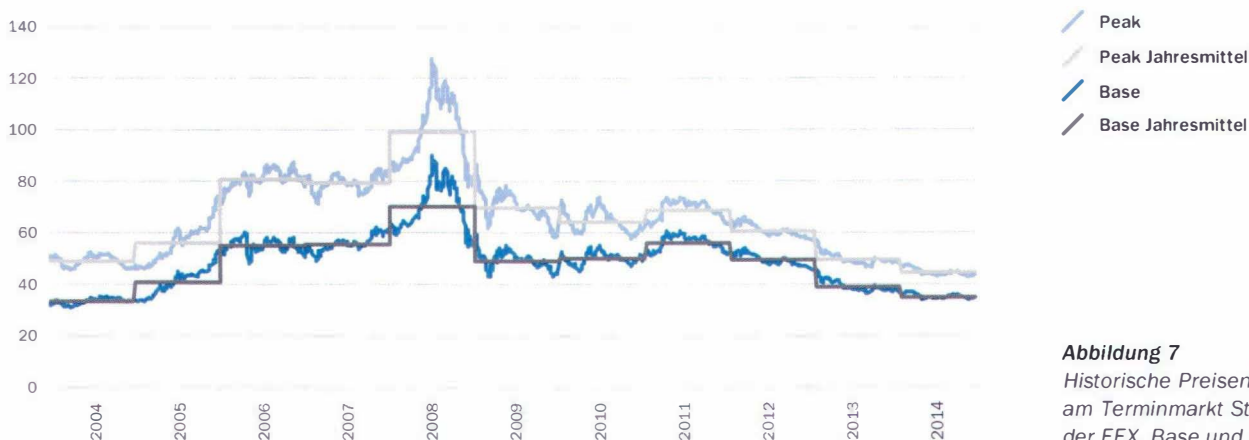


Abbildung 7
Historische Preisentwicklung am Terminmarkt Strom der EEX, Base und Peak Year-ahead

Quelle: EEX, Berechnungen E-Control

tilen Einspeisung von Wind und PV auch hohe Preisspitzen auftreten können, wird im Preis für das Jahresgrundlastband dabei naturgemäß nicht abgebildet. An der langfristigen Entwicklung der Year-ahead-Terminmarktprodukte zeigt sich, dass sich, hauptsächlich bedingt durch die vermehrte PV-Einspeisung und die diskutierten Veränderungen im Kraftwerkspark, die Peak- und Base-Kontrakte zunehmend annähern.

Preisentwicklung

Gas-Großhandelsmarkt 2014

Der Gas-Großhandelsmarkt war im Jahr 2014 von zwei gegensätzlichen Strömungen geprägt: Einerseits sorgte die gute Versorgungslage gepaart mit der niedrigen Nachfrage für einen regelrechten Preisverfall, andererseits kam es durch die immer wieder aufkeimende Unsicherheit aufgrund der Ukraine Krise vor allem im 3. Quartal zu Preissteigerungen. Während sich im Jahr 2013 im Day-ahead-Markt ein relativ konstantes Preisniveau von 25 bis 27 EUR/MWh hielt, konnten sich 2014 über weite Strecken die Bären behaupten. Bereits Anfang März verfielen die Gaspreise recht rapide und kamen im Sommer an die 15-EUR-Marke heran. Gestoppt wurde dieser Trend hauptsächlich durch die angespannten Verhandlungen zwischen der Ukraine und Russland und der damals im Raum stehenden Möglichkeit etwaiger Versorgungseinschränkungen im Winter. Dies führte dann ab September zu einem relativ schnellen Preisanstieg auf rund 25 EUR/MWh, welcher sich in Anbetracht der vorherrschenden relativ milden Temperaturen im September und

Oktober eher durch die Risikobeurteilung der Händler begründen lässt.

In diesem Zeitraum lag deshalb die Preisdifferenz zwischen den deutschen Hubs GPL sowie NCG und Österreich bei über 2 EUR/MWh, mit Spitzen von an die 5 EUR/MWh. Die Abbildung „Entwicklung der Preisunterschiede DE/AT und die Preisaufläge für Exit DE/Entry AT bei den Kapazitätsauktionen auf Prisma für den Übergabepunkt Oberkappel“ zeigt dabei die Entwicklung der Preisdifferenz, wobei ein positiver Wert bedeutet, dass die Preise in Österreich höher als in Deutschland waren, was 2014 mehrheitlich der Fall war. Zusätzlich sind die Day-ahead-Auktionen von Grenzkapazitäten am wichtigen Übergabepunkt Oberkappel dargestellt, und zwar exemplarisch für gebündelte feste Kapazitäten (FZK, Exit DE / Entry AT) bzw. ungebündelte feste Kapazitäten (FZK, Exit DE). Bei den Auktionen für nicht feste Kapazitäten (DZK, interruptible etc.) konnten 2014 keine Preisaufläge erzielt werden. Eine ausführliche Beschreibung des Auktionsmechanismus auf der Plattform für die Versteigerung von Grenzkapazitäten, PRISMA, findet sich im Marktbericht 2014 der E-Control.

Ab März 2014 lag dabei der Preisunterschied zwischen dem VTP in Österreich und dem NCG phasenweise weit über dem regulierten Entry/Exit-Tarif von knapp 0,6 EUR/MWh. Gleichzeitig entsprach ab diesem Zeitpunkt die genutzte Kapazität in Oberkappel über weite Strecken der maximalen technischen Kapazität. Alle auf PRISMA angebotenen

festen gebündelten Kapazitäten wurden im Fall eines Preisaufschlags dabei auch immer komplett vermarktet. Dies spiegelt auch die hohe Nachfrage nach fester, gebündelter Transportkapazität wider. Ab September 2014 wurden auf PRISMA dann keine gebündelten Day-ahead-Kapazitäten angeboten, sondern jeweils Exit Deutschland bzw. Entry Österreich. Der Grund, warum die Kapazität vorläufig nicht mehr gebündelt vergeben werden konnte, liegt darin, dass GCA die Kapazitäten in Oberkappel und Überackern in FZK-Qualität in Konkurrenz angeboten hat und es aufgrund technischer Restriktionen auf PRISMA nicht möglich war, diese Kapazitäten auch gebündelt anzubieten. In dieser Zeit kam es dann zu den höchsten Preisaufschlägen für die Transportkapazitäten. Durch die hohe Nachfrage nach festen Kapazitäten

bzw. die hohe Auslastung am Übergabepunkt konnten dann die Preisunterschiede der Hubs durch Arbitrage nicht auf das Niveau des regulierten Tarifs, welcher quasi die Transportkosten darstellt, gesenkt werden. Generell reflektieren die hohen Preisdifferenzen im 3. Quartal die Unsicherheit der Händler während der Gas-Verhandlungen zwischen der Ukraine und Russland. Die, im Vergleich zu Deutschland, größere Abhängigkeit bzw. geringere Diversität der österreichischen Gasversorgung und Transportrouten führten hier so zu einem relativ hohen Risikoaufschlag. Nach dem Abschluss des sogenannten Winterpakets zwischen der Ukraine und Russland Ende Oktober fielen die Preisdifferenzen im November 2014 zwischen Deutschland und Österreich wieder auf ein üblicheres Niveau.

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

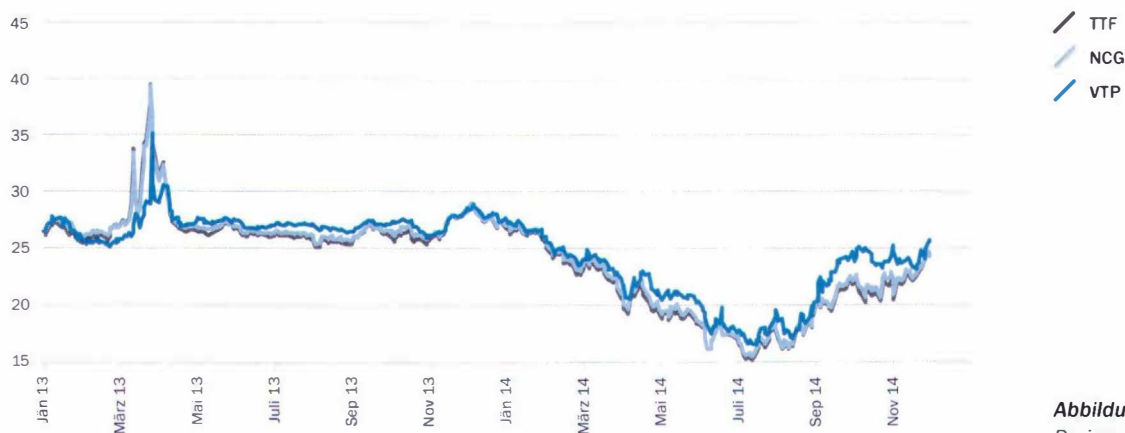


Abbildung 8
Preisentwicklung an den Gashubs im Day-ahead-Markt

Quelle: ICIS Heren, CEGH Gas Exchange

PREISUNTERSCHIEDE DEUTSCHLAND/ÖSTERREICH UND GRENZAUKTIONEN in EUR/MWh

- Aufschlag „gebündelt“
- Aufschlag „Exit DE“
- Preisspread DE-AT

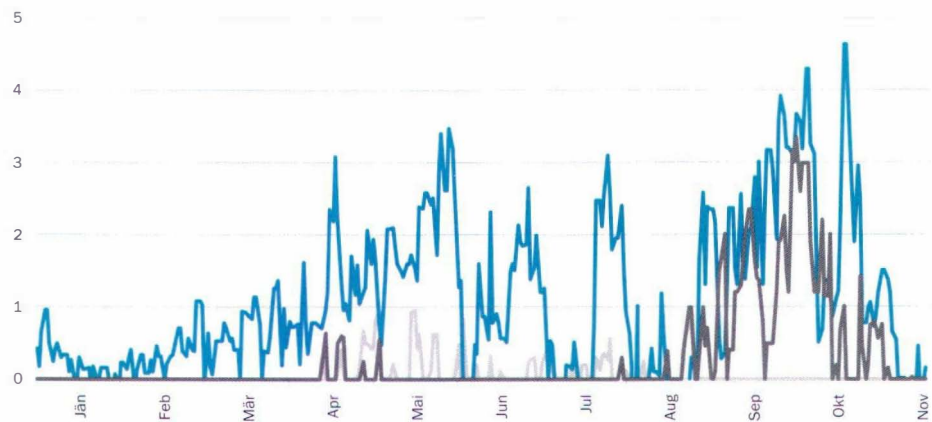


Abbildung 9
Entwicklung der Preisunterschiede DE/AT und die Preisaufläge für Exit DE/Entry AT bei den Kapazitätsauktionen auf PRISMA für den Übergabepunkt Oberkappel

Quelle: PRISMA, Energate, Austria VTP, Berechnungen E-Control

PREISENTWICKLUNG AM GASTERMINMARKT in EUR/MWh

- NCG
- GPL



Abbildung 10
Preisentwicklung im Gasgroßhandel, Jahreskontrakt 2015

Quelle: EEX

ENTWICKLUNG DES STROM-VERBRAUCHERPREISINDEX

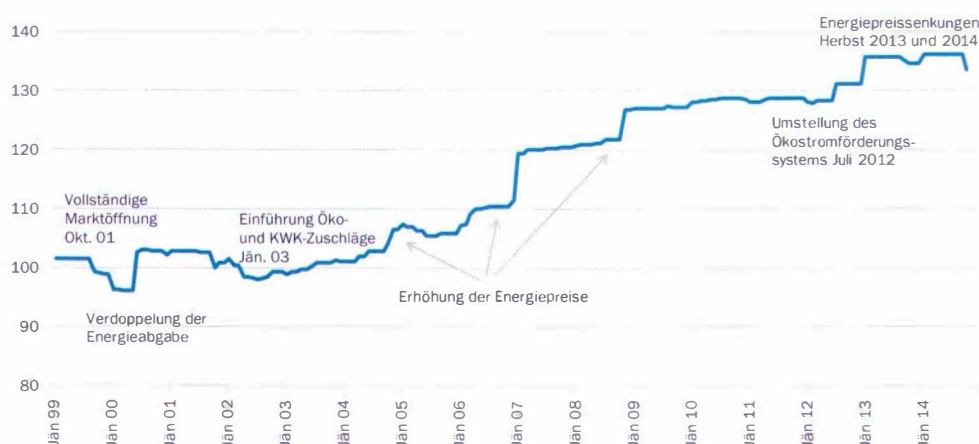


Abbildung 11
Entwicklung des Strom-VPI
(Index Oktober 2001 = 100)

Quelle: Statistik Austria, E-Control

Die Preise am Gas-Terminmarkt wurden ebenfalls von den Prompt-Preisen beeinflusst und fielen im Vergleich zum Vorjahr. So war das Preisniveau am NCG im Jahr 2014 für den Jahreskontrakt 2015 größtenteils deutlich unter 25 EUR/MWh. Im Jahr 2013 wurde diese Marke hingegen nur phasenweise unterschritten. Im 3. Quartal machte sich auch hier die Unsicherheit in puncto Versorgung aus Russland bemerkbar, bevor dann schließlich wieder die stabilen Fundamentaldaten die Oberhand gewannen. Im Gegensatz zum Vorjahr konnte sich der NCG auch mit einem kleinen Preisaufschlag gegen den zweiten deutschen Hub, Gaspool, behaupten.

Endkundenpreise

Die Energiepreise werden 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 fixiert. Netzbetreiber können somit den Messpreis auch niedriger ansetzen, haben dabei jedoch alle Kunden gleich zu behandeln, d.h., je Zählertyp ist allen Netzkunden ein einheitlicher Preis in Rechnung zu stellen.

Haushaltskunden Preisentwicklung Strom

Die Entwicklung des Strompreises von Haushaltskunden wird anhand des Strom-VPI in Abbildung 11 dargestellt. Berücksichtigt werden dabei die Gesamtkosten, d.h. Energiepreis, Kosten für die Netznutzung sowie 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 erkenn-

bare 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 festgelegt 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 mit leichten Schwankungen seitwärts. Reduktionen des Gesamtpreises

PREISÄNDERUNGEN DER STROMLIEFERANTEN 2014

Stromlieferant	Preisänderung* zum	Energie netto um %	Brutto Einsparung in Euro pro Jahr**	Netzbereich
Salzburg AG	01.01.14	-5,1%	15	Salzburg
Stadtwerke Bruck an der Mur	01.01.14	-5,4%	19	Steiermark
Salzburg Öko	01.01.14	-5,0%	15	Salzburg
E-Werk der Gemeinde Unzmarkt	01.01.14	-6,0%	24	Steiermark
Karlstrom	01.01.14	-9,4%	33	OÖ
Ökostrom	03.01.14	-8,0%	25	österreichweit
Voltino eine Marke der Wels Strom	15.01.14	-8,9%	30	österreichweit
Stadtwerke Köflach	16.01.14	-5,4%	13	Steiermark
Ludwig Polsterer	21.01.14	-11,9%	40	NÖ
Stadtwerke Müzzuschlag	22.01.14	-5,4%	19	Steiermark
Lichtgenossenschaft Neukirchen	01.02.14	-5,1%	15	Salzburg
Stadtwerke Voitsberg	06.03.14	-5,0%	19	Steiermark
E-Werk-Sigl	01.04.14	-6,9%	23	österreichweit
Ebner Strom	01.05.14	-6,1%	17	Steiermark
Solar Graz	04.07.14	-7,1%	25	österreichweit
EVN	01.10.14	-9,8%	31	NÖ
Wien Energie	01.10.14	-10,0%	35	Wien
Energie Burgenland	01.10.14	-8,1%	25	Burgenland
switch	01.10.14	-11,2%	39	österreichweit

Abbildung 12
Preisänderungen der Stromlieferanten 2014

Quelle: E-Control, Tarifikalkulator, Stand 31.12.2014

* Berechnungsbasis: Musterhaushalt 3.500 kWh Stromverbrauch, Energiekosten exkl. Netzkosten, Steuern und Abgaben

** Berechnungsbasis: Musterhaushalt 3.500 kWh Stromverbrauch, Energiekosten inkl. Umsatzsteuer

infolge von Netztarifsenkungen wurden meist schnell durch Energiepreiserhöhungen einiger Lieferanten neutralisiert. Im Jänner 2013 ist der VPI Strom sprunghaft um 5 Indexpunkte auf 135,7 gestiegen, was auf die Erhöhung der Netztarife sowie die Anhebung der Ökostromförderbeiträge zurückzuführen ist. Die Energiepreissenkung im Herbst bewirkte eine kurzfristige Erholung. Dieses Schema wiederholte sich fast identisch im Jahr 2014, als der Index infolge der Netz- und Ökostromkostenerhöhung im Jänner auf 135,9 Punkte kletterte, um im Herbst aufgrund der Energiepreissenkung auf 133,3 Punkte zu fallen.

Insgesamt 19 Lieferanten senkten im Jahr 2014 ihre Preise. Darunter befanden sich von den größeren regionalen Lieferanten nur die Salzburg AG (5,1%) Anfang des Jahres und im Oktober auch die Unternehmen der Energie Allianz (8%–11%). Eine detaillierte Darstellung

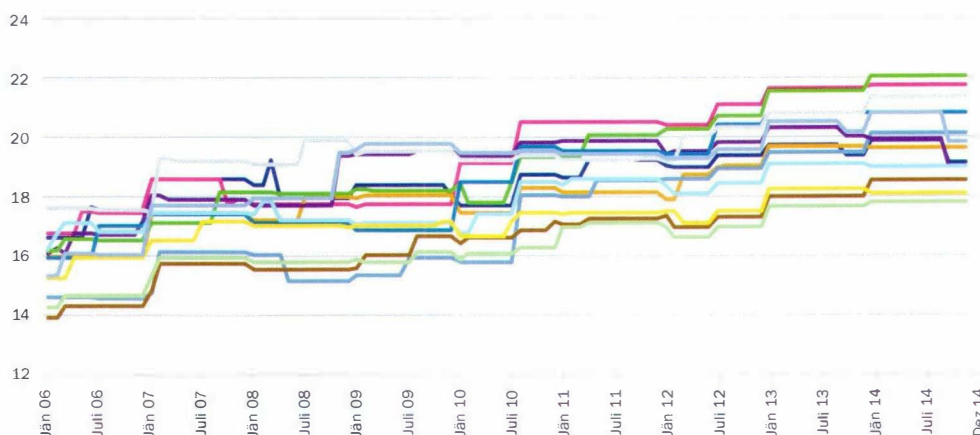
der Energiepreisänderungen im Jahr 2013 ist der Abbildung 12 zu entnehmen.

Die Netznutzungsentgelte wurden Anfang 2014 geändert, sodass sich die Kosten nach Netzbereichen unterschiedlich entwickelten. Den höchsten Anstieg verzeichnen Haushalte in Wien mit +3,8%, die höchste Preissenkung Haushalte in Niederösterreich mit 8% (inkl. Netznutzungs- und Netzverlustentgelt sowie Messentgelte).

Die Ökostromkosten sind im Jahr 2014 stark gestiegen, z.B. für einen Musterhaushalt mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh von 54 Euro auf 68 Euro exkl. USt., was einem Plus von 26 % entspricht.

Die Gesamtkosten unterscheiden sich stark nach Netzgebieten (Abbildung 13). Die Preisunterschiede zwischen dem günstigsten und

ENTWICKLUNG DER HAUSHALTSSTROMPREISE OHNE RABATTE in Cent/kWh



- Energie Burgenland
- Energie AG
- Energie Graz
- Energie Klagenfurt
- EVN
- Innsbrucker KB
- KELAG
- Linz AG
- Salzburg AG
- Energie Steiermark
- Tiwag
- VKW
- Wien Energie

Abbildung 13
 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, Tarifkalkulator

dem teuersten regionalen Lieferanten bewegten sich in den letzten Jahren 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 österreichweit nicht gleich hoch sind.

Haushaltskunden Preisentwicklung Gas

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 unter 100 Indexpunkten, danach stieg er signifi-

kant und kletterte im Zuge der Gaskrise im Januar 2009 auf 152,9 Punkte. Danach kam es zu einer deutlichen Reduktion des Gaspreises, die im Januar 2011 unterbrochen wurde. Noch im Februar 2013 erreichte der VPI Gas mit 155,5 Punkten ein neues Rekordhoch. Seitdem ist er stabil und lag im Oktober 2014 mit 154,6 Punkten nur geringfügig darunter (Abbildung 14).

Seit Anfang des Jahres 2014 haben nur drei Lieferanten, die Salzburg AG (-9,7%), Tigas (-4,9%) sowie Gasdiskont (-5,6%) ihre Energiepreise gesenkt. Bei allen anderen blieben die Energiepreise unverändert. Trotz dieser Preisstabilität hat sich der Wettbewerb durch den Auftritt von neuen Lieferanten, diversen Rabattaktionen und vor allem durch die VKI Energiekosten-Stopp Aktion intensiviert.

ENTWICKLUNG DES GAS-VERBRAUCHERPREISINDEX

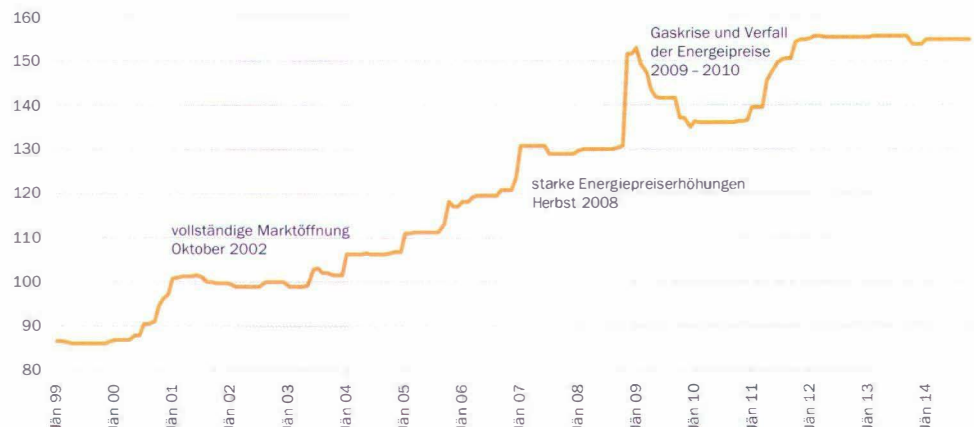


Abbildung 14
Entwicklung des Gas-VPI
(Index Oktober 2002 = 100)

Quelle: Statistik Austria, E-Control

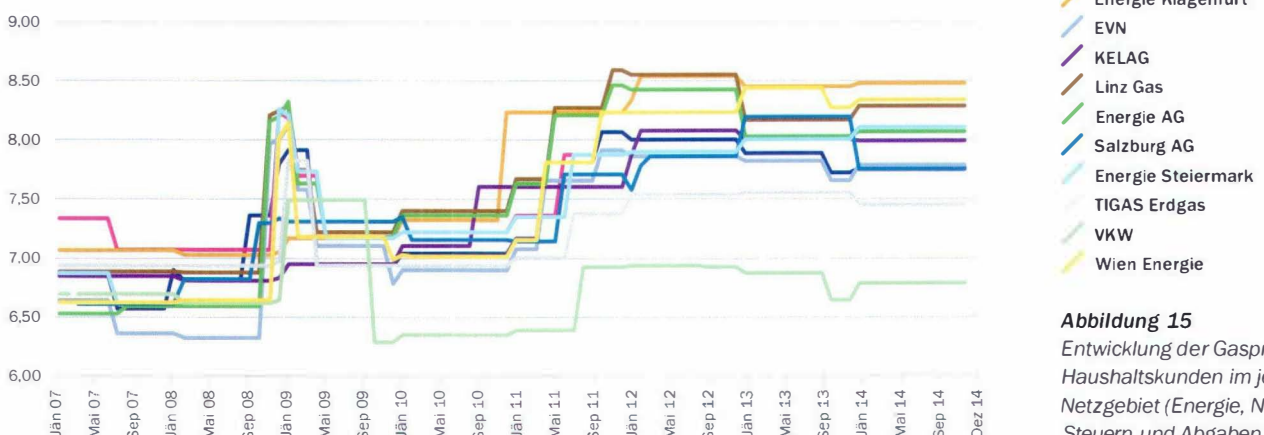
Die Entwicklung der Gesamtkosten nach Netzgebieten bei den jeweiligen angestammten Lieferanten wird in Abbildung 15 dargestellt. Die Abbildung zeigt, dass die Differenz zwischen den günstigsten und teuersten Lieferanten seit der Gaskrise im Jahr 2009 stark gewachsen ist und Ende 2014 bei ca. 27% lag.

UNTERSUCHUNG ZU DEN MARKT- VERHÄLTNISSEN IM STROMMARKT

Aufgrund der Entwicklungen der Endkundenpreise für elektrische Energie von 2008 bis 2012 und der im gleichen Zeitraum beobachteten Veränderung der Großhandelspreise sah sich die E-Control veranlasst, gemäß § 21 Abs. 2 E-Control-G iVm §§ 34 E-Control-G und 10 EIWOG 2010 eine Marktuntersuchung einzuleiten. Daher wurde eine repräsentative Auswahl von Lieferanten Ende November 2013 ersucht, die für die Untersuchung not-

wendigen Daten über die Erlös- und Kostenstruktur nach Produkt- bzw. Kundengruppen im Stromvertrieb der E-Control zu übermitteln. Bereits Ende August 2011 ersuchte die E-Control erstmals um Beantwortung und Übermittlung eines ausgefüllten Erhebungsformulars im Rahmen einer Marktuntersuchung. Nach rechtlicher Klärung durch die Gerichtshöfe des öffentlichen Rechts wurde im Jahr 2013 mit der erneuten Datenerhebung begonnen, welche durch die Ansuchen um Fristerstreckung bis ins Jahr 2014 andauerte. Neben der Erlös- und Kostenstruktur sollte die Untersuchung vor allem auch die bisherigen zugrundeliegenden Annahmen der E-Control-Margenrechnung analysieren. Der Bericht wurde im Dezember 2014 veröffentlicht und ist auf der Homepage der E-Control online abrufbar: <http://e-control.at/de/publikationen/sonstige-berichte>

ENTWICKLUNG DER HAUSHALTSGASPREISE OHNE RABATTE in Cent/kWh



Quelle: E-Control, Tarifkalkulator

Abbildung 15
Entwicklung der Gaspreise für
Haushaltskunden im jeweiligen
Netzgebiet (Energie, Netz,
Steuern und Abgaben) ohne
Rabatte, Standardprodukt des
lokalen Lieferanten,
15.000 kWh/Jahr

Entwicklung des rechtlichen Rahmens im Jahr 2014

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 be-

rechten zur Einspeisung von Gasmengen in das Fernleitungsnetz eines Marktgebiets und zum Transport der Gasmengen zum virtuellen Handelspunkt. Kapazitäten an Ausspeisepunkten berechtigen zum Transport vom virtuellen Handelspunkt zum Ausspeisepunkt und zur Ausspeisung dieser Gasmengen aus dem Fernleitungsnetz. Der virtuelle Handelspunkt ist keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt zugeordnet und ermöglicht es den Marktteilnehmern, auch ohne Kapazitätsbuchung Erdgas zu kaufen oder zu verkaufen.

Das Gas-Marktmodell wurde 2013 erfolgreich eingeführt und die Umsetzung sowie

SCHEMA DES NEUEN MARKTMODELLS

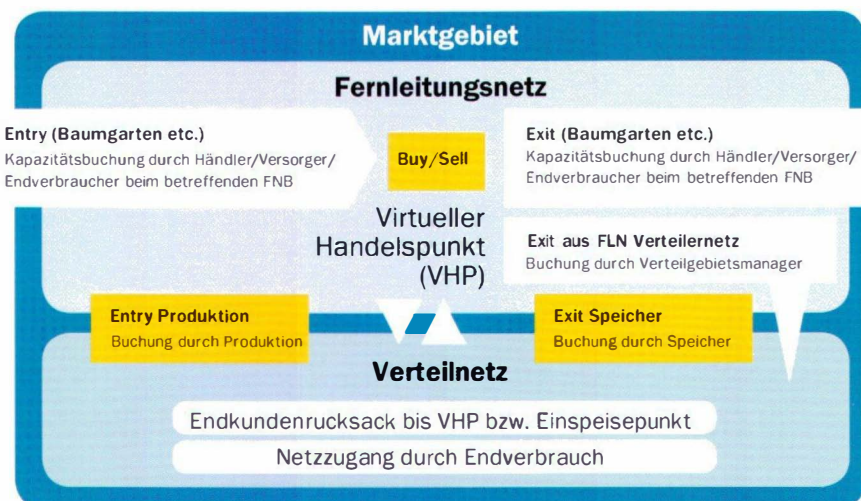


Abbildung 16
Schema des neuen
Marktmodells

Quelle: E-Control

die operativen Abwicklungen werden seither intensiv beobachtet. Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse ergab sich 2014 auch ein Anpassungs- und Ergänzungsbedarf in den Marktregeln, der mit der Novelle 2014 der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 umgesetzt wurde. Es wurde die Regelung zum langfristigen Use-It-Or-Lose-It (UIOLI), zur Vermeidung der Hortung und Nichtnutzung von Kapazitäten, überarbeitet und an das aktuelle Bilanzgruppenregime angepasst. Beim Netzzugang im Verteilernetz wurde eine Möglichkeit geschaffen, Netzzugangsverträge bis maximal drei Jahre in die Zukunft abzuschließen. Darüber hinaus gibt es nun Klarstellungen hinsichtlich der Abänderung der zwischen Netznutzer und Netzbetreiber vereinbarten Höchstleistung (nur einmal innerhalb von zwölf Monaten) und der Nichtberechtigung zur Netznutzung durch Abschluss eines Netzzutrittsvertrages. Des Weiteren wurde eine Regelung eingeführt, die es ermöglicht, dass Speicherunternehmen mit dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Speicheranlage angeschlossen ist oder werden soll, die maximal vom Netzbetreiber jährlich vorzuhaltende Kapazität für eine Mindestdauer von 15 Jahren vereinbaren können. Auch in den Regelungen für besondere Bilanzgruppen zum Zwecke der Beschaffung von Netzverlustenergie wurden Änderungen vorgenommen, zum Zwecke der Realisierungsmöglichkeit einer gemeinsamen Netzverlustbilanzgruppe im Verteilernetz. Auch eine spezielle Regelung für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg wurde getroffen, bezogen auf die Bilanzierung der Grenzkopplungspunkte im Verteilernetz, die nunmehr auf Stundenbasis erfolgt.

Neues Marktmodell in Tirol und Vorarlberg

Gemäß den rechtlichen Rahmenbedingungen in Österreich sind „Netze oder Teile von Netzen in einem Marktgebiet, welches ausschließlich aus einem angrenzenden Mitgliedstaat versorgt wird und für das es im betreffenden Marktgebiet keinen 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 (GMMO-VO) verankert. Mit Wirksamkeit ab 1. Oktober 2013 gilt das Gas-Marktmodell COSIMA für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg.

Charakteristisch für COSIMA ist die – aus der Sicht der Lieferanten und Versorger – barrierefreie Anbindung der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg an das Marktgebiet NCG. Dies wird durch eine Befreiung von Kapazitätsbuchungen durch Lieferanten und Versorger erreicht: Die Buchung der erforderlichen Kapazitäten zur Versorgung von Endkunden in Tirol und Vorarlberg erfolgt gesamthaft durch

den österreichischen Verteilergebietsmanager (VGM), ohne eine Zuordnung der gebuchten Kapazitäten zu einzelnen Bilanzkreisen in Deutschland bzw. Bilanzgruppen in Österreich vorzunehmen. Die Exit-Kapazität für Erdgas, das in Vorarlberg zur Belieferung von Liechtenstein und Graubünden durchgeleitet wird, ist weiterhin vom Lieferanten bzw. Versorger beim Netzbetreiber terranets 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. Die Übergabe der für Tirol

SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER INFORMATIONSFLÜSSE DES MARKTMODELLS

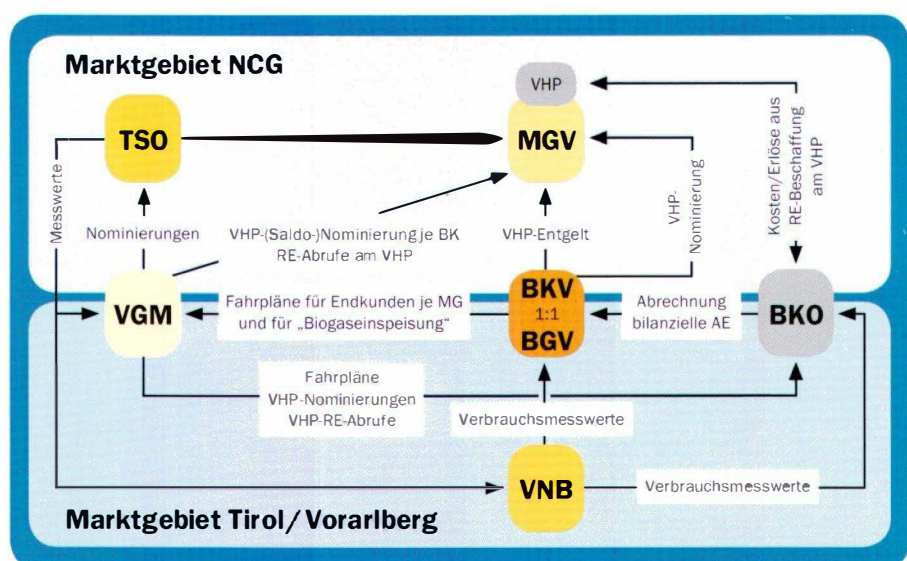


Abbildung 17
Schematische Darstellung der Informationsflüsse des Marktmodells in Tirol und Vorarlberg

Quelle: E-Control

oder Vorarlberg bestimmten Erdgasmengen erfolgt per Nominierung am Virtuellen Handlungspunkt im Marktgebiet NCG (VHP NCG). Der VGM übernimmt die Erdgasmengen am VHP NCG und organisiert den Transport in die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg. Eine am VHP NCG übergebene Gasmenge gilt dabei nach dem Prinzip „allokiert wie nominiert“ unmittelbar als in Tirol oder Vorarlberg eingeliefert. Aus der Perspektive deutscher Bilanzkreise gibt es darüber hinaus keine weiteren Besonderheiten für Transporte in die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg zu beachten. Die Gasmengen, die am VHP NCG von den deutschen Bilanzkreisen übergeben werden, werden den korrespondierenden Bilanzgruppen in Österreich zugeordnet. Fahrplananmeldungen dieser Bilanzgruppen zur Endkundenversorgung (oder auch zur Ein-/Auspeisung an anderen Stellen in den österreichischen Marktgebieten) werden saldiert und den am VHP NCG von den jeweils korrespondierenden Bilanzkreisen übergebenen Gasmengen gegenübergestellt. Auf diese Gasmengen finden gemäß den österreichischen Marktregeln die Mechanismen der Ausgleichsenergieabrechnung Anwendung. Die Ausgleichsenergieabrechnung erfolgt durch den Bilanzgruppenkoordinator.

ÄNDERUNG TARIFIERUNG DER VERTEILERNETZEBENE: ÄNDERUNG DER ENTGELTFESTSETZUNG

Dritte Anreizregulierungsperiode der Stromverteilernetze

Seit 1. Jänner 2014 läuft die dritte Anreizregulierungsperiode für die österreichischen Stromverteilernetzbetreiber. Die Kostenent-

wicklungen der Verteilernetzbetreiber werden nunmehr 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.¹

Details zur dritten Anreizregulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber

Die Regulierungsperiode beträgt nunmehr fünf (bisher 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

¹ <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/Entscheidungen-der-Regulierungsbehoerde-Ausgestaltung-3te-Periode-Strom.pdf>

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 erreichen, 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 stetig angewachsen und in den Jahren 2012 und 2013 wurde jeweils mehr als jemals in den letzten 20 Jahren zuvor investiert (siehe auch die untenstehenden Ausführungen zu „Investitionen in die österreichische Stromnetzinfrastruktur“).

ENTWICKLUNG DER BRUTTO-INVESTITIONEN IM STROMNETZ in TEUR

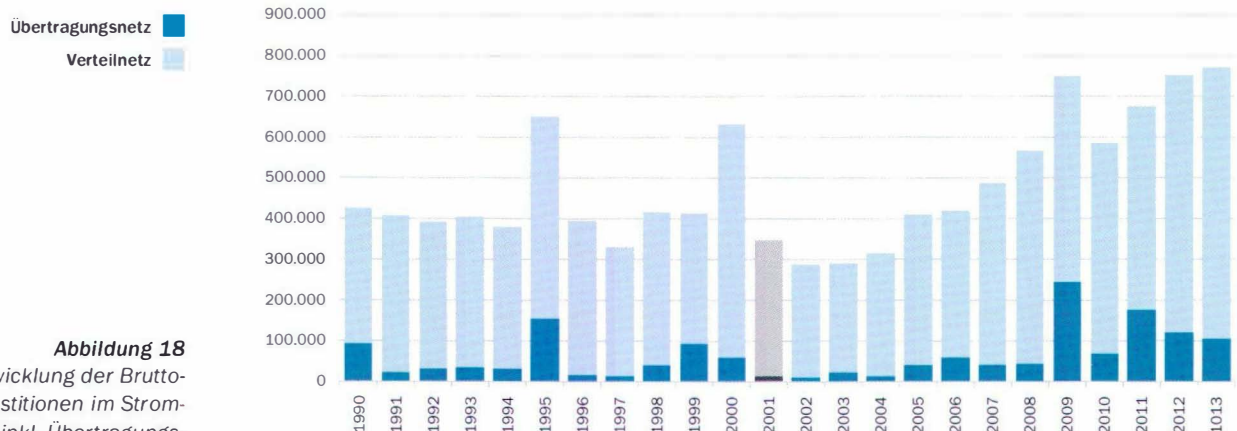


Abbildung 18
Entwicklung der Brutto-Investitionen im Stromnetz inkl. Übertragungsnetzbetreiber

Quelle: E-Control

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 Entgeltentwicklung entsprechend wider. Aufgrund des langwierigen Prozesses zur Ausgestaltung des Regierungssystems werden die Vorbereitungen für die Folgeperiode auch wieder zeitnah beginnen.

WECHSELVERORDNUNG 2014 UND ENTWICKLUNG DER WECHSELSTATISTIK

Aufgrund der Novelle des § 76 EIWOG 2010 bzw. § 123 GWG 2011 (BGBl I Nr 174/2013) hat die E-Control am 1.7.2014 die Wechselverordnung 2014 (nachfolgend „WVO 2014“) erlassen, die sowohl für den Elektrizitäts- als auch den Erdgasbereich gleichermaßen gilt.

Am 3.11.2014 sind die ersten Teile dieser WVO 2014 in Kraft getreten [also insb. §§ 1 bis 7 WVO 2014 samt Kapitel 1 des Anhangs („Gemeinsame Bestimmungen für den Lieferantenwechsel, die An- und Abmeldung sowie den Widerspruch“) sowie Kapitel 3 des Anhangs („Anmeldung“) zur WVO 2014]. Die übrigen Kapitel des Anhangs treten nach § 7 Abs 2 WVO 2014 mit 1.6.2015 in Kraft.

Mit 2014 trat eine für Konsumenten wichtige, rechtliche Neuerung in Kraft: Alle in Österreich tätigen Lieferanten sind nun verpflichtet, Kleinkunden (Endverbraucher ohne Lastprofilzähler) die Möglichkeit eines sogenannten „Online-Wechsels“ anzubieten. Das bedeutet, dass sämtliche Willenserklärungen, die für die Einleitung und Durchführung des Lieferantenwechsels relevant sind, formfrei und elektronisch über die Website der Lieferanten abgegeben werden können. Hierzu haben die Lieferanten benutzerfreundliche Vorkehrungen zu treffen, die die Identifikation und Authentifizierung des Kunden sicherstellen. Zwischenschritte, wie das Abspeichern oder Ausdrucken des Vertrags und eine eigenhändige Unterschrift entfallen dabei.

GLASKLARE REGELN. GANZ IM SINNE DER KONSUMENTEN.

Eine weitere Neuerung verpflichtet nunmehr die Netzbetreiber, unter Wahrung der gebotenen Sorgfalt, Anstrengungen zu unternehmen, eine Identifikation der Endverbraucheranlage herbeizuführen.

Bei Neuanmeldungen (z.B. bei Übersiedlung) muss der Verbraucher nun auch keinen Energieliefervertrag oder eine Lieferbestätigung mehr beibringen, vielmehr reicht eine formlose Bekanntgabe des gewünschten Lieferanten beim Netzbetreiber. Sollte ein Belieferungswunsch nicht vorliegen und dem Verbraucher wird die Abschaltung aufgrund

des fehlenden Lieferverhältnisses angekündigt, so hat der Verbraucher bis zum Ende des darauffolgenden Tages Zeit, formlos den gewünschten Lieferanten bekannt zu geben. Der Netzbetreiber muss dann den neuen Lieferanten unverzüglich, längstens innerhalb von einem Arbeitstag über einen derartigen Belieferungswunsch informieren. Dieser ist verpflichtet, innerhalb von acht Arbeitstagen den Belieferungswunsch zu bestätigen.

Im Ergebnis bedeutet dies, dass der Netzbetreiber in einem solchen Fall während einer Frist von zehn Arbeitstagen nicht abschalten darf.

Mit diesen Regelungen wird sichergestellt, dass ein Endverbraucher beim Einzug nicht von einem vertikal integrierten Netzbetreiber unter Druck gesetzt werden kann, einen Liefervertrag mit dem verbundenen Lieferanten abzuschließen. Vielmehr muss der Netzbetreiber den Kunden in neutraler und diskriminierungsfreier Form über die freie Wahl des Lieferanten informieren. Gibt ein Kunde einen Lieferanten bekannt und bestätigt in weiterer Folge der Lieferant dies, so kann es zu keinen Abschaltungen von Endverbraucheranlagen kommen, wie dies in der Vergangenheit immer wieder geschehen ist. Auch die Zählpunkt- und Endverbraucheridentifikation wird dadurch erleichtert.

WECHSELZAHLEN

Im Jahr 2014 wechselten in Österreich insgesamt knapp 268.000 Strom- und Gaskunden ihren Anbieter, das ist ein Plus von 80% gegenüber dem Vorjahr. 2014 haben etwa

206.200 Stromkunden – davon mehr als 159.000 Haushalte – ihren Anbieter gewechselt. Einen neuen Gaslieferanten suchten sich rund 61.600 Kunden – darunter etwa 58.500 Haushalte. Das entspricht einer Gesamtwechselrate im Jahr 2014 von 3,5% bei Strom und 4,6% bei Gas. Im Vorjahr 2013 hatten bei Strom 1,8% und bei Gas 2,5% ihrem jeweiligen Lieferanten den Rücken gekehrt. 2014 wurde zum ersten Mal die 200.000er-Grenze übertroffen. Nie zuvor haben sich so viele Österreicher für einen neuen Strom- und Gaslieferanten entschieden.

2014 waren im Verhältnis zur Kundenzahl die Oberösterreicher die eifrigsten Wechsler mit 5,3% bei Strom (rund 53.000) und 9,9% bei Gas (rund 15.000).

REMIT

Mit der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts („REMIT“) wurde ein einheitliches Regime zur Überwachung des Energiegroßhandelsmarktes in der Union implementiert. Die Verordnung beinhaltet das Verbot von Insiderinformation und Marktmanipulation und verpflichtet die Marktteilnehmer am Energiegroßhandelsmarkt zur rechtzeitigen Bekanntgabe von Informationen und zu einer umfassenden Datenübermittlung an ACER, die in Zusammenarbeit mit den Mitgliedstaaten die Einhaltung der Verordnung überwacht. Den Regulierungsbehörden kommen dabei umfassende Ermittlungsbefugnisse zu.

REMIT ist allerdings als hinkende Verordnung konzipiert worden, d.h., dass Teile der grundsätzlich unmittelbar anwendbaren Verordnung erst einer Umsetzung durch die Mitgliedstaaten bedürfen. Dieser Umsetzungsverpflichtung ist der Gesetzgeber bis Sommer des Jahres 2013 nachgekommen und hat im Rahmen der Novelle BGBl. I Nr. 174/2013 EIWOG 2010, GWG 2011 und das E-ControlG geändert. Dadurch wurde unter anderem ein neuer § 25a E-ControlG eingefügt und eine Reihe von neuen Verwaltungsübertretungen und gerichtlichen Strafbestimmungen in EIWOG 2010 und GWG 2011 normiert.

§ 25a E-ControlG betraut die Regulierungsbehörde mit neuen Ermittlungsbefugnissen im Rahmen der ständigen Marktüberwachung und ermöglicht es so der E-Control, zusätzliche Informationen von Marktteilnehmern und beteiligten Personen einzuholen und Vorermittlungen durchzuführen. Durch die Anfügung der ebenfalls neuen Z 4 in § 24 Abs. 1 E-ControlG wurden der E-Control aber auch die Überwachung des Energiegroßhandelsmarktes auf nationaler Ebene als Überwachungsaufgabe übertragen. Korrespondierend enthält § 25a Abs. 2 E-ControlG nun auch eine Verordnungsermächtigung, die es der E-Control ermöglicht, die erforderlichen Daten in Umfang, Format und Meldepflicht festzulegen und von den Marktteilnehmern einzuholen.

Die Arbeiten an der Verordnung wurden gegen Jahresende 2014 abgeschlossen. Die Verordnung des Vorstands der E-Control über die

Meldepflichten zur Durchführung der Überwachung des Handels mit Energiegroßhandelsprodukten auf nationaler Ebene (Energiegroßhandelsdatenverordnung – EGHD-VO) wird sich eng an die von der Kommission zu erlassende Durchführungsverordnung gemäß Art. 8 Abs. 2 REMIT halten, um den Verwaltungsaufwand für die betroffenen Unternehmen so gering wie möglich zu halten.

Ein Inkrafttreten der Verordnung ist ab Mai 2015 stufenweise geplant. Zunächst werden die Transaktions- und Handelsdaten über organisierte Märkte an die Regulierungsbehörde gemeldet, ab Oktober 2015 melden die Unternehmen sodann all jene Verträge direkt an die E-Control, die nicht über Handelsplätze geschlossen wurden. Daten werden grundsätzlich für den Strom- und den Gasbereich im notwendigen Ausmaß gesammelt, soweit dies für die Überwachung des nationalen Großhandelsmarktes notwendig ist. Neben den Verträgen, die über oder außerhalb von Handelsplätzen geschlossen werden, sind auch Daten betroffen, die den Lebenszyklus der Produkte betreffen und für die Beurteilung des Handelsgeschehens notwendig gesammelt werden müssen. Endverbraucher sind, soweit deren Verbrauch unter 600 GWh/a liegt, von der Verordnung nicht betroffen.

Mit § 25a Abs. 2 E-ControlG wurde die E-Control weiters ermächtigt, Datenaustauschabkommen mit Regulierungsbehörden in anderen EU- und EFTA-Staaten abzuschließen und hierdurch gewonnene Daten zur Erfüllung ihrer durch die Verordnung (EU)

Nr. 1227/2011 und § 24 Abs. 1 Z 4 übertragenen Aufgaben zu verwenden. Die Vertraulichkeit, die Integrität und der Schutz der eingehenden Daten sind sicherzustellen. In Vollziehung dieser Bestimmung wurde im Rahmen zahlreicher Regional Cooperation Meetings mit anderen europäischen Regulierungsbehörden der Entwurf für ein Memorandum of Understanding ausgearbeitet, das als Grundlage die künftige Zusammenarbeit der Behörden im Rahmen der Marktüberwachung gemäß REMIT und auf nationaler Ebene erleichtern soll.

Die Vereinbarung regelt die Art und Häufigkeit der künftigen Zusammenarbeit, legt die Vorgangsweise für den künftigen Datenaustausch gemäß Art. 10 REMIT mit ACER aus Sicht der Regulierungsbehörden fest und setzt Rahmenbedingungen für den zwischenbehördlichen Informationsaustausch. Durch die Bestimmungen des Memorandums kommt es allerdings zu keiner Erweiterung von Befugnissen oder Ermächtigungen, es werden lediglich bereits vorgefundene gesetzliche Grundlagen in Hinblick auf das interne Handeln der Behörden in Bezug aufeinander in einem einheitlichen Dokument zusammengefasst.

Die Umsetzungsbestimmungen gemäß § 25a und § 25b E-ControlG sehen, ebenfalls nach Vorgabe der Bestimmungen von REMIT, auch umfangreiche Befugnisse und Verpflichtungen zur Zusammenarbeit mit den Strafverfolgungsbehörden, der Finanzmarktaufsicht

und anderen nationalen Behörden vor. Die E-Control hat daher bereits im Vorfeld der Implementierung begonnen, sich mit den anderen mit der Einhaltung der Verbote von Marktmanipulation und Insiderhandel befassten Behörden abzustimmen um den gesetzlichen Verpflichtungen bestmöglich nachkommen zu können.

ÄNDERUNGEN ÖKOSTROM-EINSPEISE-TARIFEVERORDNUNG 2012 (ÖSET-VO 2012):

Am 11. November 2014 wurden die Änderungen der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 (ÖSET-VO 2012) kundgemacht.

Die Verordnung enthält eine Anpassung der PV-Tarife für das Jahr 2015. Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung von 5 kWpeak bis 200 kWpeak, welche ausschließlich an oder auf einem Gebäude angebracht sind, erhalten bei Antragsstellung und Vertragsabschluss im Jahr 2015 11,5 Cent/kWh sowie einen Investitionszuschuss von 30% der Investitionskosten, höchstens jedoch 200 EUR/kW.

Für alle übrigen Technologien gelten die Regelungen aus der Änderung von 2013. Im Wesentlichen ist dies ein 1%-Abschlag für das Jahr 2015 in Bezug auf die Tarife aus dem Jahr 2014.

Entwicklung des europäischen rechtlichen Rahmens im Jahr 2014

REMIT IMPLEMENTING ACTS

Die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts („REMIT“) trat bereits im Jahr 2011 in Kraft. Die Verordnung, die grundsätzlich in den Mitgliedstaaten unmittelbar anwendbar ist, bedarf aber, neben der Umsetzung der Ermittlungs- und Strafbefugnisse, auch noch der Umsetzung durch die Kommission.

Gemäß Art. 8 REMIT melden die Marktteilnehmer Transaktions- und Handelsdaten im Rahmen der Datenerhebung an die Agentur. Der genaue Umfang und die näheren Anforderungen an die Meldungen werden aber gemäß Art. 8 Abs. 2 REMIT von der Kommission im Wege einer Durchführungsverordnung festgelegt. Der Verordnungsentwurf wurde am 3. Oktober 2014 im Komitologiebeschluss gemäß Art. 5 Abs. 2 der Verordnung (EU) 182/2011 befürwortet, mit einer Veröffentlichung im Amtsblatt wird mit Jahresende gerechnet.

Die Verordnung beschreibt nunmehr detailliert Definitionen, meldepflichtige Verträge und Informationen sowie die einzuhaltenden Meldefristen und Meldekanäle, die gemäß Art. 8 REMIT an die Agentur zu melden sind. Die Meldepflichten treten neun bzw. fünfzehn Monate nach Veröffentlichung der Verordnung in Kraft.

Die Meldung der Daten erfolgt anhand der Anhänge der Verordnung, die eine Vielzahl zu meldender Datenfelder beinhalten. In Begleitung der Verordnung wurde daher von der Agentur in enger Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern ein Begleitdokument erarbeitet, welches unter der Bezeichnung „Trade Reporting User Manual“ (TRUM) in zeitlicher Nähe zur Durchführungsverordnung erscheinen wird. Das TRUM wird als Leitdokument für eine einheitliche Interpretation der zu meldenden Daten dienen.

Spiegelbildlich wurde im Verhältnis zwischen den Regulatoren und der Agentur ein „Market Monitoring Handbook“ erarbeitet. Das Dokument entwickelt Leitlinien, die bei der Zusammenarbeit zwischen Agentur und Regulierungsbehörden gemäß Art. 16 REMIT zur Anwendung kommen.

INFRASTRUKTUR-VERORDNUNG

Mit der seit 1. Juni 2013 anwendbaren Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur² wurden die bis dahin bestehenden TEN-E-Leitlinien abgelöst. Die neue Infrastruktur-Verordnung sieht nunmehr vor, dass EU-weit bestimmte Infrastrukturprojekte als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest, PCI) ausgewählt werden, welche in weiterer Folge von Erleichterungen im Genehmigungsverfahren und regulatorischen sowie finanziellen Begünstigungen profitieren können.

² Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, ABl. 2013 L 115 S. 39.

Neben Strom- und Gasinfrastrukturprojekten betrifft dies auch Erdöl- und CO₂-Vorhaben. Nach einem Pilot-Auswahlverfahren in den Jahren 2012 und 2013, welches zum Teil parallel zum Gesetzgebungsverfahren zur InfrastrukturVO durchgeführt wurde, hat die EU-Kommission im Oktober 2013 eine Liste mit 248 vorrangigen Energieinfrastrukturprojekten präsentiert; diese ist schließlich als delegierte Verordnung von der Kommission verabschiedet worden und am 10. Jänner 2014 in Kraft getreten.³ Unter den Projekten befinden sich auch 14 Stromvorhaben und vier Gasvorhaben aus Österreich bzw. mit österreichischer Beteiligung. Alle zwei Jahre soll die PCI-Liste aktualisiert werden, d.h. Vorhaben müssen neu eingereicht werden und vormals als vorrangig eingestufte Projekte können den PCI-Status auch wieder verlieren.

Um in die Liste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse aufgenommen zu werden, muss ein Projekt mehrere Kriterien erfüllen; insbesondere muss es für einen der in Anhang I zur Verordnung genannten Infrastrukturkorridore und -gebiete erforderlich sein, zumindest zwei Mitgliedstaaten (oder einen Mitgliedstaat und einen EWR-Staat) betreffen und einen höheren potenziellen Gesamtnutzen als Kosten aufweisen. Strom- und Gasvor-

haben müssen überdies erheblich zur Marktintegration, zu Wettbewerb, Nachhaltigkeit oder Versorgungssicherheit beitragen.

Die Vorbereitungen für die zweite PCI-Liste sind bereits angelaufen. Wie in der Verordnung vorgesehen, beraten zunächst Regulierungsbehörden, Mitgliedstaaten, Netzbetreiber, die Agentur und die Kommission in regionalen Gruppen auf Basis der unionsweiten Netzentwicklungspläne über PCI-Kandidaten. Nach öffentlicher Konsultation und Stellungnahme der Agentur soll das aus Kommission und Mitgliedstaaten bestehende Entscheidungsgremium bis Mitte 2015 Vorhaben auswählen. Die Gesamtliste soll anschließend wiederum von der Kommission als delegierter Rechtsakt verabschiedet werden und Anfang 2016 in Kraft treten.

RAHMENLEITLINIEN UND NETZKODIZES

Das dritte Binnenmarktpaket sieht die Entwicklung europäischer Marktregeln vor, mit denen die generellen Bestimmungen der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen operationalisiert werden sollen. Dabei handelt es sich zum einen um Netzkodizes, zum anderen

³ Delegierte Verordnung (EU) Nr. 1391/2013 der Kommission vom 14. Oktober 2013 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur in Bezug auf die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse. ABl. 2013 L 349 S. 28.

um Leitlinien – beide Formen werden letztlich als Verordnungen der Kommission erlassen und sind Teil der vorhin genannten Verordnungen (EG) Nr. 714/2009 bzw. 715/2009. Netzkodizes werden von den europäischen Netzbetreiberverbänden ENTSO-E und ENTSOG auf Grundlage von Rahmenleitlinien der Agentur erarbeitet; Leitlinien werden unmittelbar von der Kommission erlassen.

Bisher liegen im Gasbereich Netzkodizes zur Kapazitätsallokation⁴ und zur Bilanzierung⁵ sowie Leitlinien zur Transparenz und zum Engpassmanagement vor. Weitere Netzkodizes über Interoperabilität und Tarifierung sollen demnächst folgen.

Im Strombereich soll der ursprünglich von ENTSO-E ausgearbeitete Netzkodex zur Ka-

pazitätsallokation und zum Engpassmanagement nunmehr als Leitlinie der Kommission angenommen werden. Die Arbeiten an Netzkodizes zur Forward-Kapazitätsallokation und zum Netzanschluss von Erzeugern u.a.m. sind bereits weit fortgeschritten.

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

⁴ Verordnung (EU) Nr. 984/2013 der Kommission vom 14. Oktober 2013 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen, ABl. 2013 L 273 S. 5.

⁵ Verordnung (EU) Nr. 312/2014 der Kommission vom 26. März 2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen, ABl. 2014 L 91, S. 15.

TÄTIGKEITEN DER REGULIERUNGS- BEHÖRDE 2014

Strommarkt

REGULIERUNG DER NETZE: KOSTEN- ERMITTLUNG UND ENTGELTFESTSETZUNG STROM IM JAHR 2014

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 einzu beziehen 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 Kosten- oder Erlöspfad zur Erreichung des Zielwertes am Ende der Regulierungsperiode vom Regulator vorgegeben. Somit wurde eine Startkostenbasis für die dritte Regulie-

rungsperiode ermittelt und neue Rahmenbedingungen für die nächsten Jahre festgelegt, welche nunmehr jährlich mittels einer für die Dauer der Regulierungsperiode festgelegten Regulierungsformel adaptiert wird.

Das somit im Jahr 2014 per Bescheid festgestellte Kosten- und Mengengerüst der einzelnen Netzbetreiber bildet die Basis für die Ermittlung der Entgelte 2015, welche in weiterer Folge mit Beginn des darauffolgenden Jahres in der Systemnutzungsentgelteverordnung (SNE-VO) bzw. deren Novelle verlaubar wird (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 – Novelle 2015 per 1. Jänner 2015). Da für jeden Netzbereich einheitliche Entgelte ermittelt werden, sorgt ein Ausgleichsmechanismus dafür, dass Unterschiede in der Erlösstruktur zwischen den Netzbetreibern (Über- bzw. Unterdeckungen) bereinigt werden.

Im Rahmen der SNE-VO 2012-Novelle 2015 entwickelten sich die Netznutzungs- und Verlustentgelte im Österreich-Durchschnitt mit einem leichten Anstieg von 0,33% relativ stabil. Dabei fallen die Entgeltanpassungen je Netzbereich sehr unterschiedlich aus: Konnten in Linz, Vorarlberg, Niederösterreich und Oberösterreich deutliche Senkungen von bis zu 7,4% erzielt werden, gab es in den Bereichen Klagenfurt, Steiermark und Wien Erhöhungen. Generell wirken die Folgen des Regulierungskontos gemäß § 50 EIWOG 2010 (gesetzlich gebotene Aufrollung von Mindererlösen in der Vergangenheit) meistens kostensteigernd. Allerdings wirken die teils massiven Senkungen der Netzverlustentgelte, aufgrund einer abermals starken Reduktion

ÜBERSICHT ANPASSUNG NETZNUTZUNGS- UND NETZVERLUSTENTGELT VON 30.09.2001 BIS 01.01.2015

Gewichtet nach Mengen 2011

Entgelt-anpassung pro Ebene	Anpassung 2001-2005		Anpassung 2006-2009		Anpassung 2010-2013		Anpassung 2014		Anpassung 2015			Gesamtanpassung	
	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	in % ²⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾
Ebene 3	-6,62	-12,7	-3,24	-6,2	-2,04	-3,9	-0,93	-1,8	0,22	0,4	0,6	-12,62	-24,3
Ebene 4	-6,17	-10,7	-1,10	-1,9	-1,50	-2,6	-0,62	-1,1	0,62	1,1	1,3	-8,77	-15,2
Ebene 5	-59,93	-19,6	-9,47	-3,1	-7,82	-2,6	-3,22	-1,1	1,16	0,4	0,5	-79,28	-25,9
Ebene 6	-27,40	-13,5	-3,88	-1,9	-4,00	-2,0	-3,51	-1,7	2,11	1,0	1,3	-36,69	-18,1
Ebene 7 - gemessen	-56,71	-19,8	-13,90	-4,9	-11,90	-4,2	-4,98	-1,7	-0,65	-0,2	-0,3	-88,15	-30,8
Ebene 7 - nicht gemessen	-308,50	-24,0	-38,80	-3,0	-27,27	-2,1	-22,75	-1,8	2,36	0,2	0,3	-394,96	-30,7
Ebene 7 - unterbrechbar	-7,94	-12,7	-0,59	-0,9	-2,24	-3,6	-1,41	-2,3	-0,50	-0,8	-1,0	-12,59	-20,2
	-473,3	-21,0	-71,0	-3,1	-56,8	-2,5	-37,4	-1,7	5,3	0,24	0,33	-633,1	-28,1

Entgelt-anpassung pro Netzbereich	Anpassung 2001-2005		Anpassung 2006-2009		Anpassung 2010-2013		Anpassung 2014		Anpassung 2015			Gesamtanpassung	
	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	in % ²⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾
Burgenland	-32,3	-33,5	-6,0	-6,3	-4,1	-4,2	0,6	0,6	-0,2	-0,2	-0,3	-41,9	-43,6
Kärnten	-16,5	-12,7	1,8	1,4	11,6	8,9	-0,2	-0,1	0,7	0,6	0,6	-2,5	-1,9
Klagenfurt	-3,6	-15,2	0,8	3,3	-0,3	-1,5	0,3	1,4	1,3	5,6	6,4	-1,5	-6,3
Niederösterreich	-50,6	-16,9	-3,4	-1,1	-5,8	-1,9	-21,5	-7,2	-6,1	-2,0	-2,8	-87,4	-29,2
Oberösterreich	-58,6	-19,5	-16,9	-5,6	-14,9	-5,0	-7,1	-2,4	-5,7	-1,9	-2,8	-103,3	-34,4
Linz	-18,1	-19,5	-7,6	-8,2	-3,2	-3,5	-4,9	-5,3	-4,4	-4,7	-7,4	-38,2	-41,2
Salzburg	-50,0	-27,6	-13,2	-7,3	-11,1	-6,1	-3,3	-1,8	-0,8	-0,5	-0,8	-78,4	-43,3
Steiermark	-107,7	-28,6	-24,0	-6,4	-23,4	-6,2	0,9	0,2	11,8	3,1	5,3	-142,4	-37,8
Graz	-14,6	-29,9	-3,1	-6,3	-0,6	-1,3	-1,8	-3,7	-0,5	-1,1	-1,9	-20,6	-42,2
Tirol	-27,2	-14,7	-3,5	-1,9	-0,9	-0,5	-10,4	-5,6	-0,7	-0,4	-0,5	-42,5	-23,0
Innsbruck	-3,3	-10,4	1,4	4,5	-0,3	-0,9	0,2	0,5	0,6	2,1	2,2	-1,3	-4,3
Vorarlberg	-9,3	-11,2	2,0	2,4	-2,0	-2,4	-3,7	-4,5	-2,5	-3,0	-3,5	-15,4	-18,7
Wien	-81,5	-20,1	0,6	0,2	-2,0	-0,5	13,5	3,3	11,5	2,8	3,4	-57,8	-14,3
Kleinwalsertal	-0,1	-6,4	0,0	-1,9	0,3	14,9	-0,1	-6,2	0,1	4,9	4,8	0,1	5,2
	-473,3	-21,0	-71,0	-3,1	-56,8	-2,5	-37,4	-1,7	5,3	0,24	0,33	-633,1	-28,1

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

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

Abbildung 19

Anpassung der Strom-Netznutzungs- und -Netzverlustentgelte von 30.09.2001 bis 01.01.2015

Quelle: E-Control

des Beschaffungspreises, den Netzbetreiber für Netzverluste zu bezahlen haben, hier entgegen und gesamthaft betrachtet kommt es daher in den meisten Netzbereichen vorrangig zu Entgeltsenkungen. In den Netzbereichen Klagenfurt, Steiermark und Wien sind allerdings – wie oben angeführt – größere Entgeltsteigerungen zu verzeichnen. In der Steiermark und in Wien lässt sich die Steigerung auf verstärkte Investitionstätigkeit zurückführen. Die Anwendung des Regulierungskontos ist für die Entgeltsteigerung im Netzbereich Klagenfurt sowie auch in der Steiermark verantwortlich. Insgesamt steigen die Netzkosten 2015 in Österreich um rund 5,3 Mio. Euro im Vergleich zum Vorjahr.

Im Bereich der nicht gemessenen Kunden kommt es bei allen Netzbetreibern 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 EIWOG 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 allerdings eine Erhöhung und langfristige Vereinheitlichung des Pauschalentgeltes in Österreich erforderlich. Hierbei entstehen keine zusätzlichen Einnahmen für Netzbetreiber und es wurde darauf geachtet, dass keine signifikante Mehrbelastung von Kleinkunden entsteht.

NETZENTGELT – ÖSTERREICHSTRUKTUR in Cent/kWh

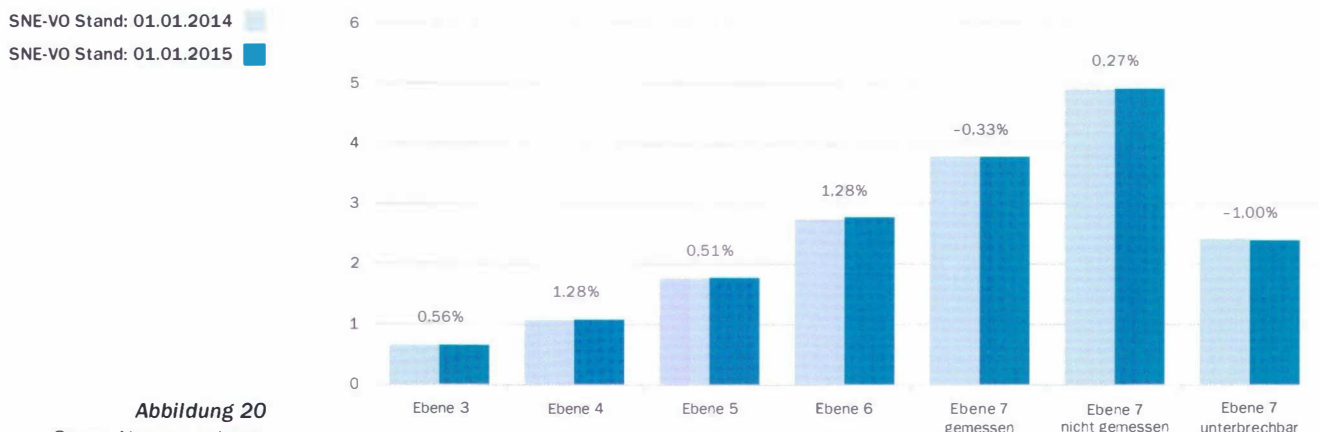


Abbildung 20
Strom Netzentgeltentwicklung Österreichstruktur

Quelle: E-Control

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 633 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.

Aufgrund des anhaltenden Investitionsbedarfs (siehe weiter unten) der Stromnetze und der Preissteigerungen für Netzbetreiber sind größere Entgeltsenkungen jetzt schon, und in den nächsten Jahren nur mehr eingeschränkt realisierbar. Eine in den letzten Jahren stabile Entwicklung der Abgabemengen führt hierbei ebenfalls nicht zu einer Entlastung der verbrauchsabhängigen Entgelte.

Investitionen in die österreichische Stromnetzinfrastruktur

Durch den liberalisierten Strommarkt und die damit verbundenen dynamischen Veränderungen sind die Anforderungen sowohl an die Verteilnetz- als auch an die Übertragungsnetzinfrastruktur stark gestiegen. Der marktpreisbestimmte Kraftwerkseinsatz, Mengensteigerungen, Verschiebung von Lasten, neue Kraftwerksprojekte und der enorme Ausbau erneuerbarer Energieträger führen zunehmend zu hohen Netzbelastungen und kostenintensiven Engpässen. Zur zukünftigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind deshalb Netzausbauten dringend notwendig.

Österreichs Stromnetzbetreiber investierten auf leicht höherem Niveau wie im Jahr zuvor. Primär wurde im Stromnetzbereich vor allem in Leitungserneuerung sowie Kapazitätserweiterung investiert. Deutlich markanter als im Vorjahr, aber noch auf niedrigem Niveau waren die Investitionen in „smarte“ Technologien (Smart Meter, Smart Grids). Im Übertragungsnetz werden derzeit vorrangig Projekte zu Erweiterungen und zum Ausbau im Umspannungsbereich sowie Kapazitätserweiterungen beim Leitungsnetz durchgeführt. Auch zukünftig kann mit einer gleichbleibenden bzw. steigenden Investitionstätigkeit im Stromnetzbereich für 2014 gerechnet werden. Dies ist vor allem auf die schon erwähnte Umrüstung der Netzinfrastruktur sowie den erhöhten Kapazitäts- und Netzanschlussbedarf aufgrund erneuerbarer Energien im Verteilnetzbereich zurückzuführen. Im Übertragungsnetzbereich ist unter anderem abzuwarten, wie die Investitionsentscheidung für den „380 kV-Ringschluss“ in Form der Umsetzung des umstrittenen 380-kV Salzburg II Leitungsprojektes ausfällt. Dies würde einen markanten Investitionsanstieg im Übertragungsnetzbereich für die kommenden Jahre bedeuten. Folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Netto-Investitionen (also jene ohne die bereits durch die Kunden durch Baukostenzuschüsse zu finanzierenden Anlagen) im Stromverteil- und Übertragungsnetz seit der Liberalisierung. Deutlich erkennbar ist dabei das jährlich steigende Investitionsniveau der österreichischen Stromnetzbetreiber. Dies ist einerseits auf oben erwähnte Faktoren, aber ebenso auf die entsprechenden regulatorischen Rahmenbedingungen

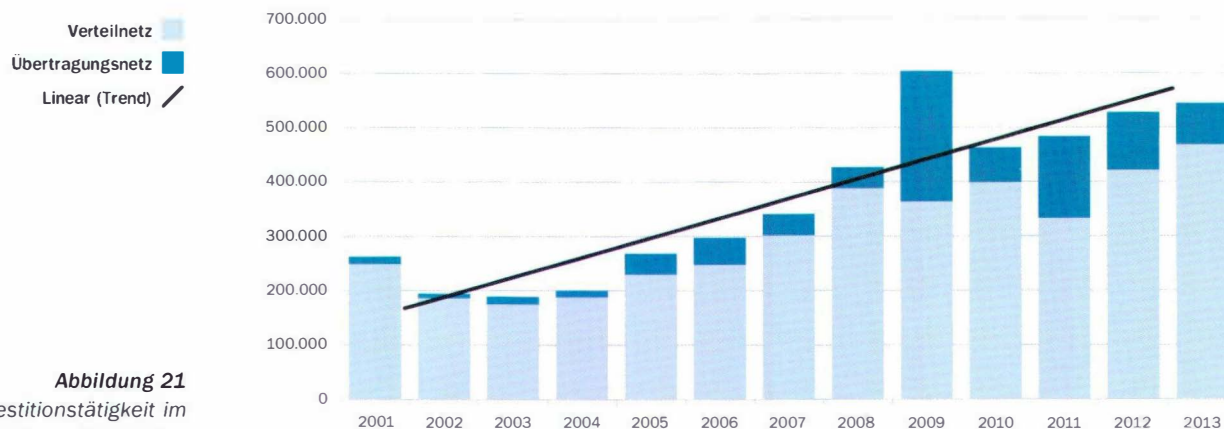
ENTWICKLUNG DER NETTO-INVESTITIONEN IM STROMNETZ in TEUR

Abbildung 21
Investitionstätigkeit im
Bereich der Stromnetze
(tarifizierende Netzbetreiber)

Quelle: E-Control

zurückzuführen. Diese bieten nicht nur die entsprechende Abgeltung in Form kostenorientierter Netzentgelte, sondern auch die nötigen Anreize, Investitionen zeitgerecht durchzuführen.

AUFSICHT MARKTEILNEHMER

Aufsicht Regelzonenführer (NEP)

Gemäß § 39 Abs. 1 EIWOG ist die E-Control mit der Überwachung der Netzentwicklungspläne (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber beauftragt. In diesem Zusammenhang wurden von den Übertragungsnetzbetreibern Austrian Power Grid (APG) und Vorarlberger Übertragungsnetz (VÜN) gemäß § 37 EIWOG heuer erneut die Netzentwicklungspläne eingereicht und Ende November 2014 vom Vorstand der E-Control per Bescheid genehmigt.

Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, jährlich Zehnjahresnetzentwicklungspläne zu erstellen. Diese haben Szenarien als Grundlage für Projekte von nationalem und internationalem Interesse, Kostenabschätzungen, Risikoanalysen sowie die einzelnen Projekte mit detaillierter Beschreibung zu beinhalten. Die Netzentwicklungspläne sind sowohl von den Übertragungsnetzbetreibern selbst als auch von der E-Control zu konsultieren. Anschließend erfolgt eine Prüfung auf technische und wirtschaftliche Sinnhaftigkeit der Projekte durch die E-Control. Per Bescheid werden die positiv bewerteten Projekte genehmigt. Die Netzentwicklungspläne beinhalten Projekte in nationalem/europäischem Interesse, Netzverbund- und Netzanschlussprojekte sowie seit 2012 auch Projekte, die keines

vollständigen Neubaus von Leitungen bedürfen, sondern die Adaption von bestehenden Netzen zur Leistungssteigerung und zu optimiertem Betrieb des gesamten Übertragungsnetzes beinhalten. Dieses Vorgehen nach dem „NOVA-Prinzip“ (Netzoptimierung vor -verstärkung und -ausbau) wurde seitens der E-Control positiv bewertet.

Im Jahr 2014 wurde der Prozess der NEP-Genehmigung in mehreren Punkten weiterentwickelt. Bereits in den vergangenen Jahren wurden neben den allgemein (in den Konsultationsversionen) zugänglichen Informationen weitere, vertrauliche Informationen vor allem zu technischen Projektdetails und Kosten abgefragt. Diese Abfrage erfolgt nun nach einem standardisierten Schema. Dies ermöglicht eine strukturiertere und detailliertere Prüfung der Daten und bietet künftig eine leichtere Vergleichbarkeit mit vergangenen und folgenden Jahren.

Vor allem in Zusammenhang mit der Auswahl von Projects of Common Interest (PCIs) auf europäischer Ebene, basierend auf dem Energieinfrastrukturpaket der EU, ist eine fundierte Analyse der österreichischen Netzausbauprojekte wichtig und eine intensive und gute Zusammenarbeit der unterschiedlichen Beteiligten ausschlaggebend für eine optimale Förderung der österreichischen Interessen. Vergleichen Sie hierzu auch die Ausführungen in Kapitel 2.3.1.

Aufsicht Verrechnungsstellen

Im Rahmen der Aufsichtsfunktion der E-Control über die Verrechnungsstellen erfolg-

te im Jahr 2014 keine Abänderung des Strom-Regelwerks für Bilanzgruppenkoordinatoren.

Genehmigung Allgemeine Verteilernetzbedingungen für den Zugang zum Verteilernetz

Die von der E-Control in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern und Interessenvertretern entwickelte 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 Rechte der Netzkunden (EIWOG, Umsetzung der END-VO 2012) sowie bei der zivilrechtlichen Umsetzung der Smart-Meter-Bestimmungen des EIWOG. Dabei wurde besonderes Augenmerk auf die Konsumentenschutzthemen (Recht auf Grundversorgung, genauere Regelung von Mahnungen und Abschaltungen, Vorauszahlungen und Sicherheitsleistungen etc.) gelegt.

Auf dieser Basis reichten einzelne Netzbetreiber bereits Ende 2013 neue Allgemeine Bedingungen ein, die überwiegende Anzahl der Netzbetreiber folgte 2014. Da es notwendig war, die Allgemeinen Bedingungen an die jeweilige landesgesetzliche Rechtslage, die örtlichen Gegebenheiten und die spezielle Situation des jeweiligen Netzbetreibers anzupassen, fanden in den einzelnen Genehmigungsverfahren Erörterungen mit den Antragstellern statt. In diesen Erörterungen konnten im Einvernehmen mit den Netzbetreibern

noch weitere Klarstellungen und Verbesserungen für die Konsumenten erzielt werden. Nahezu alle Verfahren konnten 2014 abgeschlossen werden.

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

Nach § 80 Abs. 1 EIWOG 2010 haben Versorger Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit elektrischer Energie (AGB) für Kunden, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, zu erstellen. Die AGB sowie ihre Änderungen sind der Regulierungsbehörde vor ihrem Inkrafttreten in elektronischer Form anzuzeigen und in geeigneter Form zu veröffentlichen. Die Regulierungskommission, als Organ der E-Control, hat gemäß § 12 Abs. 1 Z 4 E-ControlG nach eingehender Prüfung die Anwendung von AGB, die gegen ein gesetzliches Verbot oder gegen die guten Sitten verstoßen, mit Bescheid zu untersagen. Die E-Control führt demnach eine sogenannte ex ante Prüfung von AGB durch. Ein Verfahren vor den ordentlichen Gerichten, z.B. im Wege einer Verbandsklage, ist allerdings trotz einer eventuell erfolgten Nicht-Untersagung von AGB möglich.

Im Jahr 2014 zeigten zwei Stromlieferanten erstmalig ihre AGB und etwa 150 Stromlieferanten Änderungen ihrer AGB an, dies insbesondere anlässlich des am 26.5.2014 kundgemachten Verbraucherrechte-Richtlinie-Umsetzungsgesetzes – VRUG, BGBl. I Nr. 33/2014. Aufgrund dieses Gesetzes wurde ein neues Gesetz – das Fern- und Auswärts-

geschäfte-Gesetz – FAGG – erlassen sowie Änderungen im Konsumentenschutzgesetz (KSchG) vorgenommen. Wesentliche Vorteile für den Verbraucher bringt die dadurch erfolgte Verlängerung der Rücktrittsfrist auf 14 Tage (anstelle von 7 Werktagen bzw. 1 Woche) bei Fernabsatzverträgen sowie bei außerhalb von Geschäftsräumen abgeschlossenen Verträgen zwischen Unternehmern und Verbrauchern i.S.d. KSchG. Der Rücktritt vom Vertrag ist nun formfrei möglich. Kommt ein Unternehmer seinen das Rücktrittsrecht betreffenden Pflichten nicht nach, verlängert sich die Rücktrittsfrist um 12 Monate. Darüberhinaus wurden für Unternehmer weitreichende, vor Vertragsabschluss an den Verbraucher zu richtende Informationspflichten normiert. Die E-Control forderte alle Energielieferanten auf, ihre AGB an die neue Rechtslage anzupassen. Im Zuge einer Vorabstimmung der E-Control mit den Energielieferanten konnte bei bedenklichen Klauseln schon frühzeitig der rechtmäßige Zustand herbeigeführt werden, sodass im Jahr 2014 die Verfahren beendet werden konnten, ohne die AGB mit Bescheid zu untersagen.

Aufsicht der Handelsplätze EPEX Spot und EXAA

Die E-Control besitzt gemäß § 21 (2) E-Control-Gesetz die Aufgabe, Untersuchungen sowie Gutachten und Stellungnahmen über die Markt- und Wettbewerbsverhältnisse im österreichischen Elektrizitäts- und Erdgasbereich zu erstellen. § 24 (1) E-Control-Gesetz weist der E-Control zudem weitreichende Aufsichts- und Überwachungsaufgaben in den Bereichen Wettbewerbsaufsicht und Handel

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

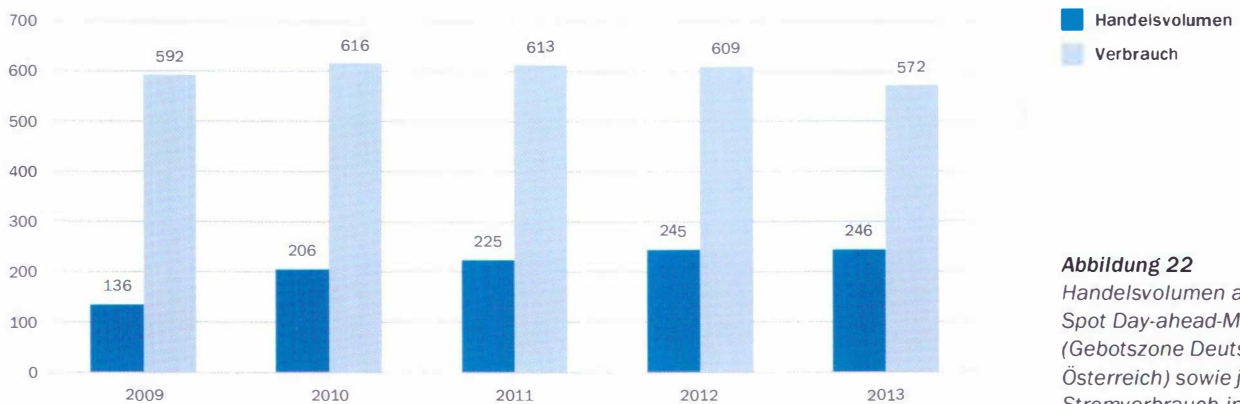


Abbildung 22
Handelsvolumen am EPEX Spot Day-ahead-Markt (Gebotszone Deutschland-Österreich) sowie jährlicher Stromverbrauch in Deutschland und Österreich

Quelle: EPEX Spot, ENTSO-E Consumption Data

mit Energiegroßhandelsprodukten zu. Im Rahmen von § 88 (3) Zi 6 EIWOG wird der E-Control darüber hinaus eine umfassende Überwachungsfunktion in der Beschaffung von Regelreserveprodukten auferlegt. Um diesen Verpflichtungen nachzukommen, führt die E-Control kontinuierliche Monitoring-Tätigkeiten durch und ergänzt diese durch schwerpunktmäßige Untersuchungen. Der Fokus der diesjährigen Betrachtung lag auf dem kurzfristigen physischen Stromhandel in Österreich⁶, wobei vor allem den Entwicklungen auf den beiden Handelsplätzen EPEX Spot und EXAA ein besonderes Augenmerk geschenkt wurde. Die wesentlichen Erkenntnisse in Bezug auf die Entwicklung des Handelsvolumens und der Marktkonzentration werden folgend kurz dargestellt.

Entwicklung des Handelsvolumens an der EPEX Spot

Die europäische Strombörse EPEX Spot SE bündelt seit dem Jahr 2009 den Spothandel für die Gebotszonen Deutschland-Österreich, Frankreich und die Schweiz. EPEX Spot konnte sich in den vergangenen Jahren als wichtiger europäischer Stromhandelsplatz etablieren und verzeichnet seit der Einführung ein stetig steigendes Handelsvolumen. In den Jahren 2012 und 2013 erreichte das Day-ahead-Handelsvolumen bereits über 40 Prozent des Gesamtstromverbrauchs in Deutschland und Österreich (siehe Abbildung 22).

EPEX Spot ermöglicht Marktteilnehmern seit Oktober 2012 auch einen Handel von Intraday-Produkten für die österreichische

⁶ Siehe E-Control Working Paper Nr. 02/2014 „Der kurzfristige physische Stromhandel in Österreich – Vermarktungsmöglichkeiten, Marktkonzentration und Wirkungsmechanismen“ http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/WP_2014-02_Kurzfristiger_phys_Stromhandel_in_AT_final_hp.pdf

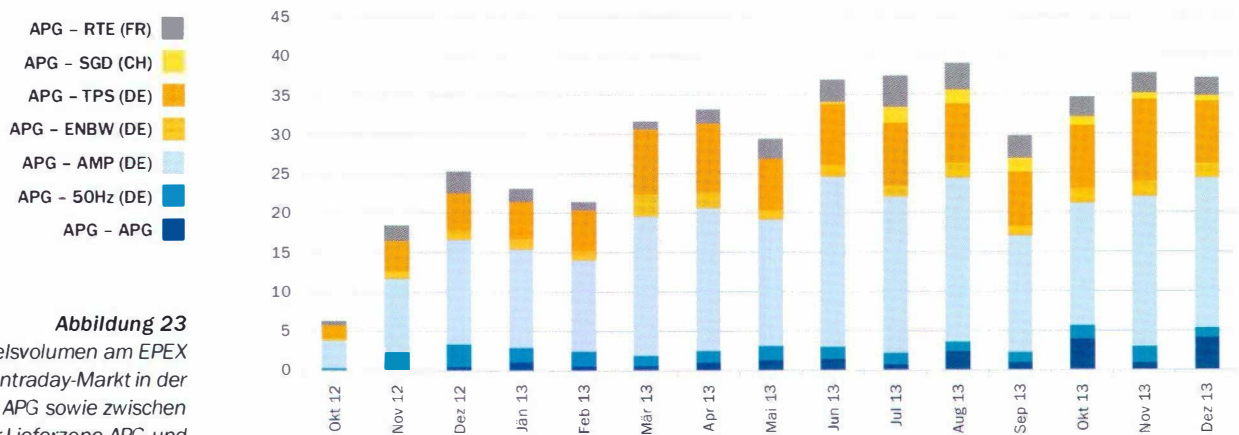
EPEX SPOT INTRADAY-HANDELSVOLUMEN IN DER LIEFERZONE APG in GWh

Abbildung 23
Handelsvolumen am EPEX Spot Intraday-Markt in der Lieferzone APG sowie zwischen der Lieferzone APG und benachbarten Regelzonen

Anmerkung: Das Handelsvolumen umfasst den Handel mit Einzelstundenkontrakten, jedoch keine Blockkontrakte.

Quelle: EPEX Spot

Regelzone APG sowie durch die Einführung des Flexible Intraday Trading Schemes (FITS)⁷ grenzüberschreitende Intraday-Geschäfte in den Ländern Deutschland, Frankreich und der Schweiz. Das Handelsvolumen in der österreichischen Lieferzone APG betrug im Einführungsjahr 2012 50 GWh bzw. im ersten vollständigen Handelsjahr 2013 391 GWh und lag damit jeweils deutlich unter jenem des EPEX Spot Day-ahead-Marktes. Der Großteil des Handels erfolgte grenzüberschreitend in deutsche Regelzonen und nur ein geringer Anteil lokal in der Regelzone APG (siehe Abbildung 23). Der grenzüberschreitende Handel mit Deutschland ist daher für den österreichischen Intraday-Markt von wesentlicher Bedeutung.

Entwicklung des Handelsvolumens an der EXAA

Die zweite Handelsplattform mit Relevanz für den kurzfristigen physischen Stromhandel in Österreich ist die Strombörse EXAA. Diese bietet Marktteilnehmern seit dem Jahr 2002 die Möglichkeit zum physischen Handel von Day-ahead-Produkten für Deutschland und Österreich. Im Dezember 2012 wurde zudem auch ein spezieller Handel für Strom aus erneuerbaren Quellen eingeführt. Der EXAA Day-ahead-Markt konnte in den vergangenen Jahren, mit Ausnahme des Jahres 2013, einen stetigen Anstieg des Handelsvolumens verzeichnen. Im Verhältnis zum Gesamtstromverbrauch in Deutschland und Österreich wird jedoch nur ein geringer Anteil

⁷ FITS ermöglicht die implizite Nutzung grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten.

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

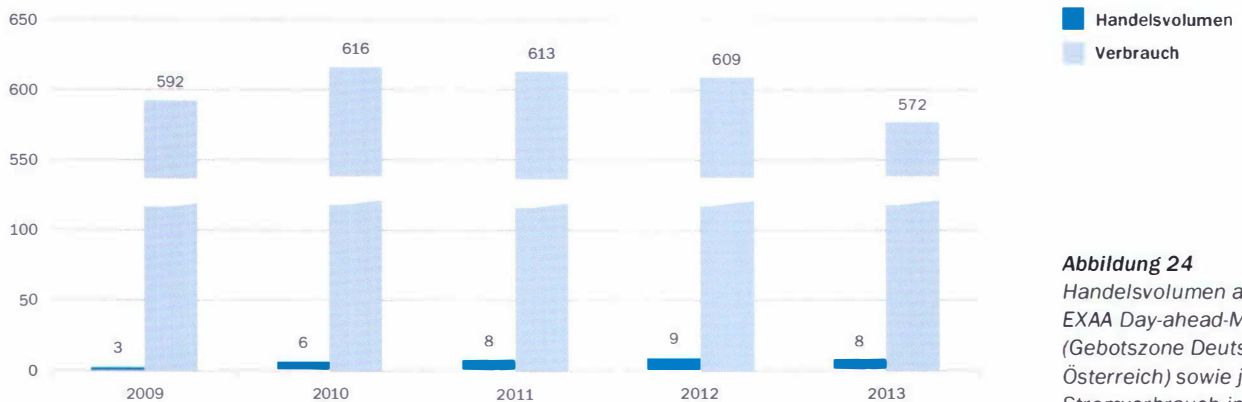


Abbildung 24
Handelsvolumen am EXAA Day-ahead-Markt (Gebotszone Deutschland-Österreich) sowie jährlicher Stromverbrauch in Deutschland und Österreich

Quelle: EXAA Market Analysis, ENTSO-E Consumption Data

von ein bis zwei Prozent über die Strombörse EXAA gehandelt (siehe Abbildung 24).

Marktkonzentration und Liquidität an der EPEX Spot

Die Marktkonzentration und Liquidität am Großhandelsmarkt sind wichtige Maßstäbe für einen funktionierenden Wettbewerb und können mit Hilfe unterschiedlicher Kennzahlen, wie der Marktkonzentrationsrate (CR) oder dem Herfindahl-Hirschman-Index (HHI), bestimmt werden. Der Handel an der EPEX Spot wird von der deutschen Bundesnetzagentur⁸ sowie dem deutschen Bundeskartellamt im Rahmen ihrer jährlichen Monitoringberichte detailliert untersucht. Gemäß Monitoringbericht 2013 der

Bundesnetzagentur beträgt der Anteil der fünf umsatzstärksten Unternehmen am Gesamtumsatz, also der CR(5)-Index, für das Jahr 2012 auf der Käuferseite 39% bzw. auf der Verkäuferseite 49%. Bei der Aggregation über die Verkaufs- und Kaufseite ergibt sich ein CR(5)-Index von 42%. Obwohl die Konzentration nach Kaufvolumen seit dem Jahr 2009 steigt und auf der Verkaufsseite rückläufig ist, bestand im Jahr 2012 auf der Verkaufsseite weiterhin eine höhere Konzentration. Dies ist möglicherweise, wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben, auf eine zumindest moderate Marktkonzentration in der Stromerzeugung zurückzuführen.

⁸ Siehe Monitoringbericht 2013 der Bundesnetzagentur. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=15

Der Intraday-Handel an der EPEX Spot wurde im Rahmen der von der E-Control durchgeführten Schwerpunktuntersuchung für die Lieferzone APG detailliert analysiert. Dabei zeigte sich, dass die Marktkonzentrationsrate der drei umsatzstärksten Unternehmen sowohl auf der Käufer- als auch auf der Verkäuferseite auf einem hohen Niveau liegt (siehe Abbildung 25).

MARKTKONZENTRATIONSRATE CR(3) AM EPEX SPOT INTRADAY MARKT (LIEFERZONE APG)

Produkt	Kauf				Verkauf			
	2012		2013		2012		2013	
	Marktanteil Top 3	Anzahl Käufer	Marktanteil Top 3	Anzahl Käufer	Marktanteil Top 3	Anzahl Verkäufer	Marktanteil Top 3	Anzahl Verkäufer
1:00	89%	7	89%	13	87%	7	77%	15
2:00	75%	8	89%	13	92%	5	79%	16
3:00	71%	10	86%	13	91%	6	75%	16
4:00	80%	8	81%	16	84%	7	77%	15
5:00	80%	8	81%	13	83%	8	74%	16
6:00	82%	8	79%	11	84%	7	78%	13
7:00	68%	8	73%	14	85%	5	67%	14
8:00	70%	7	65%	17	77%	6	60%	14
9:00	67%	8	68%	15	60%	9	58%	18
10:00	69%	9	57%	19	77%	8	63%	17
11:00	75%	9	59%	17	83%	11	60%	20
12:00	66%	11	57%	18	83%	11	63%	20
13:00	70%	11	58%	21	84%	10	62%	21
14:00	60%	11	58%	23	88%	10	62%	22
15:00	69%	10	56%	23	87%	9	62%	22
16:00	64%	10	57%	22	87%	11	60%	22
17:00	64%	11	50%	21	88%	10	56%	22
18:00	65%	11	51%	20	89%	9	57%	22
19:00	71%	11	54%	22	74%	11	60%	21
20:00	66%	11	53%	21	81%	11	60%	22
21:00	74%	11	52%	23	85%	10	64%	21
22:00	78%	9	61%	20	87%	11	58%	22
23:00	77%	10	68%	20	86%	11	65%	21
24:00	72%	11	69%	21	78%	11	66%	22

Abbildung 25
Marktkonzentrationsrate (CR 3) am EPEX Spot Intraday-Markt für die Lieferzone APG

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

Quelle: EPEX Spot, eigene Berechnungen

HERFINDAHL-HIRSCHMAN-INDEX (HHI) DER KÄUFERSEITE IM EPEX SPOT INTRADAY-MARKT (LIEFERZONE APG) NACH GEHANDELTEN MANGE

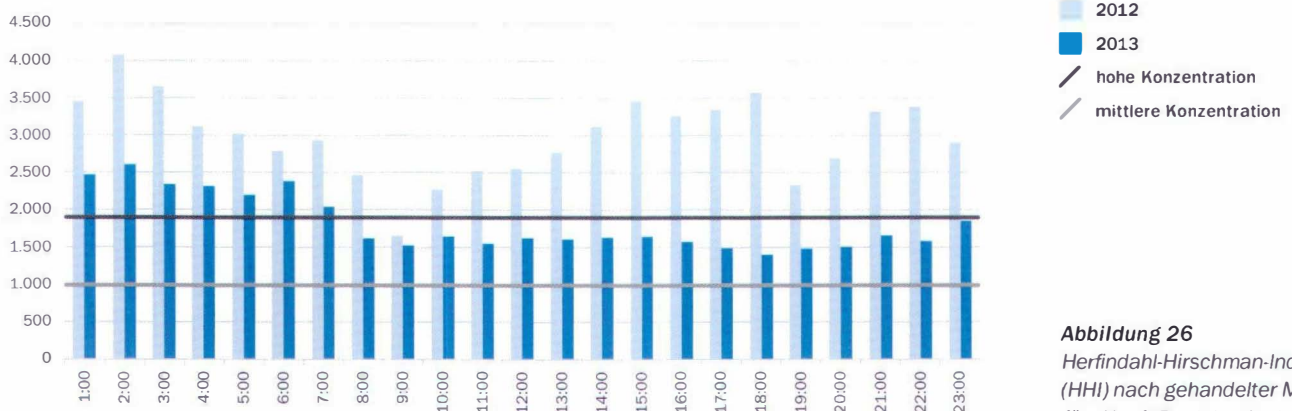


Abbildung 26
Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) nach gehandelter Menge für „Kauf“-Produkte in der EPEX Spot Lieferzone APG

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

Quelle: EPEX Spot, eigene Berechnungen

Auch die Betrachtung auf Basis des HHI führt zu ähnlichen Ergebnissen. Wie in obenstehender Abbildung ersichtlich, wies die Käuferseite im EPEX Spot Intraday-Markt für die Lieferzone APG in den Jahren 2012 und 2013 eine durchwegs hohe Konzentration auf. Die Verhältnisse auf der Verkäuferseite stellten sich ähnlich dar.

Marktkonzentration und Liquidität an der EXAA

Die Marktkonzentration der Strombörse EXAA wird monatlich, im Rahmen der Marktstatistik⁹ der E-Control sowie der EXAA Market Analysis¹⁰, getrennt nach Kauf und Verkauf ausgewiesen. Wie die Betrachtung auf Basis

der Marktstatistikdaten für das Jahr 2013 in untenstehender Tabelle zeigt, liegt der Marktanteil der größten fünf Unternehmen (CR5) in einigen Monaten über dem Jahresdurchschnittswert der EPEX Spot. Prinzipiell weisen jedoch beide Handelsplätze ein ähnliches Konzentrationsniveau auf. Der HHI variiert über das Jahr gesehen zwischen einem Wert von knapp 400 und 1.000 und liegt damit generell unter der Schwelle von 1.000, bei welcher von einem mäßig konzentrierten Markt auszugehen ist. Des Weiteren zeigt sich in der Analyse auch, dass die Marktkonzentration im zeitlichen Verlauf eine fallende Tendenz aufweist.

⁹ Siehe <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/marktstatistik/stromboersen>

¹⁰ Siehe <http://www.exaa.at/de/marktdaten/market-analysis>

KONZENTRATIONSKENNZAHLEN FÜR DEN EXXA DAY-AHEAD-MARKT

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

Abbildung 27
Konzentrationskennzahlen für
den EXXA Day-ahead-Markt

Quelle: Marktstatistik E-Control

Zusammenfassung

Wie die Untersuchung zeigt, weisen die Handelsvolumina der Strombörsen EPEX Spot und EXAA trotz des generell sinkenden Stromverbrauchs in Folge der Wirtschaftskrise eine steigende Tendenz auf. Ein wesentlicher Treiber hierfür ist der steigende Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland und Österreich, welcher zu einer immer kurzfristigeren Vermarktung im Stromgroßhandel führt. Die Marktkonzentration der beiden Börsenmärkte weist im Day-ahead-Bereich ein geringes Niveau auf. Im Intraday-Handel ist die Konzentration jedoch durchwegs hoch. Dies ist einerseits auf die geographische Beschränkung des Intraday Handels in der Lieferzone APG sowie auf die noch verhältnismäßig kurze Laufzeit dieses Marktsegments zurückzuführen.

REGELRESERVEMARKT UND INTERNATIONALE INTEGRATION

Die Beschaffung der Regelreserve erfolgt seit Anfang 2012 vollständig marktbasierend durch die Austrian Power Grid (APG). Die Entwicklungen auf den verschiedenen Märkten werden von der E-Control detailliert überwacht. Die Komponenten der Regelreservekosten, aus denen sich die Ausgleichsenergiekosten zusammensetzen, sind stark gestiegen, hauptsächlich verursacht durch geringen Wettbewerb am Regelreservemarkt und die wachsende Menge volatiler erneuerbarer Einspeisung mit mangelnder Nutzung kurzfristiger Prognosen. Um den im vergangenen Jahr stark gestiegenen Ausgleichsenergiekosten entgegenzuwirken, hat die E-Control nationale Initiativen zur Belebung des Regel-

reservemarktes und internationale Kooperationen zur Eindämmung der Kosten für Regelreserve eingeleitet.

Die Marktteilnehmer werden auf der Homepage der APG veröffentlicht, diese haben 2014 ihr Produktportfolio teilweise ausgeweitet. Es wird gezielt versucht, den Wettbewerb zu beleben, unter anderem durch neue Teilnehmer aus dem industriellen Bereich, auch Verbraucher. Dies wird auch durch die überarbeiteten Präqualifikationsbedingungen und die Senkung der minimalen Größe von 5 auf 10 MW bei der Tertiärregelung durch die APG sowie das Netznutzungsentgelt für Regelreserve begünstigt. In den nächsten Monaten ist mit Markteintritten neuer Teilnehmer zu rechnen.

Seit Mai 2013 wird gemeinsam mit dem slowenischen Übertragungsnetzbetreiber ELES

eine „Imbalance-Netting-Cooperation“ (INC) durchgeführt, im Rahmen derer Erzeugungsüberschüsse oder -unterdeckungen in einer Regelzone zum Ausgleich der jeweils anderen Regelzone verwendet werden. Dies hat neben einer Reduktion der abgerufenen Energie und damit der Kostenbasis auch den Effekt, einen Teil der Regelreserven zugunsten der Netzsicherheit freizusetzen. Seit April 2014 beteiligt sich die APG zusätzlich an der International Grid Control Cooperation (IGCC). Es handelt sich um eine Kooperation mit neun europäischen Übertragungsnetzbetreibern, die in Deutschland gestartet wurde. Weitere Kooperationsprojekte bei der Sekundär- und Tertiärregelung sind in Umsetzung.

Bei der Primärregelung besteht bereits seit 2013 eine erfolgreiche Kooperation mit dem Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid. Aufgrund der höheren Liquidität

ENTWICKLUNG REGELRESERVEKOSTEN in Mio. Euro

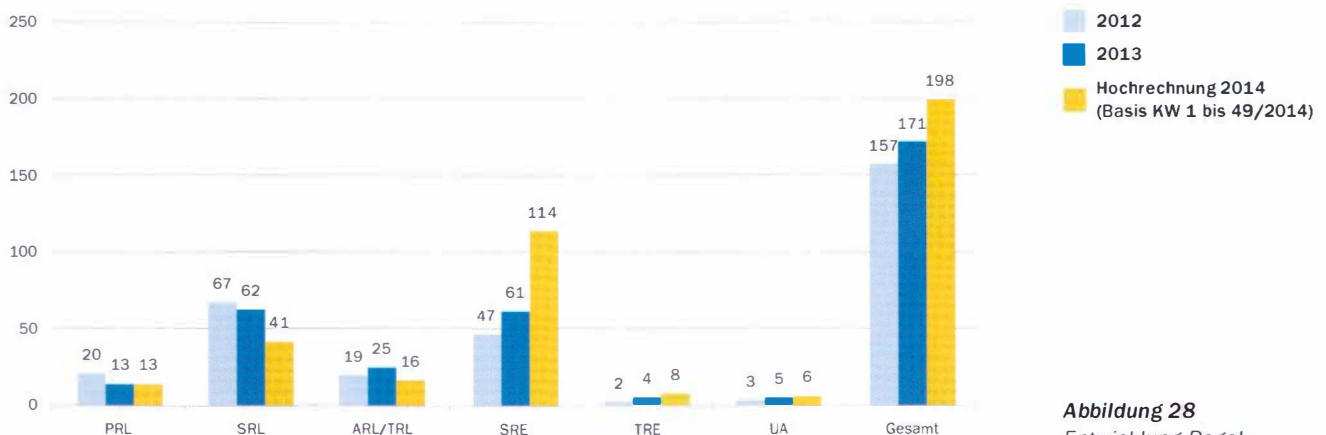


Abbildung 28
Entwicklung Regelreservekosten

Quelle: E-Control

im Markt und eines veränderten Bieterverhaltens sind die Preise signifikant gesunken und auch 2014 auf diesem Niveau geblieben. Anfang 2015 wird die Kooperation um weitere Länder erweitert.

Trotz gesetzter Maßnahmen, wobei insbesondere der Beitritt zum IGCC zu nennen ist, der zu deutlichen Reduktionen bei der abgerufenen Sekundärregelenergie geführt hat, sind die Kosten der Beschaffung der Regelreserve 2014 gegenüber 2013 deutlich angestiegen. Das ist vor allem auf die hohen Kosten zu Jahresbeginn und die stark gestiegenen Preise der Anbieter von Sekundärregelenergie im 4. Quartal zurückzuführen. Dieser Trend bestätigt die steigende Bedeutung von Flexibilität im Stromsektor, die auch zu steigenden Preisen für alle Flexibilitätsprodukte führt.

MONITORING § 88 ELWOG

Im § 88 Abs. 1 ELWOG 2010 ist eine Reihe von Überwachungsaufgaben für die Landesregierungen in Form einer Grundsatzbestimmung vorgesehen. Bereits im Bundesgesetz sind zur Wahrnehmung dieser Überwachungsaufgaben Mindestinhalte der Meldedaten festgelegt, die von den meldepflichtigen Netzbetreibern, Verteilnetzbetreibern und Lieferanten (Versorgern) jedenfalls 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 ELWOG 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, die alle Abfrageinhalte umfassen und bundeslandspezifische Anpassungen erlauben. Im Dezember des Berichtsjahres wurden seitens der Regulierungsbehörde die Erhebungsbögen den Landesregierungen zu deren weiteren Verfügung bereitgestellt.

Da meldepflichtige Lieferanten auch bundesweit und Netzbetreiber manchmal über die Bundeslandgrenzen hinweg geschäftstätig sind, waren zum 31.3.2014 zwischen 550 und 600 Meldungen aktiver Unternehmen mit Zählpunktbewirtschaftung zu erwarten. Davon entfallen rund 150 Meldungen auf Netzbetreiber bzw. 400 auf Versorger/Lieferanten. Einige temporär inaktive Unternehmen ohne derzeitige Zählpunktbewirtschaftung bzw. Händler übermittelten demnach Leermeldungen an die zuständigen Behörden oder schriftliche Stellungnahmen zu ihrem jeweiligen Status. Bis November 2014 wurden inklusive Leermeldungen 529 Formulare übermittelt, wovon 112 von Netzbetreibern und 417 von Versorgern und Händlern einlangten. Neben vereinzelt schriftlichen Leermeldungen wurden zusätzlich 78 Leermeldungen in Formularform übermittelt.

Die Meldungen der Unternehmen wiesen zum Teil erhebliche Qualitätsmängel auf. Daraufhin erfolgte im Frühjahr 2014 in enger Kooperation mit den Landesregierungen ein

intensiver Prozess zur Datennachforderung und Datenqualitätssicherung.

Zur Datenqualitätssicherung wurden von der Regulierungsbehörde verschiedene Überprüfungen der eingelangten Meldungen vorgenommen, sei es von logischer Natur innerhalb des Meldeformulars, Gegenchecks mit gemeldeten Daten anderer Unternehmen, als auch rechnerischer Natur, indem Mittelwerte, Aggregate und Abweichungen überprüft wurden. Entsprechend dem Ausmaß der Mängel wurden die betroffenen Unternehmen von der Regulierungsbehörde sukzessive aufgefordert, ihre Daten erneut, in korrigierter Form, an alle zuständigen Behörden zu übermitteln. Parallel dazu forderten die Landesbehörden Meldungen von jenen Unternehmen ein, deren Formulare noch immer ausständig waren. Der Datensicherungsprozess dauerte bis spät in den Herbst 2014 an.

Verglichen mit dem Vorjahr konnte aufgrund der intensiven Bemühungen der Behörden die Qualität der Datenlieferung erheblich gesteigert werden. Gemessen an den Meldungen wurde sogar ein Abdeckungsgrad von 84% der Zählpunkte erreicht, doch die wenigsten Meldeformulare waren vollständig ausgefüllt. Für wichtige Überwachungsbereiche konnte kein bundesweites Bild erlangt werden. Dies lag zwar auch an den leicht divergierenden Datenanforderungen in den Landesgesetzgebungen, doch vor allem an den lückenhaften Meldungen einzelner, auch großer meldepflichtiger Unternehmen.

Für das Berichtsjahr 2014 haben die Landesbehörden beschlossen, die Datenabfra-

ge inhaltlich ident zum Vorjahr zu gestalten. Damit wird zum einen Konstanz über die abgefragten Inhalte bei den Meldepflichtigen gewährleistet und die Analyse von zeitlichen Veränderungen der wichtigsten Wettbewerbsindikatoren ermöglicht. Darüber hinaus ist bei wiederholten Abfragen in der Regel zu beobachten, dass sich durch den Lernprozess und vermehrte Automatisierung die Datenqualität erhöht. Im Dezember 2014 wurden von der Regulierungsbehörde die dazugehörigen Formatvorlagen sowie verbesserte Ausfüllhilfen den Landesregierungen zu deren Verfügung bereitgestellt.

SMART METER MONITORING

Die E-Control wurde durch das damalige 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 25.4.2012 im Jahr 2013 erstmalig durchgeführt.

Am 2.12.2014 wurde § 1 Abs. 1 Z 1 der IME-VO wie folgt abgeändert: „1. bis Ende 2015 einen Projektplan über die stufenweise Einführung von intelligenten Messgeräten samt Angabe eines Zielerreichungspfades vorzulegen“, womit die für das Jahr 2015 ursprünglich festgelegte Grenze, mindestens 10% der an das Netz angeschlossenen Zählpunkte als intelligente Messgeräte auszustatten, verworfen wurde. Damit haben sich die Rahmenbedingungen für die Einführung von intelligenten Messgeräten maßgeblich geändert.

Bei den österreichweit von einer Einführungsverpflichtung betroffenen Netzbetreibern haben sich in Summe für das Berichtsjahr 2013 keine wesentlichen Veränderungen des Roll-out-Status gegenüber dem Vorjahr ergeben. Von den insgesamt rund 5,8 Millionen potentiell durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten im Haushaltsbereich, im Klein- und Mittelgewerbe sowie in der Landwirtschaft sind mittlerweile mit Stand Mitte 2014 rund 250.000 mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet. Dies entspricht einem österreichweiten Abdeckungsgrad von rund 4,3% (Vorjahr: 3,4%). Aufgrund der nur geringfügigen Änderung zum Berichtsjahr 2012 wird daher auf den damaligen Monitoring-Bericht mit allen detaillierten Ergebnissen verwiesen, den Sie auf der Website der E-Control unter: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/smart-metering/monitoring> finden.

BERICHT UNBUNDLING/ZERTIFIZIERUNG

Die Übertragungsnetzbetreiber (Austrian Power Grid AG, Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH) sind allesamt zertifiziert. Die Entflech-

tungsaufsicht ist derzeit auf die Überwachung der Verträge zwischen dem Unabhängigen Netzbetreiber (ITO) und dem vertikal integrierten Unternehmen fokussiert.

Alle Netzbetreiber (Verteiler- sowie Übertragungsnetzbetreiber) haben nach Einleitung von Missbrauchsverfahren bereits ihre Firmennamen und Logos derart geändert, sodass sie nicht mehr mit dem vertikal integrierten Unternehmen – insbesondere dem Lieferanten – verwechselt werden können. Allerdings mussten trotzdem weitere Missbrauchsverfahren geführt werden, da Verteilernetzbetreiber – trotz der geänderten Firmennamen und Logos – weiterhin z.B. auf Rechnungen, Zahlscheinen, Briefen etc. das Logo des Lieferanten verwendeten. Die Unterscheidbarkeit war also nicht gegeben und die Verwechslungsgefahr daher nicht ausgeschlossen. Weitere Missbrauchsverfahren wurden gegen Verteilernetzbetreiber geführt, da sie Endverbraucher im Zuge des Lieferantenwechsels oder der Anmeldung nicht in neutraler Form über die freie Wahl des Lieferanten informierten, sondern vielmehr dabei den im Konzern befindlichen Lieferanten bevorzugten. Der Diskriminierungstatbestand des § 9 EIWOG 2010 war dabei erfüllt. Einige Missbrauchsverfahren konnten erfolgreich durch Herstellung des rechtmäßigen Zustands und Abgabe einer Verpflichtungszusage abgeschlossen werden. In anderen erwiesenen Fällen – bei denen die Diskriminierung bereits vollzogen war und die Herstellung des rechtmäßigen Zustandes nicht mehr aufgetragen werden konnte – wurden auch Strafanzeigen nach § 99 Abs. 2 Z 1 EIWOG 2010 (Geldstrafe bis

zu EUR 75.000,-) an die zuständigen Bezirksverwaltungsbehörden erstattet. Diese Verwaltungsstrafverfahren sind noch nicht abgeschlossen.

MARKTINTEGRATION/GRENZÜBERSCHREITENDE LIEFERUNGEN

Die E-Control wirkt gemäß § 23 Energie-Control-Gesetz aktiv an der europäischen Marktintegration mit. Die Vorbereitung und Umsetzungen erfolgen auf regionaler, aber zunehmend auch auf überregionaler Ebene.

Ein erfolgreicher Meilenstein für die gesamteuropäische Marktintegration ist die seit Februar 2014 umgesetzte Kopplung der täglichen Märkte der Regionen CWE und Skandinavien sowie Großbritannien. Das österreichische Marktgebiet ist in diese gemeinsame tägliche Preisberechnung ebenfalls eingebunden. Insgesamt sind damit Märkte, die etwa 75% des gesamteuropäischen Strombedarfs umfassen in einem gemeinsamen Marktmechanismus verbunden.

Ein Schwerpunkt der österreichischen Aktivitäten im Jahr 2014 war es, diese Kopplung in Richtung Region Central-Southern Europe über die Grenze zwischen Österreich und Italien weiter auszudehnen. Die Vorbereitungsarbeiten im Projekt sind weit gediehen. Die ursprüngliche Planung für eine Umsetzung mit Ende 2014 konnte zwar nicht ganz gehalten werden, jedoch ist das Go-Live nunmehr für das erste Quartal 2015 vorgesehen. Damit ist erstmals eine direkte österreichische Grenze in das europäische Market Coupling System eingebunden und Kapazitäten mittels impliziten Auktionen vergeben.

In der Region CEE konnte Anfang 2014 ein Memorandum of Understanding zur Umsetzung eines lastflussbasierten Market Couplings von Übertragungsnetzbetreibern, Strombörsen und Regulierungsbehörden (inkl. ACER) unterzeichnet werden. Auf Basis dieser Absichtserklärung haben die Übertragungsnetzbetreiber und Börsen die Vorbereitung erneut gestartet, die gemeinsame Projektstruktur etabliert und die konkreten Arbeiten gestartet. Die konkrete Planung wird Anfang 2015 abgestimmt sein, sollte jedoch eine Umsetzung im Jahr 2016 vorsehen. Durch das vermaschte Netz der Region ergeben sich Ringflüsse, die eine besondere Herausforderung für die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung darstellen. Deshalb erwägen die Übertragungsnetzbetreiber, die Auswirkungen durch Redispatchingmaßnahmen (insbesondere in Deutschland und Österreich) zu begrenzen.

Die österreichische Beteiligung an der koordinierten lastflussbasierten Netzkapazitätsberechnung in der Region Central-West konnte im abgelaufenen Jahr ebenfalls vertieft werden. Seit November 2014 werden die österreichischen Inputdaten direkt in die Berechnungen aufgenommen, wodurch sich die Genauigkeit verbessert. Austrian Power Grid und E-Control sind auch an der Erarbeitung einer regional koordinierten Generation Adequacy Betrachtung in der Region CWE im Rahmen des Pentalateralen Forums beteiligt. Diese Studie beurteilt, ob auch in kritischen Situationen (hohe Last) ausreichend Erzeugungskapazitäten vorhanden sind, und ist in dem vorhandenen Detaillierungsgrad ein Pilotprojekt für ganz Europa.

VERSORGUNGSSICHERHEIT

Aufgaben im Strombereich aus Energielenkung

Im Berichtsjahr wurden, ausgehend von den Erfahrungen der letzten Jahre und den entsprechenden Analysen, die beiden Energielenkungsdaten-Verordnungen einer Revision unterzogen. Davon abgeleitete Änderungen bei den Anforderungen führten zu einer Novellierung der beiden Verordnungen, die mit 1. Juli 2014 in Kraft traten. Die wesentlichsten Änderungen betrafen die Vorschauwerte sowie Frühwarnmechanismen, die ein rechtzeitiges Erkennen eventueller Energiekrisen und bereits im Vorfeld ein Anlaufen der Mechanismen erlauben sollen. Ein erster entsprechender Test erfolgte mit Winterbeginn, als ab Ende September die Importe an Erdgas zum Teil um über 50% eingekürzt wurden und sowohl die Versorger wie auch die Fernleitungsunternehmen aufgrund der neuen Bestimmungen entsprechende Meldungen an die Regulierungsbehörde übermittelt haben. Neben diesen Ergänzungen bei den vorausschauenden Daten wurden insbesondere die Erhebungsgrenzen herabgesetzt und Vereinheitlichungen bei Erhebungsinhalten, die für mehrere Verwaltungsaufgaben notwendig sind, vorgenommen.

Ausfalls- und Störungsdaten für Österreich

Gemäß den Vorgaben der Elektrizitätsstatistikverordnung sind von der Energie-Control Austria jährlich die Ergebnisse der Auswertung der in österreichischen Netzbereichen erfassten Störungen (Versorgungsunterbrechungen) zu veröffentlichen. Die hierzu im Vorfeld notwendigen Datenerhebungen wer-

den seit dem Jahr 2002 in Zusammenarbeit mit den österreichischen Netzbetreibern und Österreichs E-Wirtschaft („Österreichs Energie“) durchgeführt. Seit dem Auswertungsjahr 2003 werden bei dieser Erhebung 100% der österreichischen Netzbetreiber erfasst. Auf diese Weise kann eine laufende und umfassende Überwachung der Versorgungszuverlässigkeit gewährleistet werden. Eventuelle Verschlechterungen im Jahresverlauf werden schnellstmöglich erkannt und so ist rasches Entgegenwirken möglich.

Entsprechend den Vorgaben der NetzdienstleistungsVO Strom (END-VO 2012), welche im Juli 2013 in Kraft getreten ist, änderte sich auch der Umfang der Erhebungen und Auswertung der Ausfall- und Störungsdaten: Die bisher verwendete Ausfallskategorie „Naturkatastrophen“ wurde durch „regional außergewöhnliches Ereignis“, das in der END-VO genau definiert ist, ersetzt. Ausfälle dieser Art sind vom Netzbetreiber gesondert zu melden und zu begründen.

In einem weiteren Schritt, ab der Erhebung 2015, werden alle Netzbetreiber für das vorangegangene Kalenderjahr errechnete Zuverlässigkeitskennzahlen SAIDI und ASIDI einerseits an die Regulierungsbehörde übermitteln und andererseits auf der eigenen Internetpräsenz veröffentlichen. Wenn die SAIDI- und ASIDI-Kennzahlen (basierend auf einem gleitenden 3-Jahres-Durchschnitt) jährlich 170 bzw. 150 Minuten im Jahr nicht übersteigen, wird eine gute Versorgungssicherheit im jeweiligen Netz angenommen. Darüber hinaus sind Netzbetreiber ab der Erhebung

2015 zusätzlich verpflichtet, alle Ausfälle ab einer Dauer von 1 Sekunde (statt bisher 3 Minuten) zu erfassen und der Regierungsbehörde zu melden. Mit den hier angeführten Rahmenbedingungen für den Erhebungsumfang soll eine Erfassung aller Stromversorgungsunterbrechungen mit einer Länge von >1s, deren Ursache in der Mittel- oder Hochspannung liegt und die Auswirkungen auf die Netzbenutzer bzw. Kunden der Hoch-, Mittel- und Niederspannung haben, gewährleistet sein.

Die Auswertung der Daten für das Jahr 2013 ergibt, dass die kundengewichtete **Nichtverfügbarkeit (SAIDI)**, errechnet auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen für Österreich, einen Wert von **47,58 Minuten** (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) ergibt. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die

Gesamtzahl der Netzbenutzer. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich hier Werte von **14,16 Minuten** und **33,42 Minuten**.

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

JÄHRLICHE UNGEPLANTE KUNDENGEWICHTETE NICHTVERFÜGBARKEIT (SAIDI) DER STROMVERSORGUNG IN ÖSTERREICH in Min.

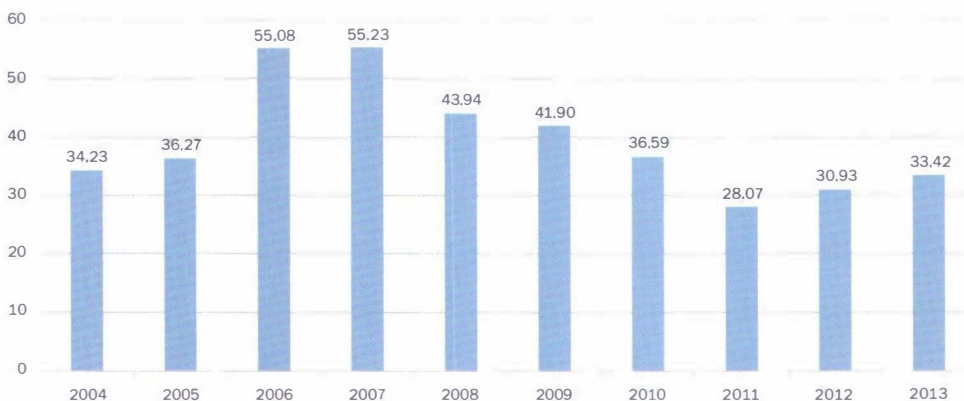


Abbildung 29
Jährliche ungeplante (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) kundengewichtete Nichtverfügbarkeit (SAIDI) der Stromversorgung in Österreich

Quelle: E-Control

JÄHRLICHE UNGEPLANTE LEISTUNGSGEWICHTETE NICHTVERFÜGBARKEIT (ASIDI) DER STROMVERSORGUNG IN ÖSTERREICH in Min.

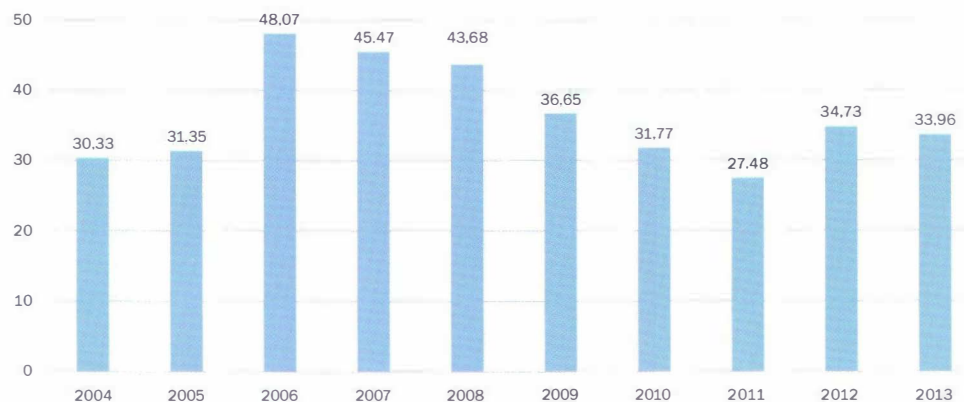


Abbildung 30
Jährliche ungeplante (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit (ASIDI) der Stromversorgung in Österreich

Quelle: E-Control

der Stromversorgung gegenüber den letzten Jahren kaum verändert hat.

Der Wert für die leistungsgewichtete **Nichtverfügbarkeit (ASIDI)** auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) liegt für das Berichtsjahr 2013 für Österreich bei **50,18 Minuten**. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die installierte Nennscheinleistung der Transformatoren. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich Werte von **16,22 Minuten** und **33,96 Minuten**.

In der obenstehenden Abbildung ist der Verlauf der jährlichen ungeplanten leistungsbezogenen Nichtverfügbarkeit der Jahre 2004

bis 2013 ersichtlich. Auch hier wurden ausgewiesene regional außergewöhnliche Ereignisse bei der Berechnung nicht berücksichtigt. Auch diese Bewertung zeigt, dass sich die Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung gegenüber den letzten Jahren kaum verändert hat.

Langfristprognose

Die E-Control hat gemäß § 15 Absatz 2 Energielenkungsgesetz 2012 (BGBl. I Nr. 41/2013) 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 Ener-

gie-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 2012 in den Zuständigkeitsbereich der Regulierungsbehörde fallen.

Die Ergebnisse dieser Monitoring-Tätigkeit zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen können, gemäß Absatz 2 § 15 Energielenkungsgesetz, für die langfristige Planung verwendet werden. Zudem hat die „E-Control [...] einen Bericht über das Ergebnis ihres Monitorings der Versorgungssicherheit gemäß § 28 Absatz 3 E-ControlG zu erstellen und in geeigneter Weise zu veröffentlichen und der Europäischen Kommission zu übermitteln.“

Die Monitoring-Pflichten im Detail

Die Monitoring-Tätigkeiten gemäß § 15 Energielenkungsgesetz, Absatz 2 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.

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 ökonometrisch, schätzen. Das dazu verwendete Verfahren eines Fehlerkorrekturmodells ist in den früheren Monitoring-Berichten der E-Control ausführlich beschrieben.¹¹ Die dabei erhaltene Lastspitzenentwicklung (durchschnittlicher jährlicher Zuwachs zwischen 2014 und 2025 von 81 MW) wird in der untenstehenden Abbildung zusammen mit den erhobenen Leistungsmaxima der verfügbaren Kraftwerke dargestellt¹². 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 optimistischen Szenario 3 werden Projekte in Planung ebenso miteinberechnet. Im Gegensatz wird unterstellt, dass „Erneuerbare“ Kraftwerksanlagen auf Basis der rechtlichen Rahmenbedingungen zu 100% verwirklicht werden. Somit werden für die Berechnung der Versorgungssicherheit konservative empirisch begründete Annahmen getroffen bezüglich dem Eigenbedarf und stochastischen Arbeitsausfallraten von Kraftwerken, Fluktuationen bei dargebotsabhängigen Energien wie Wind- und

¹¹ Siehe insbesondere den Bericht des Jahres 2006 und die Seiten 18ff:

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

¹² Bis 2014 wird nicht die gesicherte Leistung herangezogen, sondern die tatsächliche Leistung der Kraftwerksmaxima der 3. Mittwoche.

Laufwasserkraft, Leistungsreduktionen durch wärmegeführte KWK-Anlagen bei maximal thermischer Auskopplung und vorgehaltener Regelleistung. Auf Basis der Parameter wird eine Monte-Carlo-Simulation für jedes Szenario durchgeführt und daraus die gesicherte Leistung des Kraftwerksparks pro Szenario simuliert.

Das prognostizierte Leistungsmaximum der verfügbaren Kraftwerke über den betrachteten Zeitraum bis 2025 und die prognostizierten Lastspitzen lassen keine Versorgungsprobleme erwarten. Auch die ENTSO-E geht für Österreich bis 2025 von einer komfortablen Situation aus.¹³ Die ENTSO-E sieht Österreich mit einer gesicherten Leistung von 17,8 GW und einer gesicherten Restkapazität von 4,8 GW bei einer benötigten Sicherheitsmarge von 3 GW.

Im konservativen Szenario der E-Control wäre ein Kapazitätsüberschuss an einem durchschnittlichen Jänner im Jahr 2025 von über 10 GW bei einer gesicherten Leistung von 15 GW vorhanden. Die gesicherte Restkapazität würde im Szenario 1 mehr als 3 GW, im Szenario 3 bereits über 5 GW bei einer benötigten Sicherheitsmarge von 2,8 GW ausmachen (nach Abzug aller relevanten Parameter erhält man die sogenannte adäquate Sicherheitsmarge). Auch grafisch kann man in untenstehender Abbildung sehr gut erkennen, dass der Unterschied zwischen prognostizierten Leistungsmaxima und prognostizierter Lastspitze auf hohem Niveau gesichert ist und im Mittel die Leistungsmaxima 23% über der Lastspitze im Jahr 2025 liegen werden. Somit liegt die Quote der gesicherten Leistung an der installierten Brutto-Engpassleistung Ende 2014 bei 64%, welche sich bis 2025 im konservativen

DECKUNGSRECHNUNG FÜR ÖSTERREICH in MW



Abbildung 31

Prognostizierte Leistungsmaxima und prognostizierte Lastspitze in Österreich bis 2025

Quelle: E-Control

¹³ Siehe https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/140602_SOAF%202014-2030.pdf

Szenario 1 auf 60% bzw. auf 62% im Szenario 3 beläuft. So wird der relative Anteil der Lastspitze gemessen am Leistungsmaximum der verfügbaren Kraftwerke weiter sinken und sich im konservativen Szenario 1 bei 79% bemessen. Selbst wenn sich die Lastspitze entgegen der derzeitigen Prognose im Mittel wie in den Jahren vor der Krise, d.h. zwischen den Jahren 2000 und 2007, entwickeln sollte und an den Ausbauplänen der verschiedenen Szenarien keine Anpassung am Wachstum erfolgen sollte (wovon nicht auszugehen ist), würde sich die Überdeckung an gesicherter Leistung gemessen an der Lastspitze je nach Szenario zwischen 12% und 22% belaufen.

**MARKTAUFSICHT ÖKOSTROM:
HAUPTBOTSCHAFTEN ÖKOSTROM-BERICHT**

In der Vergangenheit sind in Österreich sowohl der Stromverbrauch¹⁴ als auch die er-

zeugten 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 2013 stieg die verbrauchte Menge um 54% an. 2013 wurden 67 TWh Strom (inklusive Pumpstrom, Netzverluste, Eigenverbrauch Kraftwerke) verbraucht und es wurden 68 TWh Strom produziert. Der Anteil der Erneuerbaren lag im Jahr 2013 bei 70 % (siehe Abbildung 32).

Die wichtigsten Vorschläge zur Adaptierung des Ökostromgesetzes aus dem letzten Ökostrombericht:

- > Die Marktintegration der Erneuerbaren muss stärker forciert werden – mittelfris-

ANTEIL STROM AUS ERNEUERBAREN AM ENDVERBRAUCH in GWh

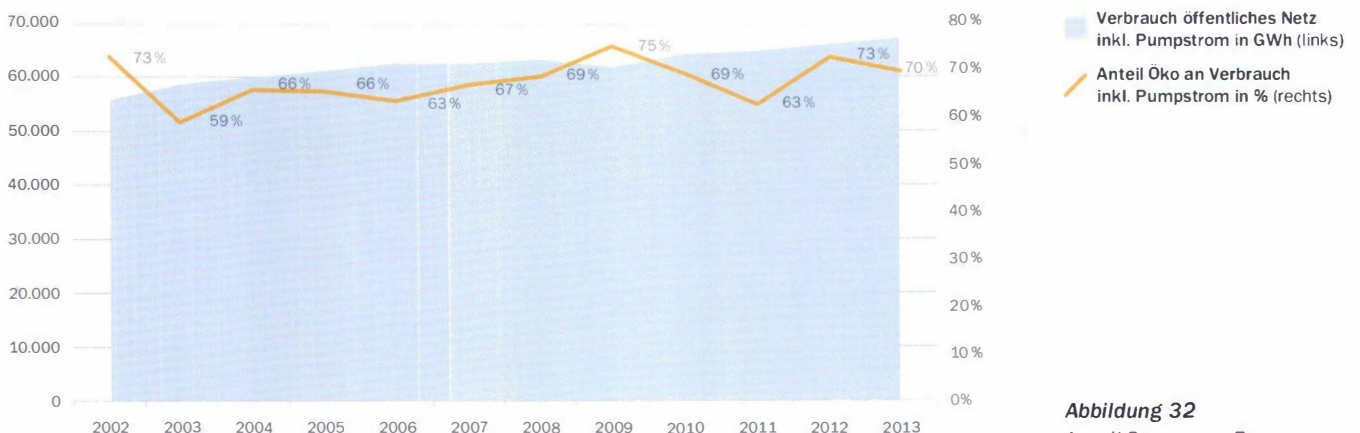


Abbildung 32
Anteil Strom aus Erneuerbaren am Endverbrauch

Quelle: E-Control

¹⁴ 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.

- tig sollen nur noch auf jene Technologien im Vordergrund stehen, die aufgrund des Entwicklungsstandes und der regionalen Bedingungen und Einflüsse am Markt bestehen können.
- > Beibehaltung des Limits für den Fördertopf
 - > Keine garantierten Abnahmetarife für bereits geförderte Anlagen – für Anlagen, die bereits eine Investitionsförderung erhalten haben oder die im Rahmen des Ökostromgesetzes bereits für die entsprechende Periode Einspeisetarife bekommen haben, darf es keine garantierten Abnahmetarife geben – dies muss für jede Anlage und jede Technologie gelten. Alles andere wäre volkswirtschaftlich absolut ineffizient.
 - > Bei Biomasse sollte eine Priorisierung des Einsatzes berücksichtigt werden: zuerst die stoffliche Nutzung, dann die Wärmenutzung, dann die Stromerzeugung.
 - > Für rohstoffunabhängige Technologien sollte in Zukunft verstärkt auf Investitionsförderungen zurückgegriffen werden – alleine die Offenlegung der „Echtdaten“ beim Antrag für Förderungen bringt mehr Transparenz und Effizienz in das System.
 - > Für PV sollte in Zukunft generell gelten, dass diese für den Eigenverbrauch optimiert werden. Vor allem große Volleinspeiser sollten nicht mehr im Fokus des Fördersystems sein.
 - > Fokus auf Energieeffizienz – es ist zu hinterfragen, ob der bedingungslose Ausbau von Anlagen tatsächlich erstrebenswert ist und nicht der Fokus auf Energieeffizienz und die effiziente Ausnutzung der bestehenden Anlagen im Vordergrund stehen sollte.
- > Der Gesetzgeber sollte sich frühzeitig mit dem Ausschreibungsmechanismus für neue Kapazitäten befassen.
 - > Wie bereits im letzten Bericht angeführt, werden die Ziele im Bereich der festen Biomasse und Biogas nicht zu realisieren sein.
 - > Vor allem im Bereich Biogas ist damit zu rechnen, dass neben einem sehr geringen Ausbau eine Vielzahl von Bestandsanlagen vom Netz gehen werden.
 - > Eine derartige Marktberreinigung wurde ebenfalls bereits von der E-Control angesprochen, wobei in diesem Bereich das Hauptaugenmerk auf einer entsprechenden Wärmenutzung liegen sollte.

Stromkennzeichnungsbericht

Seit dem Jahr 2001 sind sämtliche Stromlieferanten, die in Österreich Endkunden beliefern, gesetzlich dazu verpflichtet, die Primärenergieträgeranteile der Stromerzeugung dem Endkunden zur Kenntnis zu bringen. 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 E-Control ist die zuständige Stelle für die Überwachung der Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Nachweisen in Österreich sowie für die Überwachung der Richtigkeit der Stromkennzeichnung. Wie in den Vorjahren hat die E-Control auch im Jahr 2014 eine umfassende Überprüfung aller Lieferanten, die in Österreich Endkunden beliefern, eingeleitet.

Die Ergebnisse sind im Stromkennzeichnungsbericht 2014 dargestellt.

Bezogen auf die Gesamtabgabemenge für den Endverbrauch aus öffentlichen Netzen (67 TWh) erhielt die E-Control im Zuge der diesjährigen Überprüfung der Stromkennzeichnung Informationen über rund 83,15% dieser Menge. Auf Basis der eingelangten Daten konnte eine Stromkennzeichnung für ganz Österreich berechnet werden. Im Bereich der bekannten Primärenergieträger fällt ein Anstieg der erneuerbaren Energieträger im Vergleich zum Vorjahr auf (von 74,5% auf 78,6%). Der Anteil der fossilen Energieträger ist von 17,9% auf 14,4% gesunken. Der Anteil der sonstigen Primärenergieträger ist von 0,31% auf 0,27% leicht gesunken. Der Graustrom, also der Strom unbekannter Her-

kunft, ist im Vergleich zum Vorjahr ebenfalls leicht gesunken (von 7,3% auf 6,8%).

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 EI-WOG 2010 in Verbindung mit der Stromkennzeichnungsverordnung 2011). Im Detail bedeutet dies für 2013 eine Aufteilung der 6,80% Strom unbekannter Herkunft wie folgt: 4,22% rechnerische Zuordnung fossile Energieträger, 2,55% rechnerische Zuordnung nukleare Energieträger und 0,03% rechnerische Zuordnung sonstige Primärenergieträger.

NÄHERUNGSWERT FÜR DIE ÖSTERREICHISCHE STROMKENNZEICHNUNG 2013

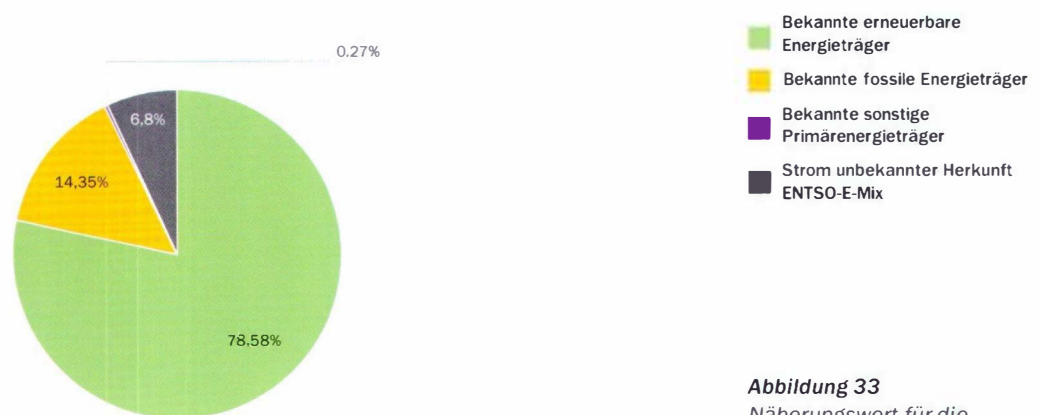


Abbildung 33
Näherungswert für die österreichische Stromkennzeichnung 2013

Quelle: E-Control

Mit insgesamt 73,10% der Nachweise (Vorjahreswert: 74,99%) kam der Großteil der eingesetzten Herkunftsnachweise aus Österreich. Im Vergleich zum Vorjahr verteilten sich die Importe von Nachweisen auf mehr Länder, der größte Anteil von ausländischen Nachweisen stammt jedoch weiter aus Norwegen.

Die durchschnittlichen Umweltauswirkungen liegen bei 103,33 g/kWh CO₂ (im Vergleich zum Vorjahr 129,27 g/kWh) sowie 0,05 mg/kWh (im Vorjahr ebenfalls 0,05 mg/kWh) radioaktiven Abfall. Der Rückgang der CO₂-Emissionen liegt hauptsächlich an neuen Emissionsfaktoren für Erdgas, das in österreichischen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) eingesetzt wird.

Gemäß EIWOG § 79a darf ab dem Jahr 2015 kein Strom unbekannter Herkunft mehr geliefert werden. Für die Stromkennzeichnungsperiode 2013 galt bereits ein Verbot von Grau-

stromlieferungen an Haushaltskunden. Die Überprüfung der Stromkennzeichnung ergab, dass sich alle Unternehmen an dieses Verbot gehalten haben und somit 100% der an Haushaltskunden abgegebenen Strommengen gekennzeichnet wurden.

Besonders hervorzuheben ist der starke Anstieg an reinen Grünstromlieferanten in Österreich. Strom aus 100% erneuerbaren Energien wurde im Jahr 2013 insgesamt von 81 Lieferanten angeboten. Im Jahr 2012 waren es noch 56 Grünstromanbieter. Dies bedeutet, dass innerhalb eines Jahres 25 Lieferanten auf Grünstrom umgestiegen bzw. neu auf den Markt getreten sind. Alle Ökostromanbieter (inklusive Landesenergieversorger, die reine Grünstromanbieter sind) haben eine Gesamtabgabemenge von 17.412 GWh. Im Vorjahr waren es noch 9.184 GWh. Dieser deutliche Anstieg liegt am Umstieg einiger großer Lieferanten auf einen reinen Grünstrommix.

Gasmarkt

REGULIERUNG DER NETZE: KOSTENERMITTLUNG UND ENTGELTFESTSETZUNG GAS IM JAHR 2014

Für Gas-Verteilernetzbetreiber ist seit 2008 ein langfristig stabiles Anreizregulierungssystem implementiert. Derzeit läuft die zweite Anreizregulierungsperiode für die Verteilernetzbetreiber.

Die Rahmenbedingungen zur Feststellung der Gas-Systemnutzungsentgelte sind daher für das Jahr 2014 unverändert. Generell ist die Entwicklung der Netznutzungsentgelte durch mehrere Faktoren beeinflusst. Dies sind die Kosten der Netzebene 1, deren Verteilung auf die Netzbereiche durch die Methodik der Kostenwälzung bestimmt ist, die direkten Kosten der Netzbetreiber im Netzbereich sowie die Mengenentwicklung in den Netzbereichen.

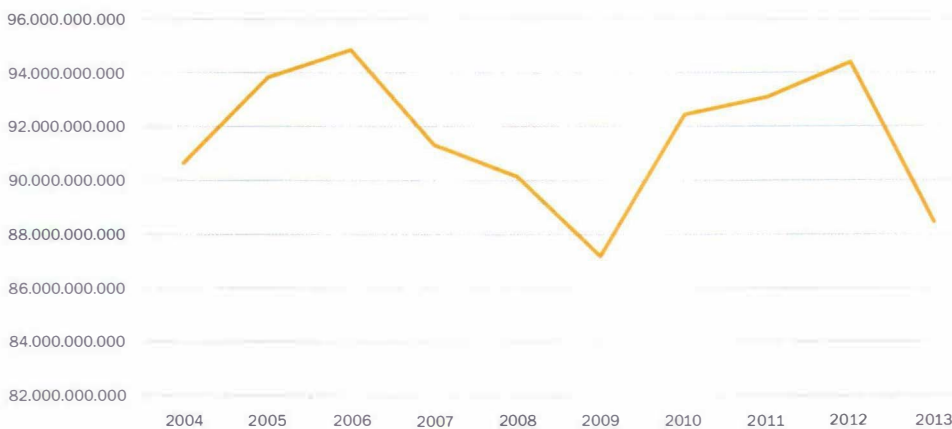
ENTWICKLUNG DER TARIFIERUNGSMENGE FÜR GAS in kWh

Abbildung 34
Entwicklung der Tarifierungsmenge für Gas

Quelle: E-Control

Als Mengenbasis wird ein Dreijahresmittel der letztverfügbaren Jahre herangezogen. Für die gegenständliche Novelle 2015 (Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 – Novelle 2015) werden die Mengen der Jahre 2011 bis 2013 herangezogen. Diese ist im Vergleich zur Novelle 2014 gesunken (vgl. Abbildung 34).

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. Aufgrund der Regulierungsparameter für die zweite (derzeit laufende) Anreizregulierungsperiode mussten die Netzbetreiber ihre bestehenden Kosten abhängig von deren relativen Effizienz um 2 bis 5 Prozent senken. Diese kostensenkenden Effekte führten in einem Großteil der Netzbereiche (Oberösterreich, Niederösterreich, Wien und Vorarlberg) zu sinkenden Entgelten und damit zu weniger Kosten für die dortigen Kundengruppen. Stärkere Anpassungen wurden allerdings in den Netzbereichen Steiermark und Kärnten erforderlich. In der Steiermark sind die Anpassungen im Wesentlichen durch Investitionen

ENTGELTVERÄNDERUNG - 90.000.000 KWH - 7000 H - EBENE 2 in c/kWh

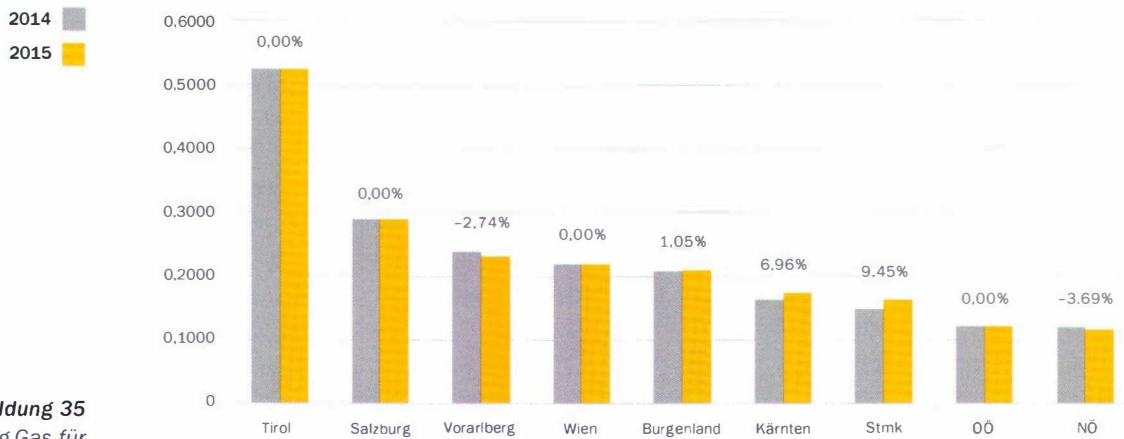


Abbildung 35
Entgeltveränderung Gas für Musterkunde auf Ebene 2

Quelle: E-Control

ENTGELTVERÄNDERUNG MUSTERKUNDE - 15.000 KWH - EBENE 3 in c/kWh

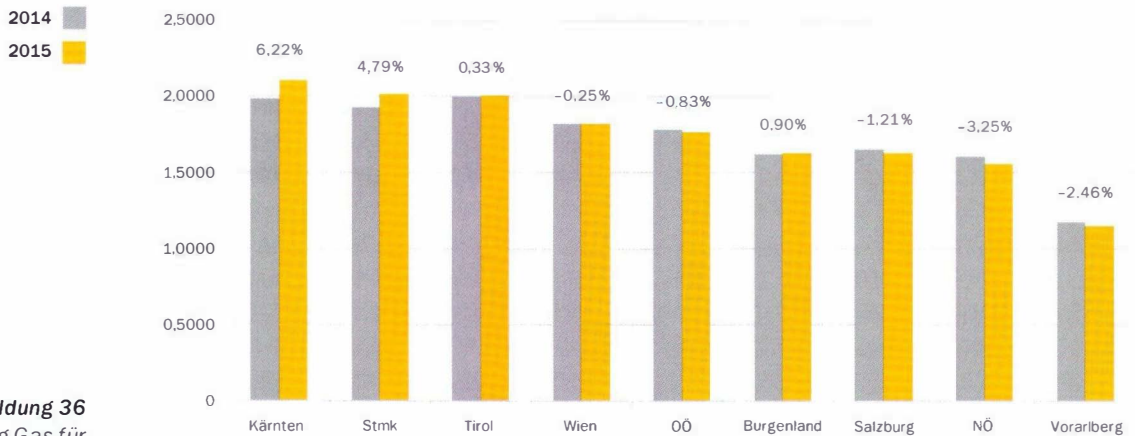


Abbildung 36
Entgeltveränderung Gas für Musterkunde auf Ebene 3

Quelle: E-Control

in die Südschiene verursacht worden, denen aufgrund der Marktlage für Gaskraftwerke keine steigenden, sondern signifikant sinkende Absatzmengen gegenüberstehen. Die Entgeltanpassung im Netzbereich Kärnten ist im Wesentlichen auf zwei Faktoren zurückzuführen: Einerseits hat die Aufrollung der Mindererlöse und der nicht beeinflussbaren Kosten zu einer Steigerung der direkt dem Netzbereich zuordenbaren Kosten geführt. Andererseits werden in den Netzbereich Kärnten über das Kostenwälzungsmodell mehr Kosten der Netzebene 1 in diesen Netzbereich gewälzt. Zu der Entgeltentwicklung in den einzelnen Netzbereichen vgl. die beiden Abbildungen 35 und 36.

Erstmalig wurde in der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 Novelle 2015 auch ein spezielles Systemnutzungsentgelt für Teilnehmer am Strom-Regelreservemarkt verordnet. Dieses Entgelt soll dazu beitragen, die Liquidität der Strom-Regelreservemärkte zu erhöhen. Das Entgelt bezieht sich ausschließlich auf Tage, an denen eine Entnahme von Gas aus dem Netz durch den Regelenergieeinsatz verursacht wird (positive Regelenergie, Einspeisung bzw. geringere Entnahme von elektrischer Energie aus dem Stromnetz). Durch die Anwendung des Tagesleistungspreises wird verhindert, dass ein etwaiger einmaliger Regelenergieabruf die Gas-Verrechnungsleistung für einen ganzen Monat determinieren würde. Dies würde die Kalkulation für Angebote auf dem Regelenergiemarkt äußerst schwierig gestalten,

da entsprechende Abrufwahrscheinlichkeiten mit potentiellen hohen Kostenauswirkungen eingepreist werden müssten. Bei der Bestimmung der Höhe des Entgelts erfolgt auf Netzebene 3 eine Orientierung an der Vorgangsweise zur Ermittlung des Tagesleistungspreises auf Netzebene 2 analog zur 1. Novelle 2014 dieser Verordnung. Für die Verrechnung des Entgelts ist die täglich gemessene höchste stündliche Leistung (am Tag des Abrufs am Regelreservemarkt) heranzuziehen.

Zur Ermittlung der Basis für die tägliche Verrechnung ist die täglich gemessene höchste stündliche Leistung mit dem jeweils in der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 Novelle 2015 verordneten Leistungspreis zu multiplizieren. Die Berücksichtigung der Verrechnung des Tagesleistungspreises bei der Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts ist erforderlich, um eine doppelte Abgeltung eines Tages mit Regelenergieabruf bei der Leistungspreisermittlung zu vermeiden. Für die Verrechnung nach der höchsten gemessenen täglichen Leistung hat der Regelzonenführer dem Gas-Verteilernetzbetreiber das Datum des Gastages sowie die Stunde des Regelenergieabrufs zu übermitteln und dadurch den tatsächlichen Abruf zu bestätigen.

Diese Regelung wird bis zur nächsten Novelle der Verordnung unter Einbeziehung der Marktteilnehmer einer Evaluierung durch die Regulierungskommission unterzogen. Darin werden insbesondere die Auswirkungen auf

die Kosten und den Wettbewerb im Regenergiemarkt näher beleuchtet und gegebenenfalls ein Änderungsbedarf erläutert.

Investitionen in die österreichische Gasnetzinfrastruktur

Im Vordergrund bei den Investitionen der österreichischen Gasnetzbetreiber standen und stehen die Versorgungssicherheit des Inlandsbedarfs sowie der Beitrag zur Marktintegration und Diversifizierung der Transportrouten. Im Jahr 2014 ist die Westschiene (Verbindungsleitung von Baumgarten zu den in Oberösterreich gelegenen Speichern – „7fields“ und „Haidach“) in Betrieb gegangen – die Eröffnungsfeier fand am 18. November 2014 statt – nach mehreren Jahren Bauzeit und massiven Investitionen seitens der involvierten Netzbetreiber (Netz NÖ GmbH, Gas Connect Austria GmbH und Oberösterreichische Ferngas Netz GmbH), die allesamt behördlich anerkannt und genehmigt wurden. Bereits 2007 war der Bau der Westschiene aufgrund der umfangreich hinzugekommenen, neuen Kapazitätsanmeldungen als für notwendig befunden geworden. Neben der Westschiene ist auch eine der wesentlichsten Südverbindungen – die sogenannte Südschiene – bereits seit 2011 sukzessive in Betrieb gegangen. Damit sind beide Leitungsbauten, die einerseits zu massiven Investitionen und Entgeltsteigerungen in der Vergangenheit geführt haben, andererseits aber auch einen großen Beitrag zur Gas-Versorgungssicherheit in Österreich und Europa geleistet haben, fertiggestellt. Ohne die Leitungsanbindung in Richtung Westen könnten beispielsweise die in Oberösterreich angesiedelten Gasspeicher

kein Gas in Österreich ausspeisen. Während die Westschiene massiv für die Speicher in Oberösterreich genützt werden kann, blieb die Südschiene nicht zuletzt aufgrund der kolportierten Stilllegung des Kraftwerks Mellach aus Sicht der technisch möglichen Transportkapazität hinter ihren „Erwartungen“. Abgesehen von der Inbetriebnahme der Westschiene wurde 2014 bekannt, dass neben dem neu errichteten Speicher „7fields“ nun auch der Speicher Haidach an das österreichische Netz angeschlossen werden soll. Derzeit werden primär Projekte im Verteilernetz realisiert. Vereinzelt werden aber auch Projekte zu Leitungserweiterungen in Österreich realisiert, wobei auch hier der Druck alternativer Energieträger (Fern- bzw. Nahwärme) sowie Energieeffizienzanforderungen immer stärker und damit entscheidenden Einfluss auf Projektumsetzungen nehmen werden. Aus nachstehender Abbildung zeigt sich ein leicht differenziertes Bild im Vergleich zu den vorangegangenen Jahren. Wie schon zuvor beschrieben, wurden im Fernleitungsbereich vor allem in den Jahren 2009 bis 2011 investiert. Zusätzlich werden aufgrund älter werdender Netzinfrastrukturen im Gasnetzbereich Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen im Verteilernetz nötig. Daher sind die entsprechenden Investitionen seit 2008 kontinuierlich gestiegen und werden auch zukünftig auf vergleichbarem Niveau bestehen bleiben. Ähnlich wie im Stromnetzbereich hat auch im Gasnetzbereich der Regulator die passenden Rahmenbedingungen geschaffen, um für effiziente Investitionen entsprechende Anreize zu bieten und eine adäquate Abgeltung über Netzentgelte zu gewährleisten.

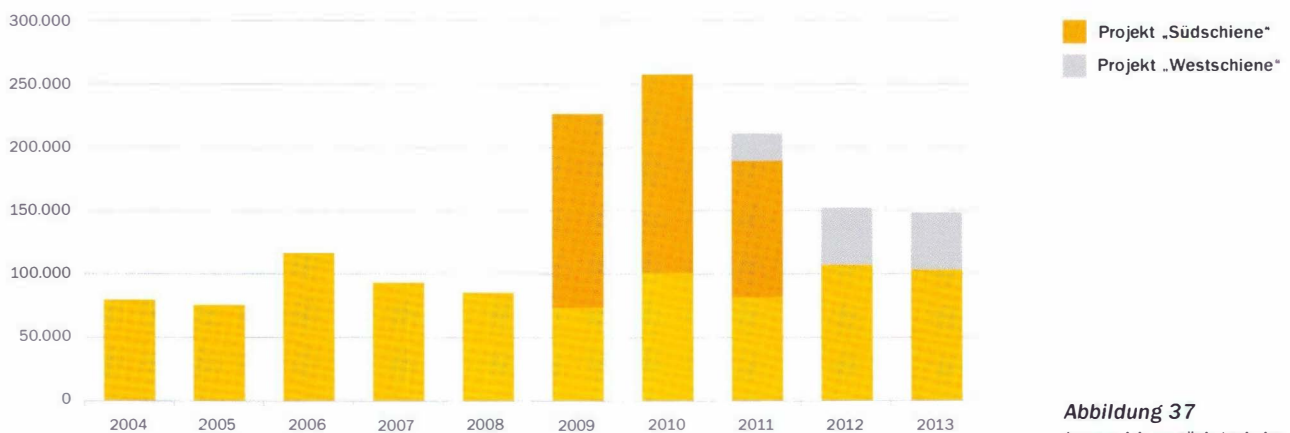
ENTWICKLUNG DER NETTOINVESTITIONEN – GAS in TEUR

Abbildung 37
Investitionstätigkeit im
Bereich der Gasnetze

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

VERÄNDERUNGEN AUF DER TRANSPORTEBENE

Engpassmanagement – Langfristiges UIOLI (Use-it-or-lose-it-Prinzip)

Im Zuge der Novelle 2014 der Gas-Marktmmodell-Verordnung (GMMO-VO) erfolgten Anpassungen zum Langfristigen UIOLI (§12). Die Anpassungen bezogen sich einerseits auf den Beschluss der Europäischen Kommission vom 24. August 2012 (Beschluss 2012/490/EU) zur Änderung von Anhang I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 zu Engpassmanagement bei vertraglichen Engpässen.

Andererseits erfolgte eine Klarstellung hinsichtlich des auch schon bisher anwendbaren langfristigen Use-it-or-lose-it-Prinzips dahingehend, dass bei der Prüfung der systematisch

ungenutzten Kapazität die relevante Einheit die Bilanzgruppe oder das Sub-Bilanzkonto ist und nicht, wie in der Stammfassung der GMMO-VO 2012 angeführt, der Netzbenutzer. Dabei war auch zu berücksichtigen, dass es das Bilanzgruppensystem mehreren Netzbenutzern erlaubt, gemeinsam eine Bilanzgruppe bzw. ein Sub-Bilanzkonto zu führen und die der gemeinsamen Bilanzgruppe bzw. dem Sub-Bilanzkonto zugeordnete Kapazität auch gemeinsam zu nutzen. Ebenso war zu berücksichtigen, dass Netzbenutzer die Regelungen nicht dadurch umgehen können sollen, dass sie ihre gebuchte Kapazität auf mehrere unterschiedliche Bilanzgruppen bzw. Sub-Bilanzkonten aufteilen. Eine Umgehung der Regelungen dadurch, dass ein Netzbenutzer gebuchte Kapazitäten keiner Bilanz-

gruppe zuordnet, ist jedenfalls nicht möglich, denn gemäß § 23 Abs. 1 sind die gesamten gebuchten Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten an den Marktgebietsgrenzen vom Netzbenutzer gegenüber dem Netzbetreiber einer Bilanzgruppe zuzuordnen.

Die Novelle 2014 trat mit 1. Oktober 2014 in Kraft.

Überprüfung der Anwendung des Kapazitätsberechnungsmodells

Gemäß § 14 Abs. 1 Z 4 GWG 2011 hat der Marktgebietsmanager die Aufgabe, ein einheitliches Berechnungsschema zur Ermittlung und Ausweisung der Kapazitäten für die Ein- und Ausspeisepunkte des Fernleitungsnetzes des Marktgebiets nach § 34 und § 35 GWG 2011 zu erstellen. Das Berechnungsmodell bedarf der Genehmigung der Regulierungsbehörde. Änderungen sind auf Verlangen der Regulierungsbehörde vorzunehmen.

Gemäß § 34 GWG 2011 hat der Marktgebietsmanager unter Mitwirkung der Fernleitungsnetzbetreiber sowie des Verteilergesellschaftsmanagers eine auf unterschiedlichen Lastflusszenarien basierende gemeinsame Prognose für den Bedarf an Kapazitäten und die Belastung der Netze des Marktgebiets für die nächsten zehn Jahre zu ermitteln, wobei die Prognose alle zwei Jahre zu aktualisieren und mit ENTSO (Gas) und den Netzzugangsberechtigten zu konsultieren ist.

Das Kapazitätsberechnungsmodell wurde mit Bescheid im Dezember 2013 von der E-Control genehmigt. Die E-Control hat in der

rechtlichen Beurteilung eine Überprüfung der korrekten Anwendung des Kapazitätsberechnungsmodells in Aussicht gestellt.

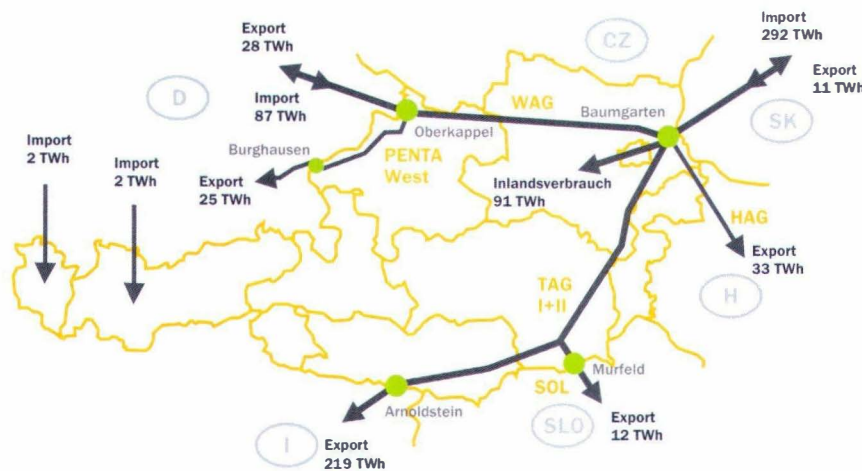
Im April 2014 wurden daher der Marktgebietsmanager und die Fernleitungsnetzbetreiber aufgefordert, einen Ergebnisbericht zu erstellen, der die wichtigsten Inputdaten für die hydraulische Berechnung zusammenfasst und die Ergebnisse der Anwendung des Kapazitätsberechnungsmodells für technische und kommerzielle Kapazitäten (FZK, DZK), unter Berücksichtigung von Saisonalitätseffekten für jeden maßgeblichen Punkt, Speicherpunkt bzw. Netzkopplungspunkt (FNB-FNB und FNB-VNB) darlegt und erläutert. Zudem wurde um eine klare und detaillierte Darstellung des Netzes des Marktgebiets Ost, einschließlich Netzengpässen, physikalischen und normalen Gasflüssen, ersucht. Im Rahmen dieses Prozesses wurde auch auf die Anzeigeverpflichtung gemäß § 3 Abs. 3 letzter Satz GMMO-VO 2012 eingegangen.

Der Marktgebietsmanager übermittelte den Ergebnisbericht im Oktober 2014. Eine abschließende Beurteilung der korrekten Anwendung durch die E-Control war allerdings nicht möglich, da der übermittelte Bericht nicht alle dafür erforderlichen Informationen enthielt. Der Marktgebietsmanager und die Fernleitungsnetzbetreiber wurden daher aufgefordert, die fehlenden Informationen zu übermitteln.

Transitmengen 2014

Von der in den ersten drei Quartalen 2014 physisch importierten Menge an Gas wurde

PHYSISCHE GASFLÜSSE IM JAHR 2014



- > Produktion 20 TWh
- > Speicherentnahme 46 TWh
- > Speichereinpressung . . . 53 TWh
- > Eigenverbrauch Produktion und Speicher 3 TWh
- > Netzverluste und statistische Differenz . . . 2 TWh

Abbildung 38
Physische Gasflüsse im Jahr 2014

Quelle: E-Control

rd. 80% wieder exportiert. Insgesamt wurden rd. 384 TWh physisch importiert, wovon rd. 91 TWh für den österreichischen Markt bestimmt waren. Der größte Anteil der physikalischen Exporte ging nach Italien, rd. 219 TWh (siehe Abbildung 38).

BERICHT UNBUNDLING/ZERTIFIZIERUNG

Zwei Fernleitungsnetzbetreiber (Baumgarten-Oberkappel GasleitungsgesmbH, Trans Austria Gasleitung GmbH) wurden aufgrund mangelnden Vorliegens der Tatbestandsvoraussetzungen und negativer Stellungnahme der Europäischen Kommission nicht zertifiziert. 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, in 2. Instanz wurden diese Strafen bekämpft, diese Verwaltungsstrafverfahren sind derzeit beim VwGH anhängig.

Nachdem die Baumgarten-Oberkappel GasleitungsgesmbH mit der Gas Connect Austria GmbH (als aufnehmende Gesellschaft) fusioniert und ein Teilbetrieb der Gas Connect Austria GmbH auf die Trans Austria Gasleitung GmbH abgespalten wurde, konnten die nunmehr verbliebenen Fernleitungsnetzbetreiber Gas Connect Austria GmbH und die Trans Austria Gasleitung GmbH nach positiver Stellungnahme der Europäischen Kommission mit den Bescheiden V ZER G 01/14 und V ZER G 03/13 jeweils vom 18.7.2014 zertifi-

ziert werden. Die Entflechtungsaufsicht ist in weiterer Folge nun auf die Überwachung der Verträge zwischen dem Unabhängigen Netzbetreiber (ITO) und dem vertikal integrierten Unternehmen fokussiert.

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

Allerdings mussten trotzdem weitere Missbrauchsverfahren geführt werden, da Verteilernetzbetreiber – trotz der geänderten Firmennamen und Logos – weiterhin z.B. auf Rechnungen, Zahlscheinen, Briefen etc. das Logo des Lieferanten verwendeten. Die meisten Missbrauchsverfahren konnten erfolgreich durch Herstellung des rechtmäßigen Zustands und Abgabe einer Verpflichtungszusage abgeschlossen werden, andere Verfahren sind noch nicht abgeschlossen.

AUFSICHT MARKTTEILNEHMER

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

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

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

- > 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 Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz sowie zu Speicheranlagen sowie
- > Pflicht zur Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 im Marktgebiet zu planen.

Der Infrastrukturstandard in Österreich beträgt 235% laut Berechnungen des VGM Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) und MGM Gas Connect Austria GmbH (GCA) und gilt damit als erfüllt.

LFP und KNEP für den Zeitraum 2015–2024 wurden im Herbst 2014 (LFP im November und KNEP im Dezember) vom Vorstand der E-Control genehmigt. Um sicherzustellen, dass die Anforderungen der Marktteilnehmer in den beiden Planungsinstrumenten berücksichtigt worden sind und dass der gesamte Investitionsbedarf abgebildet ist, wurde von Septem-

ber bis Oktober 2014 von Seite der Behörde eine Konsultation durchgeführt. Diese erfolgte erstmals zeitgleich mit der Konsultation des Netzentwicklungsplans Strom. Die eingelangten Stellungnahmen wurden auf der Homepage der E-Control veröffentlicht und in der Entscheidungsfindung entsprechend gewürdigt.

Langfristige Planung 2014

Wie bereits in den letzten Jahren umfasst die LFP auch heuer nicht nur das Marktgebiet Ost, wie vom Gesetzgeber vorgesehen, sondern auch die Marktgebiete Vorarlberg und Tirol, für welche die AGGM im Zuge der Umstellung auf das GWG 2011 Regime die Rolle des VGM zugewiesen bekommen hat.

In der LFP 2014 wurden erstmals unterschiedliche Szenarien für die Absatzprognose erstellt. Das Baseline-Szenario geht von einer Weiterentwicklung des Absatzes ohne

Berücksichtigung zusätzlicher Kraftwerksprojekte aus. Im Maximal-Szenario werden alle gemeldeten Kraftwerksprojekte berücksichtigt. Das Minimal-Szenario unterstellt einen kontinuierlichen Rückgang des Absatzes und orientiert sich an der konsequenten Umsetzung der EU-Energieeffizienz-Richtlinie.

Im Rahmen der diesjährigen LFP wurden ein neues Projekt und drei bereits bekannte Projekte genehmigt. Das neu eingereichte Projekt soll den bestehenden Kapazitätsengpass im Netzgebiet Burgenland und Druckverlustprobleme bei sehr hohen Absätzen beheben. Die bereits bekannten Projekte – Druckanhebung Oberösterreich, Reverse Flow Auerthal und Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten – befinden sich in der LFP 2014, da diese Projekte auch weiterhin als relevant erachtet werden, aber die notwendigen Ausbauswellen noch nicht erreicht wurden. Zwei Projekte

LANGFRISTIGE PLANUNG 2014 in 1.000 Nm³/h (Maximale Stundenleistung)

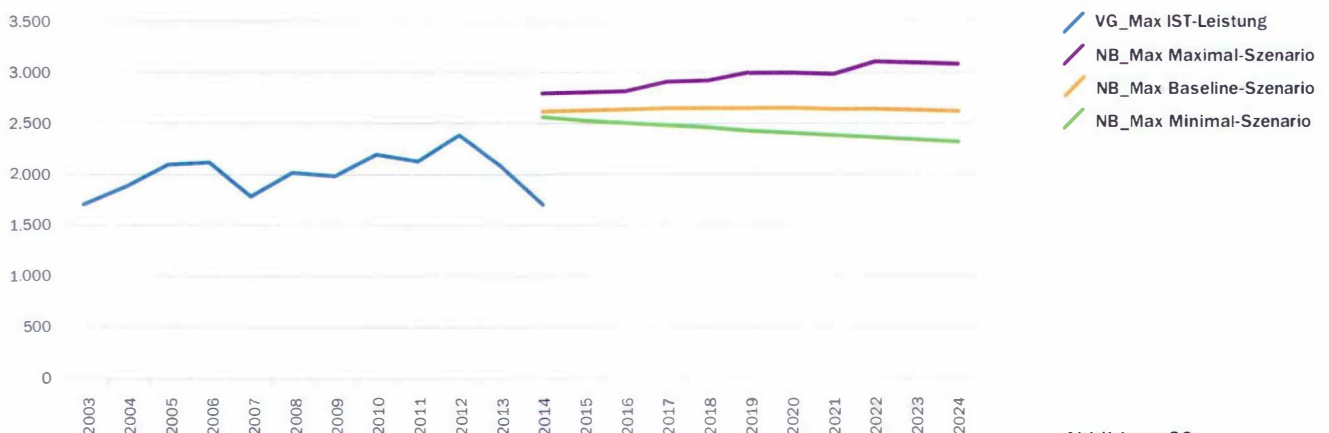


Abbildung 39
Langfristige Planung 2014

Quelle: AGGM LFP 2014

der letztjährigen LFP werden mangels Realisierung des Gaskraftwerkes Klagenfurt nicht mehr weiterverfolgt.

Zum Monitoring bereits in vorangegangenen LFP genehmigter Projekte ist festzuhalten, dass die Anbindung des Speichers 7Fields an das Verteilernetz Anfang 2014 in Betrieb genommen wurde, der Ausbau der Westschiene wurde im Sommer 2014 abgeschlossen.

Koordinierter Netzentwicklungsplan 2014

Aufgrund der Verschmelzung der Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsges.m.b.H. und der Gas Connect Austria GmbH sowie aufgrund der Liquidation der Tauerngasleitung GmbH umfasst der KNEP 2014 nur noch zwei Fernleitungsnetzbetreiber.

Der KNEP wurde bereits zum dritten Mal erstellt und es kann eine kontinuierliche Verbesserung des Planungsinstrumentes beobachtet werden. Aufgrund von neuen Anforderungen des Infrastrukturpakets wird eine Weiterentwicklung des Planungsinstrumentes auch im kommenden Jahr erforderlich sein.

Im diesjährigen KNEP wurden sieben Projekte neu eingereicht und für drei Projekte wurde eine Abänderung beantragt: Alle eingereichten Projekte wurden genehmigt, wobei das Projekt BACI – Bidirectional Austrian Czech Interconnector (2 Varianten) – und ein Projekt bezüglich zusätzlicher Kapazitäten am Punkt Murfeld als Planungsprojekte genehmigt wurden. Die Genehmigung erfolgte unter der Auflage, dass die Fernleitungsnetzbetreiber ein Projekt entwickeln, das unter Beachtung der Wirtschaftlichkeit den höchst-

möglichen Ausweis von frei zuordenbarer Kapazität (FZK) am Einspeisepunkt Arnoldstein ermöglicht.

Aufgrund der Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebungen und ausgewählter Projekte hat der MGM in Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern und unter Mitarbeit des VGM Kapazitätsszenarien erstellt.

Die Projekte im KNEP 2014 haben unter anderem die Erhöhung der technischen Ein- und Ausspeisekapazität am Punkt Überackern (Kurzstreckentransport und bzgl. Speicherpunkt 7Fields) sowie eine daraus resultierende Erhöhung der Kapazitäten am Punkt Oberkappel zum Ziel. Das Pressure Service Agreement mit den Betreibern der MEGAL Süd zur Gewährleistung der Versorgung des Großraums Linz im Fall von technischen Gebrechen im oberösterreichischen Verteilernetz wurde verlängert.

Aufsicht Verrechnungsstellen

Im Rahmen der Aufsichtsfunktion der E-Control über die Verrechnungsstellen erfolgte im Jahr 2014 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 des Anhangs zur Ausgleichsenergiebewirtschaftung, an die novellierten Regelungen gemäß der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012, welche im Jahr 2014 geändert wurden, in Bezug auf die gemeinsame Netzverlustbilanzgruppe und eine Ergänzung zur Ausgleichsenergiebewirtschaftung.

Genehmigung Allgemeine Verteilernetzbedingungen für den Zugang zum Verteilernetz

Aufgrund der Änderungen des Rechtsrahmens wurden die Netzbetreiber Ende 2013 aufgefordert, ihre Allgemeinen Bedingungen an die zuvor in Abstimmung mit der Branche und Vertretern der Netzbenutzer adaptierte Musterfassung anzupassen. Inhaltlich sollen damit insbesondere die in der Novelle zum GWG 2011 (BGBl. I 174/2013) vorgesehenen Änderungen in der Grundversorgung, beim Versorgerwechsel und bei intelligenten Messgeräten (Smart Meter) sowie die Neufassung der Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung (BGBl. II 271/2013) in den Vertragsbeziehungen zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer abgebildet werden. In der ersten Jahreshälfte wurden die geänderten Allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber zur Genehmigung eingereicht. Aufgrund der Wechselverordnung 2014 (BGBl. II 167/2014) waren während der laufenden Verfahren Anpassungen der Musterfassung und damit der eingereichten Allgemeinen Bedingungen erforderlich. Außerdem wurde auch eine Harmonisierung der einschlägigen Regelungen mit dem Strombereich angestrebt. Die Genehmigungen werden Anfang 2015 abgeschlossen sein.


Allgemeine Lieferbedingungen (Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit Erdgas)

Nach § 125 Abs. 1 GWG 2011 haben Versorger Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit Erdgas (AGB) für Kunden, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, zu erstellen. Die AGB sowie ihre Änderungen sind der Regulierungsbehör-

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

Im Jahr 2014 zeigten zwei Gasversorger erstmalig ihre AGB und etwa 30 Gasversorger Änderungen ihrer AGB an, dies insbesondere anlässlich des am 26.5.2014 kundgemachten Verbraucherrechte-Richtlinie-Umsetzungsgesetzes – VRUG, BGBl. I Nr. 33/2014. Aufgrund dieses Gesetzes wurde ein neues Gesetz – das Fern- und Auswärtsgeschäfte-Gesetz (FAGG) – erlassen sowie Änderungen im Konsumentenschutzgesetz (KSchG) vorgenommen. Wesentliche Vorteile für den Verbraucher bringt die dadurch erfolgte Verlängerung der Rücktrittsfrist auf 14 Tage (anstelle von 7 Werktagen bzw. 1 Woche) bei Fernabsatzverträgen sowie bei außerhalb von Geschäftsräumen abgeschlossenen Verträgen zwischen Unternehmern und Verbrauchern i.S.d. KSchG. Der Rücktritt vom Vertrag ist darüber hinaus nun formfrei möglich. Kommt ein Unternehmer seinen das Rücktrittsrecht betreffenden Pflichten nicht nach, verlängert sich die Rücktrittsfrist um 12 Monate. Darüber hinaus wurden für Unternehmer weitreichende, vor Vertragsabschluss an den Ver-

ENTWICKLUNG DER OTC DA HANDELSMENGEN AM VHP in MWh

CEGH OTC-Volumen 2014 
 CEGH OTC-Volumen 2013 

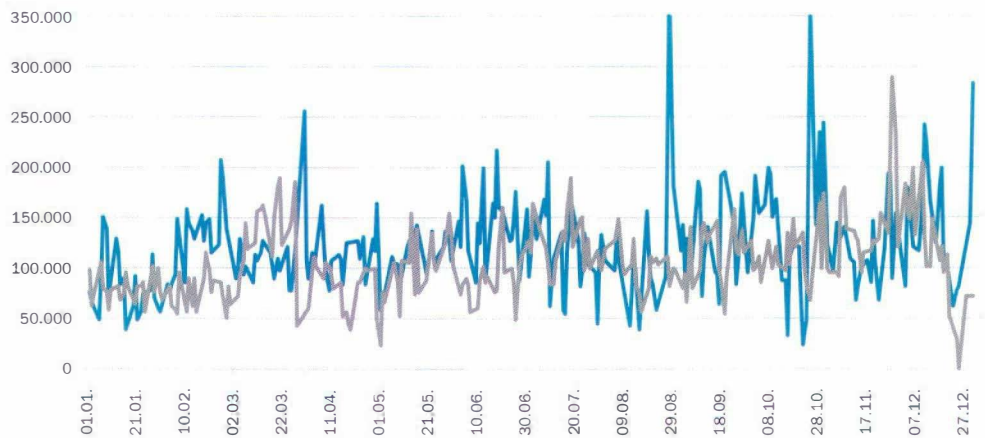




Abbildung 40
 Entwicklung der Handelsmengen am OTC-Spotmarkt im Vergleich 2014 zu 2013

Quelle: E-Control

MENGENENTWICKLUNG AN DER BÖRSE in MWh

Handelsvolumen 2013 
 Handelsvolumen 2014 

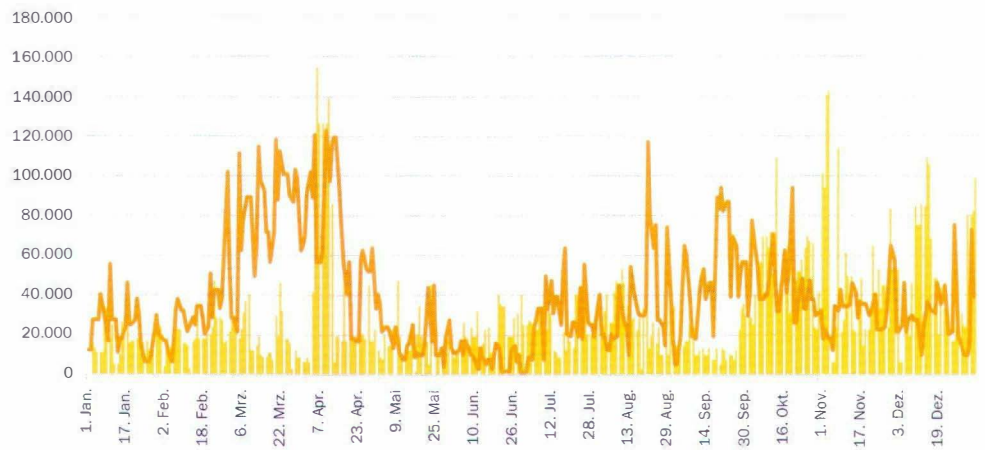


Abbildung 41
 Mengenentwicklung an der Börse

Quelle: E-Control

braucher zu richtende Informationspflichten normiert. Die E-Control forderte alle Gasversorger auf, ihre AGB an die neue Rechtslage anzupassen. Im Zuge einer Vorabstimmung der E-Control mit den Gasversorgern konnte bei bedenklichen Klauseln schon frühzeitig der rechtmäßige Zustand herbeigeführt werden, sodass im Jahr 2014 die Verfahren beendet werden konnten, ohne die AGB mit Bescheid zu untersagen.

Aufsicht Handelsplätze – CEGH

Die Liquiditätskennzahlen am virtuellen Handelspunkt sind grundsätzlich sehr gut. Die Preise am virtuellen Handelspunkt sind sehr stabil und spiegeln das europäische Niveau wider. Die Handelsmengen am OTC-Spotmarkt haben sich auch 2014 wieder gut entwickelt und sind im Vergleichszeitraum zu 2013 um rund 13 Prozent gestiegen.

Noch besser als am OTC-Markt haben sich die Handelsmengen an der Börse entwickelt. Hier wurde im Vergleich zu 2013 ein Zuwachs von beachtlichen 64 Prozent verzeichnet, was auch die Attraktivität des Marktes widerspiegelt.

Im Rahmen der Aufsichtsfunktion der E-Control über die Handelsplätze konnten die Kosten für Marktteilnehmer im Zuge der Handelstätigkeit am virtuellen Handelspunkt im Marktgebiet Ost, in Zusammenarbeit mit dem Betreiber des virtuellen Handelspunktes, ab April 2014 gesenkt werden. Dies wurde ermöglicht durch eine Inkludierung eines Han-

delsvolumens von 21.900 MWh in die monatliche Basisgebühr von EUR 1.000,- und durch eine Senkung der variablen Gebühren auf 0,012 EUR/MWh für Handelsmengen zwischen 0 und 10.000.000.000 MWh innerhalb von zwölf Monaten und 0,006 EUR/MWh für Handelsmengen darüber.

Ausgleichsenergiemarkt

Im Gas-Marktmodell 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 „ex ante“-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 Ausspeisungen auf Fern- und Verteilernetzebene inklusive der Speicher-, Produktions- und Biogas-mengen sowie die angemeldeten Ausspeisungen

zu Endverbrauchern – in seiner Bilanzierung berücksichtigt. Der Marktgebietsmanager berücksichtigt keine tatsächlich gemessenen Mengen, wie es der Bilanzgruppenkoordinator für seine Bilanzierung tut.

Das System der Marktgebietsbilanzierung hat sich bewährt und die Zahlen des Marktgebietsmanagers zeigen, dass Glattstellungen der einzelnen Bilanzgruppen durch den Marktgebietsmanager in der Regel nur selten erforderlich sind. Die erhöhten Abweichungen im Oktober und November 2014 sind auf die Liefereinschränkungen der russischen Importmengen im Zuge der Ukraine Krise zurückzuführen.

Der für die Beanreizung der Ausgeglichenheit auf stündlicher Basis in Anwendung kommende Strukturierungsbeitrag konnte im Juli 2014 im Rahmen der Marktaufsicht

der Regulierungsbehörde und in Kooperation mit dem Marktgebietsmanager auch heuer wieder gesenkt werden, und zwar auf 1 EUR/MWh für Abweichung von 0 bis 700 MW, darüber hinaus gilt weiterhin ein Strukturierungsbeitrag von 4 EUR/MWh.

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

Der Verteilergebietsmanager hat für die Abdeckung seiner Strukturierungsbedürfnisse in erster Linie den Netzpuffer im Verteilergebiet und

MARKTGEBIETSSALDO in KWh

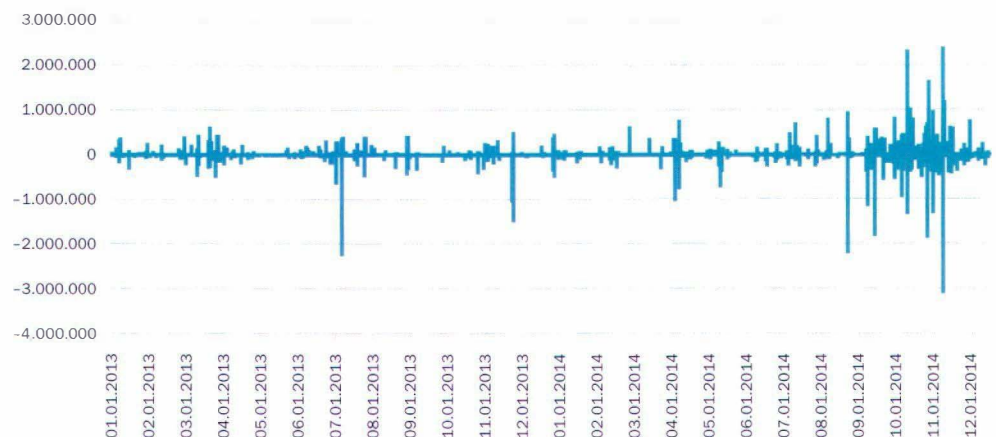


Abbildung 42
Marktgebietssaldo im
Marktgebiet Ost

Quelle: E-Control

im Marktgebiet Ost, wenn vorhanden auch den Netzpuffer der Fernleitungen zu verwenden. Abrufe von physikalischer Ausgleichsenergie müssen vorrangig über die Börse am virtuellen Handlungspunkt erfolgen (für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg ist dies der VHP des Net-Connect Germany Marktgebietes), wobei bei mangelnder Liquidität und zeit- und lokations-abhängigen Bedürfnissen auch von der Merit Order List abgerufen werden kann.

Bei den stundenbilanzierten Mengen für Endverbraucher wird gemäß § 32 Abs. 2 GMMO-VO 2012 für das Marktgebiet Ost und § 44 Abs. 2 GMMO-VO 2012 für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg als Ausgleichsenergiepreis ein mengengewichteter Durchschnittspreis je Stunde auf Basis der Ausgleichsenergieabrufe des 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 auf diesen mengengewichteten Durchschnittspreis je Stunde aufschlägt bzw. auch einen Abschlag von drei Prozent auf diesen Preis erhält, wenn man zu viel an Menge nominiert hat im Vergleich zum tatsächlichen Verbrauch und somit Ausgleichsenergie verkauft.

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

PHYSIKALISCHE AUSGLEICHSENERGIEABRUFE MG OST in MWh

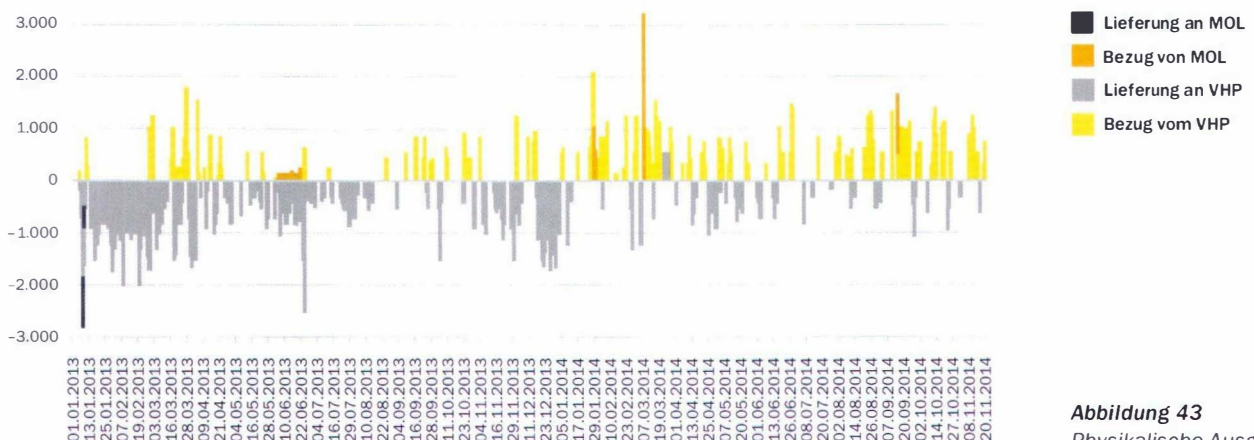


Abbildung 43
Physikalische Ausgleichsenergieabrufe MG Ost

Quelle: AGCS

PHYSIKALISCHE AUSGLEICHSENERGIEABRUFE MG TIROL/VORARLBERG in MWh

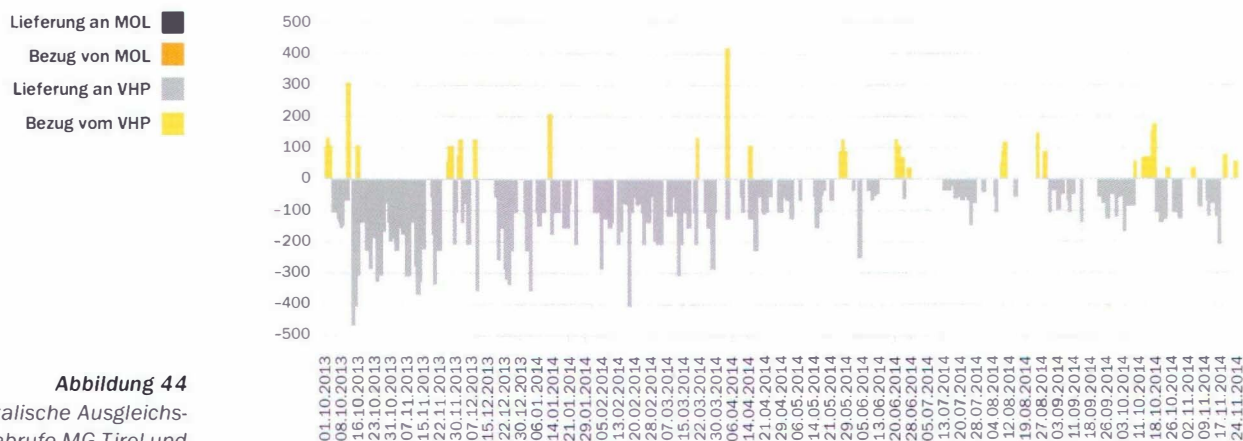


Abbildung 44

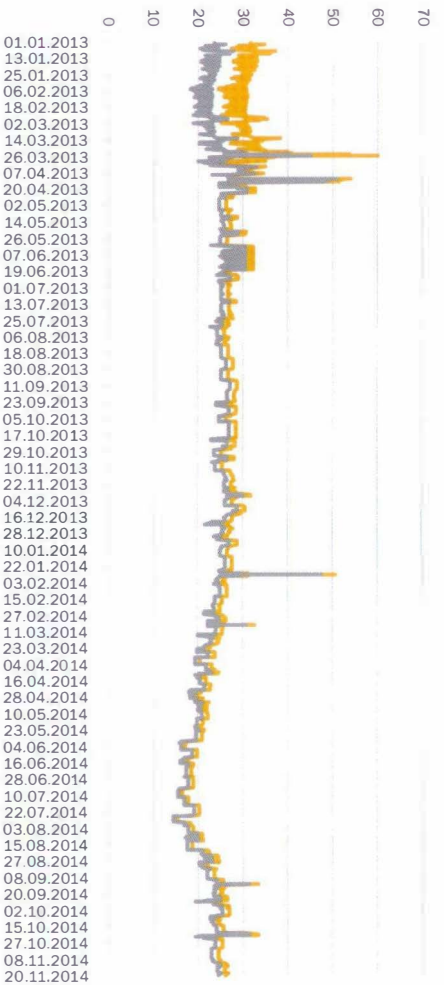
Physikalische Ausgleichsenergieabrufe MG Tirol und Vorarlberg

Quelle: A&B

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

Gemäß § 32 Abs. 6 GMMO-VO 2012 für das Marktgebiet Ost und § 44 Abs. 6 GMMO-VO für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg hat der jeweilige Bilanzgruppenkoordinator die Möglichkeit, eine verbrauchsabhängige Umlage auf die Mengen der Netzbenutzer in der Tagesbilanzierung zu verrechnen, sofern sich aus seiner jeweiligen Ausgleichsenergieverrechnung eine Unterdeckung ergibt. Im Marktgebiet Ost beträgt diese Umlage derzeit 0 EUR/MWh. Mit einer Ausnahme von drei Monaten im vierten Quartal 2013 war bisher keine Notwendigkeit zur Verrechnung einer Umlage gegeben. In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg war die Umlage, bis auf eine einmonatige Ausnahme zur Einführung des neuen Marktmodells im Westen im Oktober 2013, bisher ebenfalls nicht erforderlich und beträgt somit auch 0 EUR/MWh. Überdeckungen

AUSGLEICHSENERGIEPREISE FÜR STUNDENBILANZIERER IM MG OST in EUR/MWh

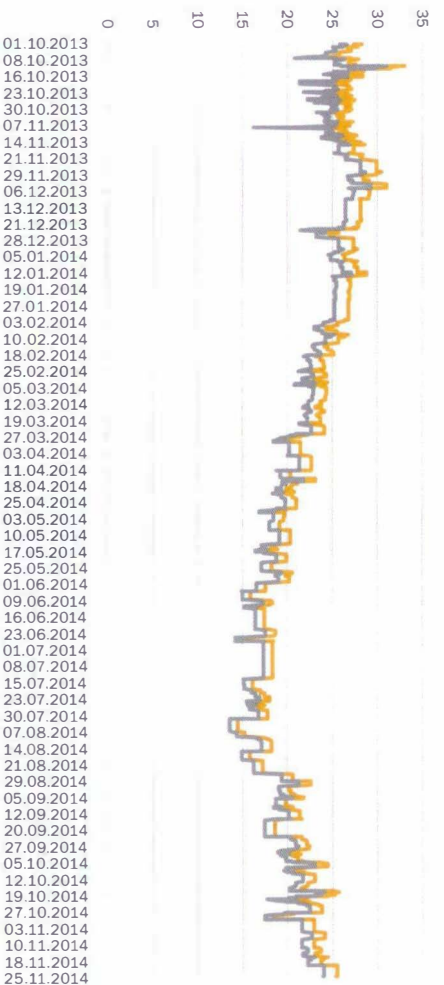


— AE-Preis Bezug (BE-Price Buy)
— AE-Preis Lieferung (BE-Price Sell)

Abbildung 45
Ausgleichsenergiepreise für Stundenbilanzierer im Marktgebiet Ost

Quelle: AGCS

AUSGLEICHSENERGIEPREISE FÜR STUNDENBILANZIERER IM MG TIROL/VORARLBERG



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

Abbildung 46
Ausgleichsenergiepreise für Stundenbilanzierer in Marktgebieten Tirol und Vorarlberg

Quelle: A&B

AUSGLEICHSENERGIEPREISE FÜR TAGESBILANZIERER IM MG OST in EUR/MWh

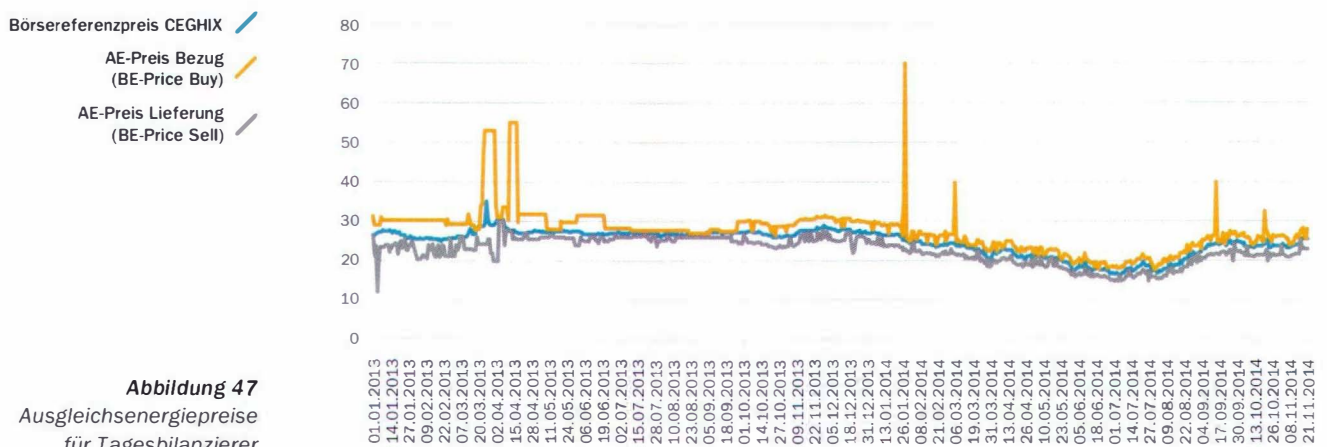
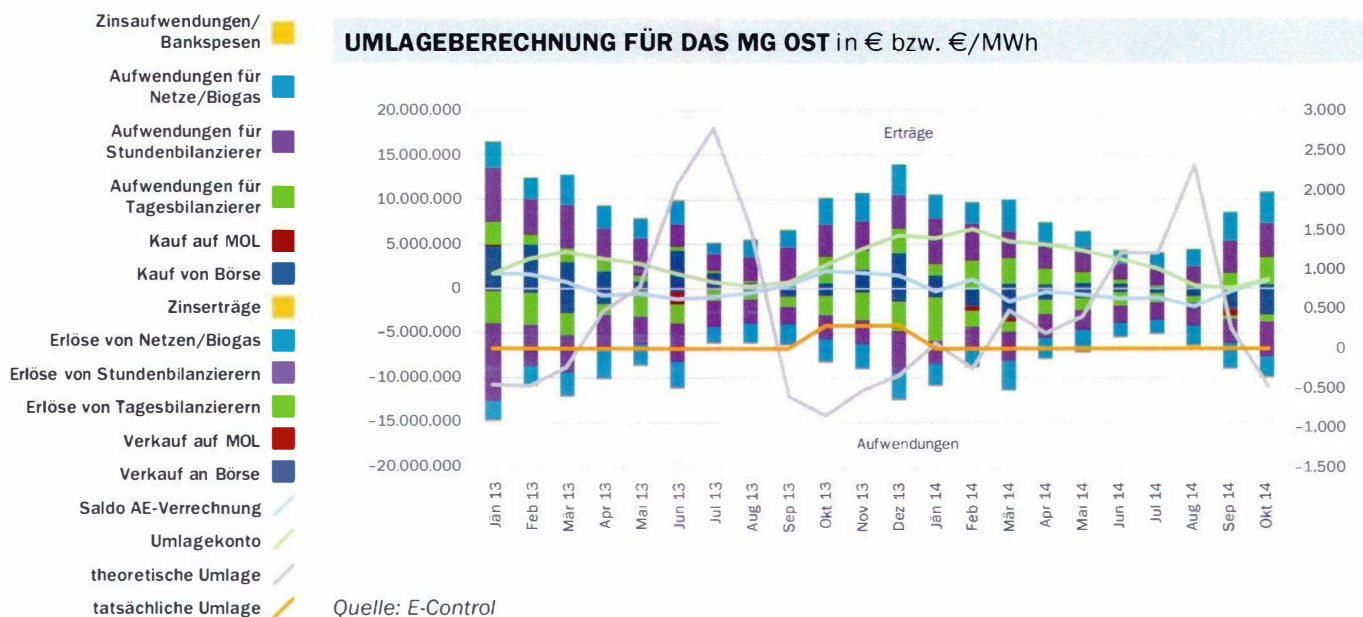


Abbildung 47
Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer im Marktgebiet Ost

Quelle: AGCS

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



Quelle: E-Control

Abbildung 49
Grafische Darstellung der Umlageberechnung für das Marktgebiet Ost

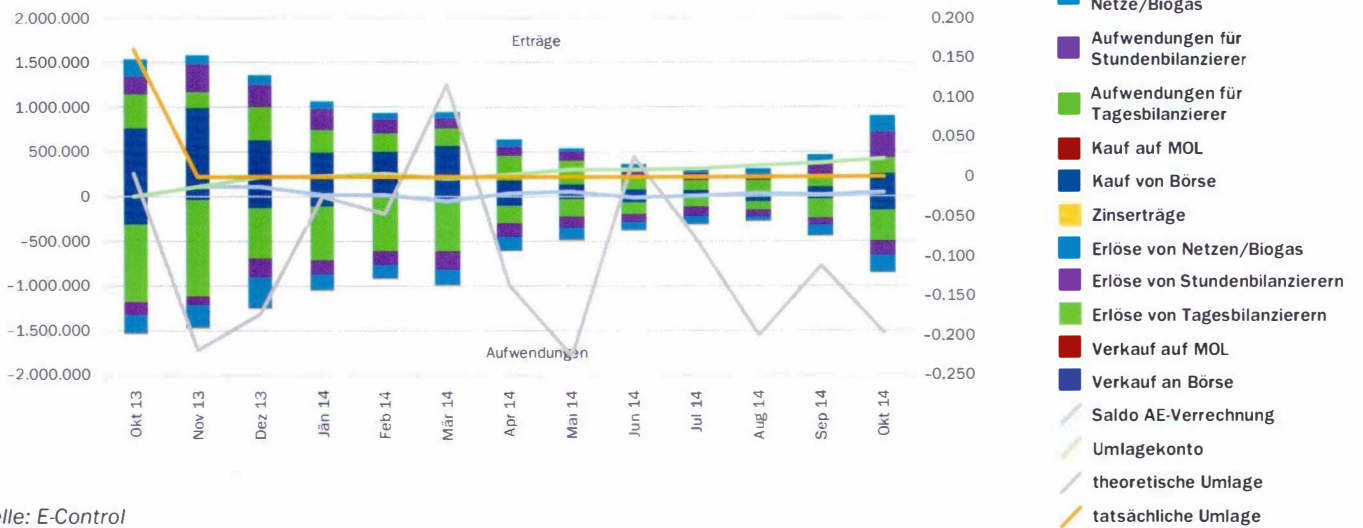
AUSGLEICHSENERGIEPREISE FÜR TAGESBILANZIERER IM MG TIROL/VORARLBERG



Abbildung 48
Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer in Marktgebieten Tirol und Vorarlberg

Quelle: A&B

UMLAGEBERECHNUNG FÜR DIE MG TIROL/VORARLBERG in € bzw. €/MWh



Quelle: E-Control

Abbildung 50
Grafische Darstellung der Umlageberechnung für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg

werden auf ein separates Umlagekonto beim jeweiligen Bilanzgruppenkoordinator verbucht. Der Stand auf dem Umlagekonto für das Marktgebiet Ost beträgt per November 2014 EUR 1.030.449,- und der für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg EUR 419.668,-.

Speichermarkt

Rechtlicher Rahmen

Der rechtliche Rahmen für den Speicherzugang in Österreich wird auf europäischer Ebene durch die Richtlinie 2009/73/EG und Verordnung (EG) Nr. 715/2009, Artikel 15, 17 und 19 sowie auf nationaler Ebene durch das GWG 2011 und die Gas-Marktmodell-Verordnung (GMMO-VO) festgelegt.

Allokationsverfahren und Engpassmanagement

Der Zugang zu Gasspeichern ist im GWG 2011 auf verhandelter Basis festgelegt worden (§ 98 (1)). Dies bedeutet im Wesentlichen, dass Speicherinteressierte keinen garantierten Zugang zu Speicher haben, sondern nur wenn Speicherkapazitäten verfügbar sind (§ 97 (2)).

Die genauen Zugangsregeln sind im GWG 2011 in §§ 97 ff. festgeschrieben. Die Bestimmungen aus Artikel 17 und Artikel 22 der EU-VO 715/2009 hinsichtlich Speicheranlagen betreffende Grundsätze der Kapazitätszuweisungsmechanismen (Vergabeverfahren) und Verfahren für das Engpassmanagement sowie der Handel mit Kapazitätsrechten sind in den §§ 103 und 104 GWG 2011 detailliert dargestellt.

Demnach ist gem. § 103 (1) GWG jener Mechanismus zu wählen, der eine diskriminierungs-

freie und transparente Kapazitätsvergabe bestmöglich gewährleistet, wobei zwingend dann eine Auktion zu erfolgen hat, wenn die Nachfrage höher als das Angebot ist. Jedenfalls sind alle geplanten Kapazitätsvergabeverfahren der Regulierungsbehörde rechtzeitig anzuzeigen und gegebenenfalls über deren Aufforderung abzuändern oder neu zu erstellen.

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

Allokationen und Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten in 2014

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

Eon Gas Storage hat im 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 2014 über Store-X 2 bzw. 3,7 Mrd. kWh

Arbeitsgasvolumen versteigert. Im Juni 2014 wurden die Mengen für den Zeitraum 1.7.2013 bis 31.3.2015 vergeben, 100% der angebotenen Mengen wurden den Bietern zugeteilt. In der Auktion vom Oktober wurden 85% der angebotenen Mengen vergeben, die restlichen sollen im ersten Quartal 2015 erneut angeboten werden.

Kunden der Speicherunternehmen sind in- und ausländische Gasunternehmen. Verfügbare Speicherkapazitäten werden auf den Homepages der Unternehmen veröffentlicht. Eon Gas Storage, OMV Gas Storage und Astora wiesen für das Speicherjahr 2014/2015 keine verfügbaren Speicherkapazitäten mehr aus, RAG Energy Storage und GSALLC dagegen hatten noch ca. 7% ihrer Speicherkapazitäten frei. Auch Speicherkunden vermarkten ihre Speicherkapazitäten über Store-X, z.B. Axpo¹⁵ und Shell.

Speicherentgelte

Die Regulierung der Speicherentgelte erfolgt nach wie vor auf der Basis einer Preisobergrenze, die sich an den Speicherentgelten in anderen Mitgliedstaaten orientiert: Die Speicherentgelte dürfen nicht höher als 20% des Durchschnitts veröffentlichter Entgelte für vergleichbare Leistungen in den Mitgliedstaaten sein; wird diese Grenze überschritten, kann die Regulierungsbehörde die Kostenbasis der Preisansätze bestimmen (§ 99(2)). Nach wie vor müssen alle Speicherverträge der E-Control vorgelegt werden (§ 101).

Die Speichernutzungsentgelte sind je nach Zugangsregime (verhandelt oder reguliert) unterschiedlich festzulegen, wobei im Fall eines ver-

handelten Zugangs gem. § 99 (2) GWG die von einem Speicherunternehmen veröffentlichten Speichernutzungsentgelte nicht mehr als 20% über dem Durchschnitt veröffentlichter Entgelte für vergleichbare Leistungen innerhalb der Europäischen Union liegen dürfen, ansonsten hat die Regulierungsbehörde zu bestimmen, welche Kostenbasis den Preisansätzen der Speicherunternehmen zu Grunde zu legen ist, wobei die Grundsätze der Kostenverursachung und Kostenorientierung gelten.

Aufgrund des derzeit aktuell verhandelten Zugangsregimes wird seitens der Regulierungsbehörde im Zuge dieser Speichermarktanalyse die Entgeltgestaltung vor dem Hintergrund der 20%-Benchmarks im Detail überprüft.

Im Fall eines regulierten Speicherzugangs bedürfen gem. § 100 (1) die Methoden zur Berechnung der Speichernutzungsentgelte der Genehmigung der Regulierungsbehörde. Die Methoden können auch vorsehen, Speichernutzungsentgelte mittels marktorientierter Verfahren wie Auktion festzulegen. Jedenfalls sind die Methoden auf der Homepage des Speicherunternehmens zu veröffentlichen und gegebenenfalls auf Verlangen der Regulierungsbehörde nachzuweisen.

Transparenz und Monitoring

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

¹⁵ Vgl. Energate vom 17.3.2014: Axpo und Eon Gas Storage schließen Vermarktungen ab. <http://www.energate-messenger.de/news/141566/Axpo-und-Eon-Gas-Storage-schlie%DFen-Vermarktungen-ab>

Recht wurde nicht vorgenommen. Seitens der E-Control wurden 2012 Auslegungsgrundsätze entwickelt, die die Rechtsansicht der Regulierungsbehörde zur Umsetzung der für Speicheranlagen betreffende Transparenzanforderungen (Artikel 19 VO (EG) Nr. 715/2009) und Dienstleistungen für den Zugang Dritter (Artikel 15 (2) lit b und c VO (EG) Nr. 715/2009) wiedergeben und diesbezügliche Mindestanforderungen festlegen. Für 2015 sieht die E-Control im Zuge des laufenden Monitorings eine weitere nationale sowie über die CEER Gas Storage Task Force (GST TF) eine erstmals auf breiter Basis international durchgeführte Überprüfung der Umsetzung der Transparenzanforderungen vor.

Artikel 19 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 sieht für die Betreiber von Speicheranlagen verschärfte Bestimmungen für die Veröffentlichung der Daten zur Speichernutzung vor, um die Transparenz zu erhöhen. Daten zur Speichernutzung (Stand Arbeitsgasvolumen, Ein- und Ausspeicherung) sind dabei auf täglicher Basis mit einem Tag Verzögerung auf der Homepage der Speicherunternehmen zu veröffentlichen.

Daneben werden diese Daten auch seit 1.1.2013 auf der Datenplattform des Marktgebietsmanagers¹⁶ für die Speicher veröffentlicht, die direkt an das Marktgebiet angeschlossen sind, das sind die Speicher der OMV Gas Storage, RAG Energy Storage und Eon Gas Storage.

Auf europäischer Ebene werden diese Daten von GSE veröffentlicht¹⁷, auch für Österreich.

Dabei werden die Daten von OMV Gas Storage, RAG Energy Storage und Astora publiziert, die Kapazitäten der Eon Gas Storage werden hier, da der Speicher 7Fields auch an das deutsche Netz angeschlossen ist, unter den Daten für Deutschland veröffentlicht. Diese aggregierten Daten entsprechen also nicht den aggregierten Daten des Marktgebietsmanagers.

Darüber hinaus enthalten die Transparenzbestimmungen Anforderungen hinsichtlich der Veröffentlichung des Dienstleistungsangebots sowie der Tarifbildung.

Laut Gas-Monitoring-Verordnung (GMO-VO) sind Marktteilnehmer dazu verpflichtet, in regelmäßigen Abständen (monatlich, jährlich) von der E-Control verordnete Daten zu einer Reihe von markt- und wettbewerbsrelevanten Aspekten zu liefern.

Netzzugang für Speicher und Transporttarife
Die gesetzliche Grundlage für den Netzzugang für Speicher findet sich in § 27 (1) GWG, wonach der Netzbetreiber, an dessen Netz die Speicheranlage, für die Netzzugang begehrt wird, angeschlossen ist, dem Netzzugangsberechtigten Netzzugang zu den Allgemeinen Bedingungen und dem mit Verordnung festgelegten Systemnutzungsentgelt zu gewähren hat.

Unterschieden werden muss in diesem Zusammenhang der Tarif gem. § 4 Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 für die Netznutzung für die Speicher, die an das Fernleitungsnetz angebunden sind (7Fields und der slowakische Speicher LAB) und der Tarif gem. § 12 Gas-Systemnutzungsentgelte-

¹⁶ https://mgm.gasconnect.at/gca_mgm/mgm/visualisation.do?type=storage&reset=true&reset=true

¹⁷ https://transparency.gie.eu.com/daily_info.php

Verordnung 2013 für die Speicher, die an das Verteilnetz angebunden sind, wobei dieser lediglich bei der Einspeicherung bezahlt wird.

Eine wesentliche Neuerung betrifft die Buchung der Transportkapazität für Speicher. Seit 1.1.2013 bucht gemäß § 16 Gas-Marktmodell-Verordnung das Speicherunternehmen beim Netzbetreiber einmal jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr die für die Ein- und Ausspeicherung maximal vorzuhaltende Kapazität. Dabei ist der Netzbetreiber dazu verpflichtet, die zuletzt gebuchte Kapazität für das Folgejahr dauerhaft vorzuhalten. Eine Erhöhung der Jahresbuchung kann im Wege des Netzzugangsanspruchs gemäß § 13 erfolgen.

Entflechtung

Eine der wesentlichen Voraussetzungen für einen funktionierenden Speichermarkt ist die Einhaltung der gesetzlich vorgeschriebenen Entflechtungsvorschriften.

In Umsetzung des Art. 15 RL 2009/73/EG in nationales Recht haben Speicherunternehmen eine gesellschaftsrechtliche und organisatorische Entflechtung vorzunehmen. Die Unabhängigkeit des Speicherunternehmens muss u.a. durch eine gesellschaftsrechtliche Ausgliederung aus dem vertikal integrierten Erdgasunternehmen, durch Ressourcenausstattung, Handlungsunabhängigkeit des Leitungspersonals, Aufstellung eines Gleichbehandlungsprogramms und -beauftragten (§ 107 (1) und (2) GWG 2011) sowie der vertraulichen Behandlung von wirtschaftlich sensiblen Informationen (§ 11 GWG 2011) sichergestellt werden.

Speicherkapazitäten in Österreich in 2014

Die Speicherkapazitäten in Österreich sind in 2014 um 9% auf 91.127 GWh gestiegen. Speicher, die direkt an das Marktgebiet Ost angebunden sind, haben ein Arbeitsgasvolumen von 61.427 GWh. Der Verbrauch ist dagegen in 2014 um ca. 8% auf 80.000 GWh gesunken.

Auch der Speicher LAB in der Slowakei ist über die Transportleitung MAB an den österreichischen Markt angebunden. Dieser Speicher hat ein AGV von 652 Mio m³ und eine Entnahmelistung von 285.416 m³/h.¹⁸

Speichernutzung in 2014

Die österreichischen Gasspeicher waren zu Beginn des Gasjahres 2014/2015 deutlich höher als im Vorjahr befüllt, und zwar zu 99% im Vergleich zu 86% in 2013. Dies ist zum einen durch die höheren Ausgangsfüllstände nach dem milden Winter 2013/2014 bedingt, aber auch auf eine höhere Einspeisung in den Sommermonaten aufgrund günstiger Gasgroßhandelspreise zurückzuführen.

GAS-MONITORING-VERORDNUNG

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). Dazu ist eine umfas-

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

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

Abbildung 51
Speicherkapazitäten
in Österreich,
Stand Dezember 2014

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/>

sende laufende Datenerhebung notwendig. Rechtliche Grundlage dafür ist die Gas-Monitoring-Verordnung - GMO-VO (gem. § 131 (2) GWG), 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).

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 i.d.F. BGBl. I Nr. 107/2011 festgelegten Verpflichtungen (Untersuchungen, Gutachten und Stellungnahmen über die Markt- und Wettbewerbsverhältnisse im Erdgasbereich)

ERDGAS IN ÖSTERREICH – SPEICHERINHALTE ZUM MONATSLETZTEN in GWh

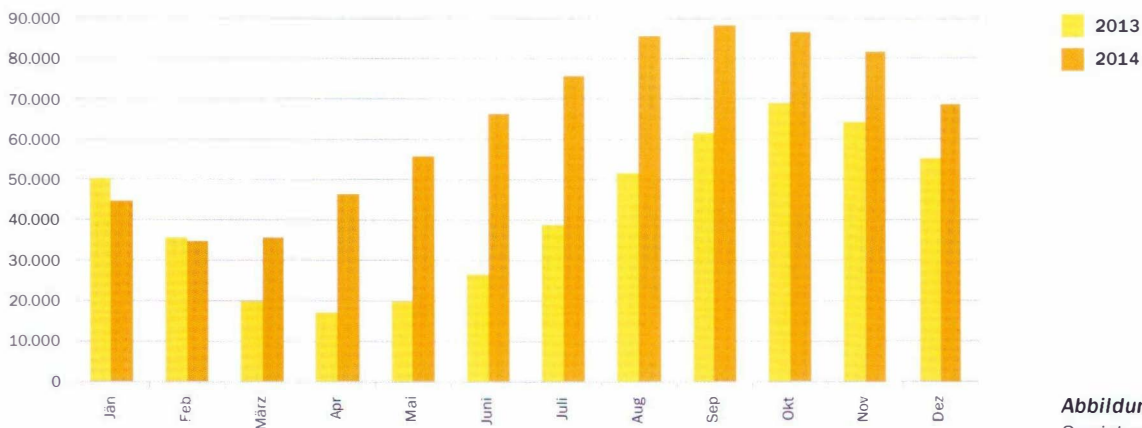


Abbildung 52
Speicherfüllstände in 2013 und 2014 in Österreich

Quelle: E-Control

EIN- UND AUSPEICHERUNG BEI DEN ÖSTERREICHISCHEN SPEICHERN in GWh



Abbildung 53
Ein- und Ausspeicherung bei den österreichischen Speichern in 2013 und 2014

Quelle: E-Control

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 in 2013 begonnene Datenerhebung wurde in 2014 weiterverfolgt – auch nach Rückmeldungen der Datenlieferanten – Verbesserungen aufgenommen und die Erhebungsformulare angepasst.

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) E-Control-Gesetz). Dazu ist die E-Control gemäß § 34 E-Control-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.

VERSORGUNGSSICHERHEIT GAS

2014 war geprägt von der Ukraine-Krise und ihren Folgen für die Gaswirtschaft. Die Ukraine ist eine wichtige Transitroute für russisches Gas nach Europa: 2013 wurden ca. 30% der russischen Gasmengen durch die Ukraine nach Europa geliefert. Der anhaltende Disput zwischen der Ukraine und Russland über die Zahlungen der Gaslieferungen an die Ukraine und die daraus folgende Einstellung der Lieferungen im Juni 2014 von Gazprom Export an die ukrainische Naftogaz haben daher die Versorgungssicherheit im Gasmarkt in den Fokus gerückt.

Die rechtliche Basis für die Sicherung der Gasversorgung bilden auf europäischer Ebene die Verordnung (EG) 994/2010 (SoS-VO) und auf nationaler Ebene das GWG 2011, das Energielenkungsgesetz und die Energielenkungsdaten-VO. In diesen Verordnungen und Gesetzen werden die Zuständigkeiten für die Versorgungssicherheit festgelegt. Diese beziehen sich auf die Sicherheit im Netzbetrieb und bedarfsgerechten Netzausbau, umfassen aber auch Pflichten für Versorger von Endkunden zur Vorsorge für Krisenfälle.

Darüber hinaus wird die Versorgungssituation am Gasmarkt laufend von der Regulierungsbehörde überwacht. Um die Datengrundlage für das frühzeitige Erkennen einer möglichen Krise zu gewährleisten, wurde von der E-Control die sogenannte Energielenkungsdaten-Verordnung erlassen, die Marktteilnehmer verpflichtet, die für die Überwachung der Erdgasversorgungssituation relevanten Daten an die Behörde zu übermitteln. Auf Basis dieser Daten erstellt die E-Control detaillierte Analysen und kann somit einen sich abzeichnenden Engpass der Erdgasversorgungslage frühzeitig erkennen und entsprechende Prozesse starten.

Sollte eine eingetretene Krise nicht mehr durch den Markt selbst beherrschbar sein – wobei zu erwähnen ist, dass ein solcher Fall noch nie eingetreten ist –, hat der Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft die Möglichkeit, die sogenannte Energielenkungsmaßnahmen-Verordnung zu erlassen.

Die in dieser Verordnung angeführten Maßnahmen werden von der Regulierungsbehör-

de und den adressierten Marktteilnehmern umgesetzt, wobei diese Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit dienen (z.B. Verbrauchsbeschränkungen für Industriekunden) und somit über marktconforme Maßnahmen hinausgehen.

LIEFEREINKÜRZUNGEN

Seit Mitte September kam es teilweise zu Einkürzungen der Lieferungen von Erdgas aus Russland nach Österreich und anderen europäischen Staaten. Auswirkungen auf die Gas-Versorgungslage hatte dies aufgrund der hohen Speicherstände und des niedrigen Verbrauchs allerdings keine. Liefereinkürzungen von russischem Gas können auch über einen längeren Zeitraum überbrückt werden. Lieferreduktionen in geringerem Ausmaß wurden auch in der Vergangenheit immer wieder beobachtet, die Länge und der Umfang der Kürzungen im Jahr 2014 war aber ungewöhnlich.

Energielenkung

Erstmals wurden für den 19. September 2014 von Versorgern Einschränkungen bei Erdgas von mehr als 30% der angemeldeten Lieferungen gemeldet. Diese Meldepflicht erfolgt im Rahmen der Frühwarnung, für die sowohl im Elektrizitäts- wie auch im Erdgasbereich neue Regelungen in den entsprechenden Energielenkungsdaten-Verordnungen definiert worden sind.

Die Einschränkung von Erdgaslieferungen betraf bei einigen Versorgern bis zu 58% der in Baumgarten angemeldeten Importe, für das gesamte Marktgebiet waren bis zu 50% der erwarteten Lieferungen aus Baumgarten betroffen.

Insgesamt war jedoch kein Versorgungsrisiko gegeben. Dies war einerseits bedingt durch den hohen Füllungsgrad der Erdgasspeicher – gekoppelt mit im Vergleich zu den Vorjahren deutlich höheren Kapazitäten – und andererseits durch den teilweise hohen Verbrauchsrückgang sowohl infolge höherer Temperaturen und damit geringerem Wärmebedarf wie auch aufgrund reduziertem Erdgaseinsatz bei den Wärmekraftwerken.

SoS-VO: Infrastrukturstandard (Art. 6)

Als präventive Maßnahmen wurde in der SoS-VO die Einhaltung des Infrastrukturstandards festgelegt. Der Infrastrukturstandard schreibt vor, dass die Kapazität (Import, Speichereinnahme, Produktion) in einem berechneten Gebiet (hier das Marktgebiet Ost) so dimensioniert sein muss, dass eine sehr hohe Nachfrage auch bei Ausfall der größten Einzelinfrastruktur (Netzkopplungspunkt Baumgarten) gedeckt werden kann. Das Ergebnis der Berechnung mittels der Formel in Anhang I der SoS-VO muss über 100% liegen. Ziel des Infrastrukturstandards ist, dass ausreichend Infrastrukturflexibilität vorhanden ist, sodass auch ein Ausfall der größten Lieferquelle kompensiert werden kann.

Die Erfüllung des Infrastrukturstandards ist auch als eines der Ziele in der nationalen Gesetzgebung verankert:

- > sowohl im Rahmen der langfristigen Planung des Verteilergiebtsmanagers (§ 22 (1) Z. 3 GWG 2011)
- > als auch im Rahmen des koordinierten Netzentwicklungsplanes des Marktgebtsmanagers (§ 63 (4) Z. 4 GWG 2011).

Beide – Verteilergiebtsmanager und Marktgebtsmanager – haben also den gesetz-

lichen Auftrag, darauf zu achten, dass der derzeit erfüllte Infrastrukturstandard auch weiterhin aufrecht erhalten wird. Durch die Genehmigung der oben genannten Pläne beurteilt die E-Control die Einhaltung des Infrastrukturstandards.

Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost (dieses umfasst die Bundesländer Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark und Wien) ist mit 235% erfüllt, das heißt, bei einem Ausfall der Importe über Baumgarten könnten diese durch die Inlandsproduktion, Entnahme aus den Speichern und Importe über Deutschland ersetzt werden (siehe Abbildung 54).

Versorgungsstandard (Art. 8) SoS-VO 994/2010

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

Gesetzliche Grundlage

Artikel 8 SoS-VO iVm § 121 Abs. 5 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) verpflichtet Versorger, die geschützte Kunden gemäß Art. 2 SoS-VO mit Erdgas beliefern, den Versorgungsstandard zu gewährleisten. Die geschützten Kunden sind im Falle Österreichs die Haushaltskunden, da Österreich von der Möglichkeit, den Kreis der geschützten Kunden darüber hinaus auszudehnen, keinen

Gebrauch gemacht hat. Demnach müssen Versorger ihre Haushaltskundenversorgung in folgenden Fällen gewährleisten:

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

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

Überwachung der Einhaltung durch E-Control

Die Überwachung der Einhaltung wurde anhand einer detaillierten Befragung der Versorger von Endkunden durchgeführt. Betrachtungszeitraum für die Erhebung war die Heizperiode, also der Zeitraum von 1.10.2014 bis 1.4.2015. Für die Erfüllung des Versorgungsstandards (1) sind die angegebenen Tagesleistungen über einen Zeitraum von 7 Tagen vorzuhalten, für Versorgungsstandards (2) sind die Tagesmaximalmengen über einen Monat vorzuhalten, damit der Versorgungsstandard gewährleistet ist. Im Versorgungsstandard (3) muss der Durchschnittsverbrauch der verschiedenen Wintermonate auch bei einem Ausfall der

größten Importinfrastruktur (Baumgarten) vorgehalten werden.

Zudem wurde von den Versorgern erhoben, welche Beschaffungs- und Speicherverträge sie über welche Laufzeit, mit welchem Vertragspartner und mit welchem Vertragsübergabepunkt abgeschlossen haben, um die für die Erfüllung des Versorgungsstandards notwendigen monatlichen Mengen und Leistungen vorzuhalten. Werden die Vertragsmengen außerhalb des Marktgebiets übergeben, muss auch dargelegt werden, wie der Transport in das Marktgebiet in gleichem Ausmaß gesichert ist. Neben den Leistungsdaten der Speicherverträge und dem Namen des Vertragspartners ist auch das eingespeicherte Arbeitsgasvolumen zum 1.10.2014 anzugeben und dann monatlich zu aktualisieren. Lieferanten können zu dem Zweck der

Erfüllung des Versorgungsstandards auch Speicherverträge mit Speicherunternehmen außerhalb des Marktgebiets halten. Als gesicherte Leistung können diese aber nur angesehen werden, wenn korrespondierende feste Transportleistung vorgehalten wird, daher sind auch diese Daten anzugeben. Die Speicherstände zum jeweils 1. des Monats für September, Oktober, November, Dezember 2014 sowie Jänner, Februar und März 2015 sind monatlich zu übermitteln.

Berechnung der benötigten Mengen und Leistungen

Die österreichweiten Daten für die benötigten Mengen und Leistungen zur Erfüllung der Versorgungsstandards pro Zählpunkt der Haushaltskunden werden vom Verteilergiebtsmanager AGGM auf der Basis ihrer vorliegenden historischen Daten berechnet und zur Verfü-

ERFÜLLUNG DES INFRASTRUKTURSTANDARDS IN ÖSTERREICH in Mio. cm/d

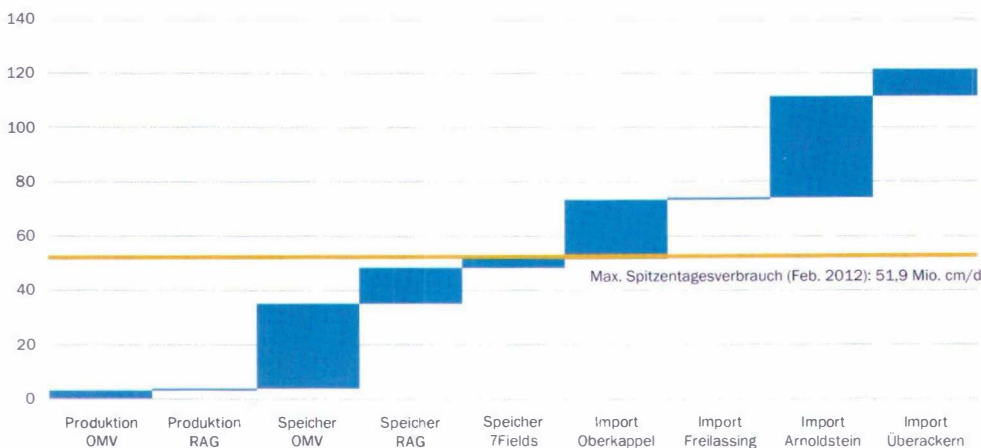


Abbildung 54
Erfüllung des Infrastrukturstandards in Österreich

Quelle: Daten AGGM, Langfristplanung

gung gestellt. Die Berechnung der erforderlichen Mengen und Leistungen für geschützte Kunden wurde dieses Jahr jeweils für die einzelnen Monate der Heizperiode heruntergebrochen, sodass zum Beispiel im Oktober geringere Mengen als im Februar vorgehalten werden müssen.

Mit den Daten der AGGM wurden auf Basis der Zählpunkteanzahl für Haushaltskunden, die der E-Control zur Verfügung stehen, die benötigten Mengen und Leistungen je Zählpunkt geschützter Kunden für die einzelnen Versorgungsstandards berechnet.

Folgende Voraussetzungen mussten für die Einhaltung des Versorgungsstandards erfüllt sein:

- > Die benötigten Mengen müssen für das Winterhalbjahr für jeden Monat des Betrachtungszeitraums zur Verfügung stehen, damit bereits zu Beginn der Heizperiode abgesichert ist, dass in der Heizperiode diese Mengen vorgehalten werden und nicht kurzfristig zugekauft werden müssen, wenn ein Engpass ist. Dies könnte nämlich in dem Fall, dass die größte Infrastruktur ausfällt, problematisch sein.
- > Als gesichert gelten **nur feste** Liefer-, Speicher- und Transportverträge, keine unterbrechbaren Verträge, da nur diese eine über den Betrachtungszeitraum gesicherte Dienstleistung garantieren.

Für die Erfüllung konnten Gasbezugs- und ergänzend Speicherverträge angegeben wer-

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

Ergebnisse der Überprüfung

Die Versorger der Haushaltskunden haben individuell nachweisen können, dass sie ausreichend Mengen vorhalten, um ihre Kunden auch bei den in Artikel 8 SoS-VO angegebenen Extremsituationen in den Wintermonaten versorgen zu können. Dies ist zu einem Großteil nach wie vor über die Vorhaltung und Nutzung von Speicherkapazitäten gesichert.

Stresstest des europäischen Gassystems (European Energy Stress Test (EESST))¹⁹

Hintergrund

Die EU-Kommission (EK) hat Anfang Juli 2014 die Mitgliedstaaten, die Länder der Energiegemeinschaft²⁰ sowie Georgien, Türkei, Norwegen und Schweiz aufgefordert, bis Ende August 2014 die Auswirkungen von Erdgaslieferunterbrechungen, in Zusammenhang mit der andauernden Krise zwischen der Ukraine und Russland²¹, auf Basis verschiedener Szenarien zu evaluieren, auszuwerten und entsprechende Maßnahmen zur Wahrung der Versorgungssicherheit mit Erdgas abzuleiten. Neben der nationalen Betrachtung sollte als wesentlicher Bestandteil auch die grenzüberschreitende Betrachtung in den jeweiligen nationalen Bericht zum EESST einfließen.

¹⁹ Vgl. ausführlich: http://ec.europa.eu/energy/stress_tests_en.htm

²⁰ Zu den gas-relevanten Ländern der Energiegemeinschaft zählen Albanien, Bosnien und Herzegowina, Kosovo, die ehemalige jugoslawische Republik Mazedonien, Serbien, die Republik Moldau und die Ukraine. Diese Länder haben sich dazu verpflichtet die Vorschriften der EU im Energierecht umzusetzen, einen geeigneten regulatorischen Rahmen zu entwickeln und den Energiemarkt zu liberalisieren. Zusätzlich müssen auch die Grundprinzipien der EU-Wettbewerbspolitik Anwendung finden. Neben Liberalisierung und Regulierung sind auch Versorgungssicherheit, Energieeffizienz und die soziale Dimension der Energiereform wichtige Themen in der Energiegemeinschaft.

²¹ Österreich bezieht rund 56 % des national verbrauchten Erdgases aus Russland. Der Rest wird über Importe aus Norwegen und Deutschland sowie durch die österreichische Eigenproduktion abgedeckt.

In Österreich hat das zuständige Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft die Koordination der Berichtserstellung übernommen und die E-Control mit der konkreten Ausarbeitung befasst. Die E-Control hat in Abstimmung mit dem Verteilungsmanager die Auswirkungen der verschiedenen Lieferunterbrechungsszenarien unter Einbeziehung der grenzüberschreitenden Effekte beleuchtet und daraus abgeleitete Maßnahmen beschrieben, die kurz- und mittelfristig einer Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit dienen können.

Die übermittelten, nationalen Berichte zum EESST wurden anschließend von der EK analysiert. Auf Basis dieser Analyse wurde von der EK ein Europäischer Bericht erstellt, der eine Zusammenfassung der Analyse und eine Folgenabschätzung²² enthält.

Im Rahmen des EESST galt es, grundsätzlich zwei Szenarien zu analysieren; einerseits eine Lieferunterbrechung der russischen Erdgasflüsse über die Ukraine und andererseits eine vollständige Lieferunterbrechung der russischen Erdgasflüsse nach Europa. Die Lieferunterbrechungsszenarien wurden jeweils für eine Dauer von einem Monat und für eine Dauer von sechs Monaten im Winter analysiert.

Ergebnisse aus dem nationalen Bericht zum EESST

Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass die Versorgung von Österreich mit

Erdgas in allen beschriebenen Szenarien aufrechterhalten werden kann. Österreich verfügt über hohe Speicherkapazitäten und über ein gut ausgebautes Leitungsnetz. Sollten die Gaslieferungen über die Ukraine vollständig zum Erliegen kommen, so gibt es immer noch die Möglichkeit, russisches Erdgas über die Nordstream-Leitung durch Deutschland, Tschechien und die Slowakei nach Baumgarten und somit nach Österreich zu bringen. Für den unwahrscheinlichen Fall, dass Russland die gesamten Gaslieferungen in den europäischen Raum einstellt, könnten sich mittel- und langfristig dennoch Engpässe ergeben, die sich aber in der Regel durch marktkonforme Anreize (z.B. Preisanreize) mindern oder beheben ließen.

Sollten diese marktkonformen Anreize nicht ausreichen, um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, so kann der Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft auch Maßnahmen setzen, die von freiwilligen Erdgassparaufrufen bis hin zur Bewirtschaftung der verfügbaren Erdgas-mengen reichen. Diese Maßnahmen würden natürlich in erster Linie Großabnehmer²³ aus der Industrie treffen. Haushalte und andere Kleinverbraucher würden von solchen Maßnahmen nicht direkt betroffen sein, wobei auch diese durch eine Änderung ihres Verbrauchsverhaltens (z.B. durch eine Verschiebung der Verbrauchsspitze in den Morgenstunden) aktiv zur Versorgungssicherheit beitragen können.

²² Die Folgenabschätzung wurde vom Europäischen Verbund der Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSO) in Zusammenarbeit mit der Internationalen Energieagentur (IEA) und den G7-Partnerländern (USA, Kanada und Japan) durchgeführt.

²³ Jene Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von über 50.000 kWh/h.

Wesentliche Erkenntnisse aus dem Europäischen Bericht zum EESST

Eine langfristige Unterbrechung der russischen Erdgaslieferungen nach Europa hätte gravierende Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit, wobei die Mitgliedstaaten im Osten und die Länder der Energiegemeinschaft am meisten darunter zu leiden hätten. Teilweise würden in diesen Ländern Einschränkungen der Erdgaslieferungen von über 60 Prozent schlagend, was zur Folge hätte, dass in diesen Regionen sogar Haushaltskunden von einem Versorgungsengpass betroffen sein könnten. Allerdings zeigt der Bericht der EK auch auf, dass bei einer Zusammenarbeit aller Mitgliedstaaten die Versorgungsunterbrechungen in den einzelnen Ländern verringert würden und somit auch kein Bürger der EU auf seine Heizung verzichten müsste.

Wie aus den nationalen Berichten der Mitgliedstaaten hervorgeht, gibt es eine Vielzahl von möglichen Maßnahmen zur Sicherstellung und Aufrechterhaltung der Versorgung mit Erdgas, wie z.B. alternative Bezugsquellen, der Rückgriff auf vorhandene Reserven, die Einschränkung des Verbrauchs und bei Endverbrauchern, die die Möglichkeit dazu haben, der Wechsel auf andere Brennstoffe (z.B. Kohle oder Öl). Die Betrachtung der Szenarien erfolgte meist nur im nationalen Rahmen, wodurch zum Teil relativ schnell auf eingreifende Maßnahmen zurückgegriffen werden musste. Durch die Zusammenarbeit und Abstimmung der einzelnen Länder könnte allerdings weitaus länger an einem funktionierenden Markt festgehalten werden. Solange der Markt nicht versagt, können ent-

sprechende Preissignale für erhöhte Gaslieferungen nach Europa sorgen, sodass ein Setzen von nicht marktbasierter Maßnahmen abgewendet werden kann.

Neben den allgemeinen Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in den europäischen Ländern hat die EK konkrete Empfehlungen für die am stärksten betroffenen Länder in den Bericht eingearbeitet – Österreich zählt hier nicht dazu. Zudem hat die EU-Kommission Maßnahmen vorgeschlagen, die kurzfristig umgesetzt werden können, z.B. Kapazitätsmaximierung an den Verbindungsleitungen zwischen den Ländern und die Eliminierung von grenzüberschreitenden Handelsbarrieren; keine Restriktionen für den Export von Erdgas; Optimierung der Speichernutzung, wenn erforderlich mittels Transporttarifanreize oder Vorgaben zur Speicherverteilung; Überwachung der Umsetzung des Versorgungsstandards gem. SoS-VO. Die EU-Kommission wird im Weiteren die Zusammenarbeit mit ausgewählten Staaten forcieren, um Lösungen für die im EESST festgestellten Risiken zu finden. Dazu wird es zumindest zwei weitere Arbeitsgruppen auf europäischer Ebene geben. Weiters wird die EK ACER²⁴ und ENTSOG²⁵ in das laufende Monitoring der Versorgungslage miteinbeziehen. Außerdem wird die EK die wesentlichen Ziele der Energiesicherheitsstrategie, gemeinsam mit den Mitgliedstaaten, dem Europäischen Parlament und den relevanten Stakeholdern, festlegen.

Nationaler Präventions- und Notfallplan

Gemäß Art. 4 SoS-VO haben die Mitgliedstaaten (MS) einen nationalen Präventionsplan

²⁴ Europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulatoren („Agency for the Cooperation of Energy Regulators“)

²⁵ Europäischer Verbund der Fernleitungsnetzbetreiber („European Network of Transmission System Operators – Gas“)

und einen nationalen Notfallplan zu erstellen und nach Konsultationen mit den benachbarten MS und der Europäischen Kommission (EK) entsprechende Anmerkungen einzuarbeiten, der EK zu übermitteln und zu veröffentlichen. Diese Pläne sind alle zwei Jahre neu zu erstellen, zu konsultieren und an die EK zu übermitteln, was auch 2014 erneut durchgeführt wurde²⁶.

Die SoS-VO enthält ebenfalls eine Liste mit marktkonformen Maßnahmen, welche bei der Erstellung des Nationalen Präventions- und Notfallplans berücksichtigt wurden und auch die Ergebnisse der Risikobewertungen gemäß Art. 9 SoS-VO wurden in dem Nationalen Präventionsplan reflektiert.

Ruft das BMWFW den Notfall aus, leitet es gemäß Art. 10 Abs. 6 SoS-VO die im Notfallplan vorab festgelegten Maßnahmen ein und unterrichtet die EK unverzüglich insbesondere über die Schritte, die sie zu ergreifen gedenkt. Unter gebührend begründeten, besonderen Umständen kann das BMWFW Maßnahmen ergreifen, die vom Notfallplan abweichen. Das BMWFW unterrichtet die EK unverzüglich über jede derartige Maßnahme und gibt die Gründe dafür an.

Die EK prüft gemäß Art. 10 Abs. 8 SoS-VO so bald wie möglich, auf jeden Fall jedoch innerhalb von fünf Tagen nach dem Erhalt der Informationen, ob die Ausrufung des Notfalls gerechtfertigt ist. Die EK kann von dem BMWFW verlangen, die Ausrufung des Notfalls zurückzunehmen, wenn ihr diese Ausrufung nicht oder nicht mehr als gerechtfertigt erscheint.

Risikobewertung

Im Rahmen der Erstellung des Nationalen Präventionsplans wurde bereits 2011 von der TÜV-AUSTRIA Services GmbH eine Risikobewertung gemäß Art. 9 SoS-VO für das MG Ost im Auftrag des Fachverbandes der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmungen durchgeführt und dem BMWFW vorgelegt.

Die untersuchten möglichen Störungen umfassten sowohl den Ausfall von Gaslieferungen (über SK, D, I, CZ) als auch den Ausfall von Infrastruktureinrichtungen (Kompressor-, Ausspeise-, Messstationen, Verteilknöten, Gasleitungen, Produktions- und Speichereinrichtungen). Insgesamt wurden 390 mögliche Störungen untersucht. Von den untersuchten 390 möglichen Störungen wurden 336 als geringe Risiken, 39 als moderate Risiken und 15 als erhöhte Risiken qualifiziert.

Darauf aufbauend wurde die Risikobewertung 2014 vom BMWFW erneut durchgeführt und aktualisiert, wobei einzelne Szenarien adaptiert oder neu aufgenommen wurden. Leitungen und Leitungsanlagen, die ausschließlich für das Verteilergebiet relevant sind, wurden von der Betrachtung aufgrund der Vorgaben gemäß Art. 9 SoS-VO ausgenommen, hingegen wurde auf Fernleitungsebene relevante Infrastruktur ergänzt.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die identifizierten Risiken zum Großteil als gering zu qualifizieren sind und daher keine konkreten, unmittelbar durchzuführenden Maßnahmen zu setzen sind.

²⁶ Nationaler Präventionsplan unter https://www.bmwfw.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieversorgung/Documents/Pr%C3%A4ventionsplan_akkordiert%20%C3%96sterreich.pdf und nationaler Notfallplan unter https://www.bmwfw.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieversorgung/Documents/Notfallplan_akkordiert%20%C3%96sterreich.pdf

Strom und Gas – Gemeinsame Agenden

PCI STROM UND GAS

Seit 1. Juni 2013 ist die Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur²⁷ (kurz Infrastruktur-Verordnung) in Kraft. Die Infrastruktur-Verordnung behandelt u.a. die Identifizierung von Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest, PCI), die für die Realisierung von vorrangigen transeuropäischen Energieinfrastrukturkorridoren und -gebieten erforderlich sind. Aus dem PCI-Status eines Projektes ergeben sich in weiterer Folge verschiedene Vorteile für das entsprechende Projekt hinsichtlich Genehmigungsverfahren, regulatorische Behandlung und finanzielle Unterstützung durch die EU.

Basierend auf einem Pilot-Auswahlverfahren in den Jahren 2012 und 2013 hat die EU-Kommission im Herbst 2013 eine erste Unionsliste mit 248 vorrangigen Energieinfrastrukturprojekten verabschiedet, die als delegierte Verordnung am 10. Jänner 2014 in Kraft getreten ist²⁸. Diese Liste umfasst auch die nachfolgenden Strom- und Gasvorhaben aus Österreich bzw. mit österreichischer Beteiligung:

Strom

- | | |
|--|--|
| <p>2.1 PCI Inländische Verbindungsleitung in Österreich zwischen Westtirol und Zell am Ziller (AT) zur Erhöhung der Kapazität an der Grenze AT/DE</p> <p>2.1.1 Cluster Deutschland – Österreich – Schweiz zur Kapazitätssteigerung im Bereich des Bodensees, das folgende PCI umfasst:</p> | <p>2.11.1. Verbindungsleitung zwischen dem Grenzgebiet (DE), Meiningen (AT) und Rüthi (CH)</p> <p>2.11.2. Inländische Verbindungsleitung in der Region von Punkt Rommelsbach nach Herberdingen, von Herberdingen nach Tiengen, von Punkt Wullenstetten nach Punkt Niederwangen (DE) und bis zum Grenzgebiet DE-AT</p> <p>3.1 Cluster Österreich – Deutschland, Verbindungsleitungen zwischen St. Peter und der Isar, das folgende PCI umfasst:</p> <p>3.1.1. Verbindungsleitung zwischen St. Peter (AT) und der Isar (DE)</p> <p>3.1.2. Inländische Verbindungsleitung zwischen St. Peter und den Tauern (AT)</p> <p>3.1.3. Inländische Verbindungsleitung zwischen St. Peter und Ernsthofen (AT)</p> <p>3.2 Cluster Österreich – Italien, Verbindungsleitungen zwischen Lienz und der Region Veneto, das folgende PCI umfasst:</p> <p>3.2.1. Verbindungsleitung zwischen Lienz (AT) und der Region Veneto (IT)</p> <p>3.2.2. Inländische Verbindungsleitung zwischen Lienz und Oberiselach (AT)</p> <p>3.3 PCI Verbindungsleitung Österreich – Italien zwischen Nauders (AT) und Mailand (IT)</p> <p>3.4 PCI Verbindungsleitung Österreich – Italien zwischen Wurmlach (AT) und Somplago (IT)</p> |
|--|--|

²⁷ Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, ABl. 2013 L 115 S. 39.

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