



TÄTIGKEITSBERICHT 2016

E-CONTROL

ÜBERBLICK HABEN.

WO IMMER ENERGIE EINE WICHTIGE ROLLE SPIELT.



PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.



INHALT

VORWORT	6
> Vorwort Dr. Reinhold Mitterlehner, Vizekanzler und Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft	6
> Vorwort Dr. Edith Hlawati	7
> Vorwort Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M. und DI Andreas Eigenbauer	8
Einleitung	10
STRATEGIEPROZESS 2016	10
RISIKOMANAGEMENT UND INTERNES KONTROLLSYSTEM (IKS)	13
Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2016	14
PREIS- UND MENGENENTWICKLUNG IM JAHR 2016	14
> Mengen	14
> Großhandelspreise inkl. Marktmonitoring Großhandel	17
> Preisentwicklung am Endkundenmarkt	23
ENTWICKLUNG DES RECHTLICHEN RAHMENS IM JAHR 2016	30
> Änderung Tarifierung Verteilernetzebene	30
> Statistik-Verordnungen Strom und Gas	31
> Energielenkungsdaten-Verordnungen Strom und Gas	31
> Monitoring-Verordnung Gas und Monitoring Strom	31
> Gasmarktmodell-Verordnung	32
GEMEINSAME DEUTSCH-ÖSTERREICHISCHE STROMPREISZONE	34
> ACER-Stellungnahme zur deutsch-österreichischen Grenze	34
> Verfahren zur Festlegung der Kapazitätsberechnungsregionen	35
> Bidding-Zone-Review-Prozess und technische Änderungen	35
> Aktuelle Situation und weitere Schritte	36
ENTWICKLUNG DES EUROPÄISCHEN REGULATORISCHEN RAHMENS IM JAHR 2016	37
> Network Codes und Framework Guidelines	37
> Überarbeitung der Gasversorgungssicherheitsverordnung	39
> Neue Gesetzesvorhaben auf europäischer Ebene – Clean Energy for all Europeans	40
Tätigkeiten der Regulierungsbehörde 2016	43
STROMMARKT	43
> Regulierung der Netze: Kostenermittlung und Tarifierung im Jahr 2016	43
> Aufsicht Marktteilnehmer	46
> Marktaufsicht	54
> Marktregeln	56
> Smart Meter	58
> Marktaufsicht Ökostrom: Hauptbotschaften Ökostrom-Bericht	59

GASMARKT	64
> Regulierung der Netze: Kostenermittlung und Tarifierung Gas im Jahr 2016	64
> Regulierung der Netze: Netzzugang (und Bilanzierung)	69
> Aufsicht Marktteilnehmer	71
> Marktaufsicht	82
> Versorgungssicherheit Gas	88
STROM UND GAS – GEMEINSAME AGENDEN	94
> Monitoring Endkundenwettbewerb	94
> Informationsstelle für Markteintritt Strom und Gas	99
> REMIT	101
> Statistische Aufgaben	104
> Öffentlichkeitsarbeit	105
> E-Control als Anlaufstelle für Konsumenten	106
> Die Schlichtungsstelle der E-Control	119
> EU-Energie-Infrastruktur-Paket	120
> IKT- und Cyber-Sicherheit für Betreiber kritischer Infrastruktur im Strom- und Gasbereich	124
> Energielenkung Strom und Gas	125
INTERNATIONALE AKTIVITÄTEN DER E-CONTROL	126
> Internationale Zusammenarbeit	126
> Internationale Mitarbeit im Strombereich	127
> Stromkennzeichnung international	128
> Internationale Mitarbeit im Gasbereich	129
> Internationale Mitarbeit im Endkundenbereich	132
> Internationale Mitarbeit in der Grosshandelsaufsicht (REMIT)	133
> Internationale Kooperationsprojekte der E-Control	134
Jahresabschluss der E-Control	136
Tätigkeit der E-Control in Zahlen	170
RECHTLICHE VERFAHREN	170
ENDKUNDENKANÄLE, ÖFFENTLICHKEITSARBEIT	171
MARKTEINTRITTE UND NEUE PRODUKTE IM TARIFKALKULATOR	172
DATENERHEBUNGEN	172
> Zahl der Melder und Meldungen	172
> Erinnernde Kontakte	173
VORSITZ IN EUROPÄISCHEN ARBEITSGRUPPEN	173
Abkürzungsverzeichnis	174

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Von der OeMAG (ÖKO-BGVs) abgenommene Ökostrommengen in den Jahren 2003 bis 2015	15
Abbildung 2	Ökostromeinspeisemengen und -vergütungen im 1. Halbjahr 2016 im Vergleich zum 1. Halbjahr 2015	16
Abbildung 3	Physische Gasflüsse im Gaswirtschaftsjahr 2015/16	17
Abbildung 4	Terminmarkt Entwicklung	18
Abbildung 5	Spotmarkt Entwicklung	19
Abbildung 6	Preisentwicklung Day-ahead	19
Abbildung 7	Entwicklung CEGH	20
Abbildung 8	Erdgas in Österreich: Speicherinhalte zum Monatsletzen	21
Abbildung 9	Entwicklungen Gas- und Ölpreise	21
Abbildung 10	Entwicklung des Strompreises (Komponenten nominal, Gesamtpreis real Jahr 2000 = 100)	22
Abbildung 11	Energiepreise Strom für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (exkl. Energie, Netz, Steuern und Abgaben) ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 3.500 kWh/Jahr	23
Abbildung 12	Energiepreise Strom der Endverbraucher vs. EEX Terminmarktpreise Year-ahead	24
Abbildung 13	Gaspreisentwicklung Haushalte gewichtet in Cent/kWh (Komponenten nominal, Gesamtpreis real Jahr 2000 = 100)	25
Abbildung 14	Energiepreisindex Gas der Endverbraucher vs. Importerdgaspreisindex	26
Abbildung 15	Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (Energie inkl. unbedingter Rabatte, ohne Netz, Steuern und Abgaben) Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 15.000 kWh/Jahr	27
Abbildung 16	Strompreis eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern (November 2016)	27
Abbildung 17	Gaspreis eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern (November 2016)	28
Abbildung 18	Entwicklung Industriestrompreise	28
Abbildung 19	Entwicklung Industriegaspreise	29
Abbildung 20	Anpassung der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte von 30.9.2001 bis 1.1.2017	44
Abbildung 21	Netzentgeltentwicklung Österreichstruktur	45
Abbildung 22	Der Verlauf der Erhebung der Ausfall- und Störungsdaten	47
Abbildung 23	Entwicklung des Day-ahead- und Intraday-Handelsvolumens der EPEX Spot SE (Gebotszone Deutschland/Österreich/Luxemburg)	52
Abbildung 24	Entwicklung des Day-ahead-Handelsvolumens der EXAA (Gebotszone Deutschland/Österreich/Luxemburg)	53
Abbildung 25	Entwicklung Regelreservekosten	55
Abbildung 26	Anteil Strom aus Erneuerbaren am Endverbrauch	59
Abbildung 27	Ausbauziele laut ÖSG 2012 – zusätzlich installierte Leistung verglichen mit 2010	60
Abbildung 28	Zubau 2015 bis 2020	62
Abbildung 29	Näherungswert für die österreichische Stromkennzeichnung 2015	63
Abbildung 30	Entwicklung der Gas-Tarifierungsmenge	65
Abbildung 31	Entgeltentwicklung Gas-Netznutzungsentgelt Ebene-3-Musterkunde	66
Abbildung 32	Entgeltentwicklung Gas-Netznutzungsentgelt Ebene-2-Musterkunde	67
Abbildung 33	Gasverbrauchsszenarien für das Marktgebiet Ost, maximal mögliche Stundenleistung in 1.000 Nm³/h	72

Abbildung 34	Von ungeplanter Unterbrechung betroffene Netzbenutzer	77
Abbildung 35	Entwicklung der durchschnittlichen Bearbeitungsdauer Netzzutritt	79
Abbildung 36	Entwicklung Handelsvolumen CEGH	81
Abbildung 37	Handelsmengen an der Börse	81
Abbildung 38	Physikalische Ausgleichsenergieabrufe MG Ost	83
Abbildung 39	Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer im Marktgebiet Ost	83
Abbildung 40	Speicherunternehmen und Speicherkapazitäten in Österreich, Stand September 2016	85
Abbildung 41	Buchung und Nutzung des Speichervolumens der österreichischen Gasspeicher	86
Abbildung 42	Handelsmengen CEGH	87
Abbildung 43	Entwicklung Day-ahead-Hubpreise	88
Abbildung 44	Benötigte Mengen und Leistungen für die Belieferung der geschützten Kunden (Haushaltskunden) zur Erfüllung des Versorgungsstandards je Zählpunkt in kWh	92
Abbildung 45	Entwicklung der Stromangebote für Haushalte nach Netzbereichen	95
Abbildung 46	Entwicklung der Gasangebote für Haushalte nach Netzbereichen	96
Abbildung 47	Entwicklung Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/Jahr) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Stromlieferanten	97
Abbildung 48	Entwicklung Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (15.000 kWh/Jahr) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Gaslieferanten	98
Abbildung 49	Eingetretene Interessenten* nach Märkten im Jahr 2016	101
Abbildung 50	Prozess der Energiegroßhandelsmarktüberwachung der E-Control	103
Abbildung 51	Preismonitor Strom – Jahresgesamtpreis eines Musterhaushaltes (3.500 kWh Strom) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatte, November 2016	107
Abbildung 52	Preismonitor Gas – Jahresgesamtpreis eines Musterhaushaltes (15.000 kWh Gas) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatte, November 2016	108
Abbildung 53	Beispiel Abfrageseite KMU-Energiepreis-Check	109
Abbildung 54	Haushaltsstrompreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (1. Halbjahr 2016, Gruppe DC 2.500 kWh–5.000 kWh/Jahr)	110
Abbildung 55	Haushaltsgaspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (1. Halbjahr 2016, Gruppe D2 20 GJ bis 200 GJ/Jahr)	111
Abbildung 56	HEPI (Household Energy Price Index) – mengengewichteter Haushaltspreisindex für Strom der EU-15-Hauptstädte – versus Preisindex Wien	112
Abbildung 57	Strompreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in ausgewählten EU-Hauptstädten in Cent/kWh, Stand Dez. 2016	113
Abbildung 58	HEPI (Household Energy Price Index) – mengengewichteter Haushaltspreisindex für Gas der EU-15-Hauptstädte – versus Preisindex Wien	113
Abbildung 59	Gaspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in ausgewählten EU-Hauptstädten in Cent/kWh, Stand Dez. 2016	114
Abbildung 60	Anfragegründe bei der Energie-Hotline	118
Abbildung 61	Übersicht Koordinierungsfunktion der E-Control	125

VORWORT



Dr. Reinhold Mitterlehner

Vizekanzler und Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft

Die Welt zieht an einem Strang: Im Jahr 2016 wurde das globale Pariser Klimaschutzabkommen ratifiziert, mit dem die globale Erwärmung langfristig auf zwei Grad oder weniger begrenzt werden soll. Jetzt geht es um die Umsetzung: Die EU-Kommission hat die Novellierung der wichtigsten energiepolitischen Rechtsakte vorgeschlagen. Österreich wird sich aktiv in die heuer startenden Verhandlungen einbringen, um die langfristige europäische Energiezukunft mitzugestalten.

Parallel dazu erarbeiten wir in Österreich unter Einbindung der Länder und Stakeholder eine integrierte Energie- und Klimastrategie, in die auch die Expertise der E-Control einfließen wird. Unser Ziel ist eine Strategie, die aus volkswirtschaftlicher Sicht das Optimum für Österreich bringt, indem sie Rahmenbedingungen für nachhaltige Investitionen und damit Wachstum und Arbeitsplätze schafft. Wir wollen langfristig ein sicheres, nachhaltiges, wettbewerbsfähiges und leistungsfähiges Energiesystem etablieren.

Ein weiterer Schwerpunkt ist unsere Strompreiszone mit Deutschland, die aufgrund umstrittener Entscheidungen des europäischen Regulators ACER sowie einseitiger Vorbereitungen Deutschlands in Diskussion ist. Daher setzen wir uns in enger Zusammenarbeit mit der Regulierungsbehörde für die gemeinsame Preiszone ein, die ein Paradebeispiel für eine länderübergreifende Kooperation im Sinne des EU-Binnenmarkts ist.

In Österreich engagiert sich die E-Control in bewährter Weise für mehr Wettbewerbsfähigkeit, mehr Versorgungssicherheit sowie mehr Transparenz für alle Verbraucher. Als Wettbewerbsaufsicht, bei der Netzregulierung und als Unterstützung beim Anbieterwechsel setzt die E-Control wichtige Akzente für einen noch besser funktionierenden Energiemarkt – und das stets im Interesse der Endkunden.

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

Vizekanzler Dr. Reinhold Mitterlehner

Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft

Dr. Edith Hlawati

Vorsitzende des Aufsichtsrats der Energie-Control Austria



Seit März 2016 führt nicht nur ein neuer Vorstand die Geschäfte der E-Control, auch sämtliche Mitglieder des Aufsichtsrates wurden vom Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft neu bestellt. Der Aufsichtsrat hat nach seiner Konstituierung erstmalig einen Prüfungsausschuss eingerichtet. In neun Monaten des Jahres 2016 wurden vier Aufsichtsratssitzungen und zwei Prüfungsausschusssitzungen abgehalten, in welchen jeweils alle Mitglieder des Aufsichtsrates anwesend waren. Aufgrund der durchgehend neuen Besetzung der Organe der E-Control waren vor allem organisatorische Themen auf den Weg zu bringen: die Verhandlung und den Abschluss der Vorstandsverträge, die Überarbeitung der Geschäftsordnungen für Vorstand und Aufsichtsrat, die Festlegung der gesetzlich vorgeschriebenen Öffentlichkeitsarbeit sowie die laufende Kontrolle des bereits verabschiedeten Budgets. Wir waren dabei bemüht, die Grundsätze einer guten Corporate Governance, wie sie in privatrechtlich organisierten Unternehmen gelten, auf die E-Control als Behörde mit ihrem öffentlich-rechtlichen Auftrag zu übertragen.

Auf der Agenda ganz oben stand die begleitende Aufarbeitung des Rechnungshof-Berichtes vom Jänner 2016. Die Erarbeitung einer neuen Strategie sowie die Einrichtung des Internen Kontrollsystems (IKS) und des Risikomanagementsystems (RMS) konnten in großen Teilbereichen bereits erfolgreich abgeschlossen werden. Die vom Rechnungshof ausge-

sprochenen Empfehlungen wurden dementsprechend vom Vorstand und dem Team der E-Control aufgegriffen und umgesetzt.

Grundlage der neuen Strategie ist die Interpretation und Umsetzung des gesetzlichen Auftrages vor dem heutigen veränderten Hintergrund der Energiewirtschaft.

Der vorliegende Tätigkeitsbericht ist der erste seit der Bestellung des neuen Aufsichtsrates der E-Control. Er ist ein Spiegel der vielfältigen hoheitlichen Aufgaben, die von der Regulierungsbehörde und ihren Mitarbeitern zu erledigen sind, und er zeigt, dass die Behörde im vergangenen Jahr im Sinne der heimischen Strom- und Gaskonsumenten eine hervorragende Leistung erbracht hat.

Dafür möchte ich mich bei allen, die daran mitgewirkt haben, vor allem aber beim Vorstand und seinem Team, allen Mitarbeitern der E-Control, aber auch bei meinen Kollegen im Aufsichtsrat, bei den Mitgliedern der anderen Organe der E-Control und natürlich auch beim Herrn Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft sehr herzlich bedanken.

Dr. Edith Hlawati
Vorsitzende des Aufsichtsrates der E-Control



Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.

Vorstand Energie-Control Austria

Eines unserer wichtigsten Projekte als neue Vorstandsmitglieder der E-Control war für uns die Festlegung einer neuen Strategie, die im Herbst 2016 abgeschlossen wurde. Die Energiewirtschaft hat sich stark gewandelt. Daher war es nötig, den im Gesetz festgelegten Auftrag der E-Control neu zu interpretieren. Das Zieldreieck im Energiebereich, bestehend aus Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit, wird um zwei weitere Bereiche ergänzt: Energieeffizienz und Leistbarkeit der Dienstleistungen und Produkte.

Wettbewerb hat weiter zugenommen

Der Wettbewerb am Strom- und Gasmarkt hat 2016 weiter zugenommen. Mit mehr als 285.000 Strom- und Gaswechslern wurden eines der höchsten 2016 Werte seit der Liberalisierung erreicht, die Auswahl für Kunden ist größer geworden. Derzeit gibt es für Haushalte österreichweit rund 150 verschiedene Stromlieferanten und rund 40 Gaslieferanten. Die angebotenen Tarife werden immer vielfäl-

tiger, es gibt etwa Onlineprodukte, Produkte mit oder ohne Preisgarantie oder sogenannte Floater-Tarife, die sich an den Börsenpreisen orientieren.

Mehr Services für Konsumenten

Diese zunehmende Produktvielfalt macht auch eine Modernisierung des Tarifikalkulators, dem Onlinepreisvergleichsrechner der E-Control, nötig, an der 2016 intensiv gearbeitet wurde. Für den Konsumenten sollen neue und innovative Produkte optimal vergleichbar und mit übersichtlichen Informationen dargestellt werden. Durch die aufgewertete Schlichtungsstelle profitieren Konsumenten von einem verbesserten Verfahren und noch mehr Informationen. Weiters setzt sich die E-Control für einfache und verständliche Strom- und Gasrechnungen ein.

Hohe Investitionen in Strominfrastruktur

Von 2017 bis Ende 2020 werden die heimischen Stromnetzbetreiber innerhalb von

DI Andreas Eigenbauer

Vorstand Energie-Control Austria



vier Jahren rund vier Milliarden Euro in die Stromnetzinfrastruktur investieren, um diese zukunftsfit zu machen. Das Geld fließt in die Umstellung von analogen auf digitale Stromzähler (Smart Meter) sowie in Instandhaltung, Modernisierung und Ausbau der Stromnetze.

**Gemeinsame Strompreiszone
mit Deutschland**

Stark beschäftigt hat uns die Diskussion um den gemeinsamen Strommarkt mit Deutsch-

land. Österreich hat in dieser Frage quer durch alle Bereiche – von der Energiewirtschaft, über Interessenvertretungen bis hin zur Politik – eine geschlossene und einheitliche Position, die es weiter zu vertreten gilt.

Für die gute Unterstützung und Zusammenarbeit in unserer neuen Funktion möchten wir uns bei unseren Mitarbeitern, unseren Partnern und der gesamten Branche herzlich bedanken. Wir freuen uns auf eine weiterhin gute und konstruktive Zusammenarbeit.

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.
Vorstand Energie-Control Austria

DI Andreas Eigenbauer
Vorstand Energie-Control Austria



EINLEITUNG

Strategieprozess 2016

In den kommenden Jahren muss sich nicht nur die Regulierungsbehörde, sondern die gesamte Energiewirtschaft zahlreichen Herausforderungen stellen. Inhalt der neuen Energie-Control Austria (E-Control) Strategie ist die Interpretation des gesetzlichen Auftrages vor dem heutigen Hintergrund. Dieser Auftrag ist davon getragen, dass das bekannte Zieldreieck im Energiebereich, bestehend aus den Zielen der Gewährleistung der Versorgungssicherheit, der Nachhaltigkeit und der Wirtschaftlichkeit, um zwei weitere Bereiche ergänzt wurde: die Energieeffizienz und die Leistbarkeit der Dienstleistungen und Produkte.

Basierend auf den in § 4 Energie-Control-Gesetz (E-ControlG) normierten Zielen der Regulierungsbehörde (nachfolgend kursiv wiedergegeben), stellen sich die Grundsätze der Regulierungsaufgaben der E-Control wie folgt dar:

1. Förderung eines wettbewerbsbestimmten, sicheren und ökologisch nachhaltigen Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes in der Gemeinschaft und effektive Marktöffnung für alle Kunden und Lieferanten in der Gemeinschaft.

Die Aufgaben der E-Control haben sich seit dem Jahr 2001 gewandelt. Während die Ausgestaltung eines wettbewerbsorientierten Marktmodells zu Beginn der Liberalisierung im Vordergrund stand, sind später andere Ziele, wie etwa die Gewährleistung der Ver-

sorgungssicherheit, der Ausbau erneuerbarer Energieträger, die effiziente Nutzung von Energie oder die soziale Ausgewogenheit, stärker in den Vordergrund getreten. Der Rechtsrahmen wurde mehrfach geändert und erweitert, was sich auch auf die Aufgaben der E-Control ausgewirkt hat, der neben der klassischen Regulierung der Netze auch verstärkt Zuständigkeiten im Wettbewerbsbereich zukommen.

Insbesondere ist sicherzustellen, dass die Versorgungssicherheit auch künftig gewährleistet werden kann. Die aktuellen Entwicklungen (Außerbetriebnahme von Kraftwerken und Redispatchmaßnahmen) geben Anlass, verstärkt auch im regulatorischen Bereich – in einer gemeinsamen Betrachtung der Strom- und Gasmärkte – darauf hinzuwirken, dass die notwendige Infrastruktur (Netz und Erzeugung) verfügbar ist, die gleichzeitig auch das Ziel der Dekarbonisierung unterstützt. Die vorbereitenden Maßnahmen für den Krisenfall (Energienlenkung) sind den aktuellen Gegebenheiten anzupassen. Überdies wirkt die E-Control aktiv an der Ausgestaltung des europäischen Binnenmarktes mit.

2. Entwicklung wettbewerbsbestimmter und funktionierender Regionalmärkte.

Die E-Control setzt sich weiterhin für die Integration der österreichischen Märkte mit benachbarten Märkten auf regionaler Ebene ein (etwa Regelenergiemärkte). Insbesondere werden alle Maßnahmen ergriffen, um bereits

bestehende Regionalmärkte, wie etwa die gemeinsame Strompreiszone mit Deutschland, zu erhalten. Eine weitere Entwicklung der Integration der regionalen Märkte soll darin bestehen, dass auch Endkunden aktiv (grenzüberschreitend) daran teilnehmen können (Prosumer).

3. Aufhebung bestehender Beschränkungen des Elektrizitäts- und Erdgashandels zwischen den Mitgliedstaaten einschließlich des Aufbaus geeigneter grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten.

In Ergänzung zu den regionalen Märkten gilt es, alle zweckmäßigen Maßnahmen zu ergreifen, um auch grenzüberschreitende Leitungskapazitäten sicherzustellen, beispielsweise solche, die der Aufrechterhaltung der deutsch-österreichischen Strompreiszone dienen, sowie verstärkte Integrationsmaßnahmen im Gasbereich, die etwa einen flexiblen Gasfluss zulassen.

4. Beiträge zur möglichst kostengünstigen Verwirklichung der Entwicklung verbraucherorientierter, sicherer, zuverlässiger und effizienter nichtdiskriminierender Systeme sowie Förderung der Angemessenheit der Systeme und, im Einklang mit den allgemeinen Zielen der Energiepolitik, der Energieeffizienz sowie der Einbindung von Strom und Gas aus erneuerbaren Energiequellen und dezentraler Erzeugung.

Im Sinne der Energieeffizienzrichtlinie ist zu gewährleisten, dass Energie effizient genutzt

wird und somit zur Leistbarkeit beigetragen wird. Die E-Control wirkt in ihrem Zuständigkeitsbereich – insbesondere bei der Netztarifierung – darauf hin, dass Leistungssteuerung, die effiziente Nutzung von Energie und dezentrale Erzeugung nicht behindert werden. Bei der Netztarifierung soll insbesondere auf eine leistungs- und energiegemessene Abrechnung hingewirkt werden. Wesentliche Voraussetzung dafür ist die flächendeckende Implementierung von Smart Meter.

5. Erleichterung des Anschlusses neuer Erzeugungs- und Gewinnungsanlagen an das Netz.

Die E-Control wirkt unter anderem in Schlichtungsverfahren auf einen Interessenausgleich zwischen Netzbetreibern und Erzeugern auch im Bereich des Netzanschlusses hin. Weiters sind die neuen europäischen Vorgaben (umfassende Netzkodizes) für Netzanschlüsse im Sinne dieses Gesetzesauftrages umzusetzen und regulatorische Rahmenbedingungen für eine verstärkte Nutzung von (dezentralen) Stromspeichern zu erarbeiten.

6. Sicherstellung, dass für Netzbetreiber und Netznutzer kurzfristig wie langfristig angemessene Anreize bestehen, Effizienzsteigerungen bei der Netzleistung zu gewährleisten und die Marktintegration zu fördern.

Im Rahmen der Sicherstellung, dass für Netzbetreiber und Netznutzer kurz- wie langfristig angemessene Anreize bestehen, Effizienz-

steigerungen bei der Netzleistung zu gewährleisten und die Marktintegration zu fördern, wird die E-Control die Regulierungsmodelle für den Gas- sowie den Stromnetzbereich, geltend ab dem Jahr 2018 bzw. 2019, neu entwickeln. Die Modelle sollen dabei eine stabile (5-jährige) Grundlage für einen kosteneffizienten Netzausbau und -betrieb bilden. Zu berücksichtigen ist, dass Anreize für den – insbesondere vor dem Hintergrund der Umstellung des Energiesystems – erforderlichen Netzausbau bestehen. Die aktuellen Regulierungsmodelle sind danach zu überprüfen, ob die Kriterien für die regulatorischen Zielvorgaben den aktuellen Herausforderungen für einen Netzbetrieb entsprechen. Geprüft werden soll überdies die Einführung von Qualitätsvorgaben.

7. Maßnahmen, die bewirken, dass die Kunden Vorteile aus dem effizienten Funktionieren des nationalen Marktes ziehen, Förderung eines effektiven Wettbewerbs und Beiträge zur Gewährleistung des Verbraucherschutzes.

Die E-Control sorgt für faire Rahmenbedingungen und klare Rollenverteilungen der Marktteilnehmer. Netzbetreiber haben ihrer Rolle als neutrale Player im Markt nachzukommen und die Vorgaben zur Entflechtung, die von der E-Control überwacht werden, einzuhalten. Die Öffentlichkeitsarbeit der E-Control richtet sich vor allem an Endkunden und ist als Angebot zur aktiven Teilnahme am Markt zu verstehen. Neben den wettbewerblichen Aspekten (Lieferantenwechsel) sollen Kunden über ihre

mögliche aktive Rolle als Prosumer im neuen energiewirtschaftlichen System informiert werden. Neben klassischen Kanälen der Öffentlichkeitsarbeit werden auch soziale Medien eingesetzt. Besondere Bedeutung kommt dem Tarifrechner zu, der den neuen Gegebenheiten, insbesondere der Produktvielfalt sowie der Rolle der Endkunden als Prosumer, gerecht werden muss. Die E-Control wirkt an der angemessenen Ausgestaltung und Durchsetzung der Verbraucherrechte mit.

8. Beiträge zur Verwirklichung hoher Standards bei der Gewährleistung der Grundversorgung und der Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen im Bereich der Strom- und Erdgasversorgung, zum Schutz benachteiligter Kunden und im Interesse der Kompatibilität der beim Anbieterwechsel von Kunden erforderlichen Datenaustauschverfahren.

Die E-Control tritt dafür ein, dass die Leistbarkeit der Energieversorgung – somit der Gesamtrechnung – insbesondere für jene Kunden gegeben ist, die in dem sich wandelnden Energiesystem benachteiligt sind, etwa weil ihnen eine aktive Teilnahme am Markt faktisch verwehrt ist. Sie analysiert dabei die Marktentwicklungen und erarbeitet Modelle, diese Kundengruppen vor einer Benachteiligung zu bewahren. Generell wirkt die E-Control darauf hin, dass die Kunden zeitnah und umfassend über ihren Energieverbrauch informiert werden und diese Daten die Grundlage für die Verrechnung der energiewirtschaftlichen Leistungen bilden.

9. Sicherstellung der Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes.

Die E-Control sorgt durch ihre Marktbeobachtungen und statistischen Aufgaben für ein möglichst vollständiges und belastbares Bild der Energiemärkte als Basis für weiterführende Entscheidungen auf politischer und regulatorischer Ebene. Ziel ist es, Ver-

einfachungen und Vereinheitlichungen bei der Datenerhebung vorzusehen, um so den Administrationsaufwand für die betroffenen Unternehmen und die Behörde so gering wie möglich zu halten. Die Vorgaben der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT-Verordnung) werden in angemessener Weise umgesetzt.

Risikomanagement und Internes Kontrollsystem (IKS)

Im Rahmen eines breit angelegten Projektes hat die E-Control bereits im Jahr 2015 mit der Überarbeitung ihres Corporate Governance Systems, bestehend aus dem Internen Kontrollsystem (IKS) sowie dem Risikomanagementsystem (RMS), begonnen und damit die vom Rechnungshof ausgesprochenen einschlägigen Empfehlungen aufgegriffen. So konnten im Jahr 2016 die Analyse, die Konzeption sowie das erforderliche Design für das weiterentwickelte IKS sowie zukünftige RMS von der E-Control erarbeitet und damit der Grundstein für eine erfolgreiche Imple-

mentierung der weiterentwickelten Systeme in die Regelprozesse der E-Control im Jahr 2017/2018 gelegt werden. Die Implementierung des weiterentwickelten Corporate Governance Systems soll gewährleisten, dass die Identifikation des Risikos und die darauf basierende Steuerung und Überwachung des Risikos zukünftig durch nochmals effizientere, transparentere und zielgerichtete Kontrollmaßnahmen stattfindet – der Schutz der E-Control vor Verlust, Missbrauch und Schaden (materiell wie immateriell) auch weiterhin gewährleistet bleibt.

MASSGEBLICHE ENTWICKLUNGEN IM JAHR 2016

Preis- und Mengenentwicklung im Jahr 2016

MENGEN

In Österreich wurde in den ersten drei Quartalen 2016 mit insgesamt 51,5 TWh etwa gleich viel elektrische Energie verbraucht wie im Vergleichszeitraum des Vorjahres – der Verbrauchszuwachs im Inland betrug 0,1%. Dies ist, nach einem bereits sehr hohen Verbrauch im Vorjahr, der höchste bisher in den ersten neun Monaten eines Jahres gemessene Stromverbrauch.

Nach einer vergleichsweise sehr niedrigen Stromerzeugung der Wasserkraftwerke im Vorjahr von 28,9 TWh wurden in den ersten drei Quartalen 2016 mit 30,7 TWh wieder um 1,8 TWh bzw. 6,2% mehr erzeugt, wobei anzumerken ist, dass die Erzeugung der Speicherkraftwerke um 2,6% zurückging. Die Erzeugung der Wärmekraftwerke sank um 2,4% und erreichte 10,6 TWh. Hier ging die Erzeugung der kohlebefeuerten Kraftwerke um 7,9% zurück, während alle anderen Primärenergieträger stärker zur Stromerzeugung eingesetzt wurden. Da die physikalischen Stromimporte einen vergleichsweise hohen Rückgang von 8,0% verzeichneten und die Exporte gleichzeitig um 2,8% anstiegen, gingen die Netto-Importe von 6,2 TWh auf nunmehr 4,2 TWh zurück.

Nicht zuletzt bedingt durch den stärkeren Einsatz der gasbefeuerten Kraftwerke stieg die Gasabgabe an Endkunden in den ersten neun Monaten 2016 um 0,4% leicht gegenüber dem Vorjahr an und erreichte 57,3 TWh. Damit wurde knapp an das Verbrauchsniveau von 2013 (60,4 TWh in den ersten drei Quar-

talen) aufgeschlossen. Dennoch ist die wirtschaftliche Situation für Gaskraftwerke insbesondere aufgrund des niedrigen Strom- und Kohlepreisniveaus weiterhin angespannt. Diese sind daher nicht mehr im gleichen Ausmaß wie in den vergangenen Jahren im Einsatz.

Die Aufbringungsbilanz war in den ersten neun Monaten 2016 durch eine Erhöhung der Importe bei gleichzeitigem Rückgang der Speicherentnahme um jeweils rund 21 TWh sowie durch einen Rückgang der Exporte bei gleichzeitiger Erhöhung der Einpressung in die Speicher um jeweils rund 11 TWh gekennzeichnet. Insgesamt war damit eine deutliche Steigerung bei der Befüllung der österreichischen Erdgasspeicher zu verzeichnen, in denen per Ende September insgesamt 86,5 TWh vorrätig gehalten wurden, womit der bisher höchste Speicherstand zu diesem Stichtag gegeben war. Auch der Füllungsgrad von 90,8% – der sogar über der inländischen Abgabemenge der letzten zwölf Monate liegt – wurde bisher nur selten erreicht.

Entwicklung Ökostrommengen

Wie in den vergangenen Jahren kam es 2015 nicht nur zu einem Anstieg des geförderten Ökostroms, es konnte auch der Anteil am gesamten Endverbrauch gesteigert werden. Der Anteil des geförderten Ökostroms stieg von 14,5% (8.199 GWh bei einer Abgabe an Endverbraucher von 56.460 GWh) auf 15,9% (9.168 GWh bei einer Abgabe an Endverbraucher von 57.501 GWh). Die Erzeugung aus

gefördertem Ökostrom konnte im Jahr 2015 um 11,8% gesteigert werden.

Bezogen auf die einzelnen Technologien ergibt sich ein ähnliches Bild wie auch in den vergangenen Jahren. Den größten Zuwachs gab es im Bereich der Windkraft mit zusätzlichen 952 GWh. Bei der festen Biomasse wurden um 102 GWh mehr Strom abgenommen und bei der Photovoltaik waren es 85 GWh.

Prozentual bedeutet das für die einzelnen Technologien eine Steigerung von 2014 auf 2015 um:

- > Windkraft +26%
- > Photovoltaik +24%
- > Feste Biomasse +5%

Im Bereich der Kleinwasserkraft kam es nach einem starken Anstieg im Jahr 2014 trotz ge-

stiegener kontrahierter Leistung 2015 zu einem Rückgang auf 1.519 GWh (1.703 GWh im Jahr 2014).

Im Bereich der rohstoffabhängigen Technologien kam es, nach einem Rückgang im Jahr 2014, in Summe zu einem Anstieg. Dabei wurden um 118 GWh mehr Strom abgenommen (insgesamt 2.602 GWh), was nach 2013 (2.558 GWh) einem neuen Höchststand entspricht. Diese Entwicklungen sind in Abbildung 1 dargestellt.

Vergleicht man die Werte des 1. Halbjahres 2016 mit jenen aus dem 1. Halbjahr 2015, so ist zu erwarten, dass für das Jahr 2016 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.

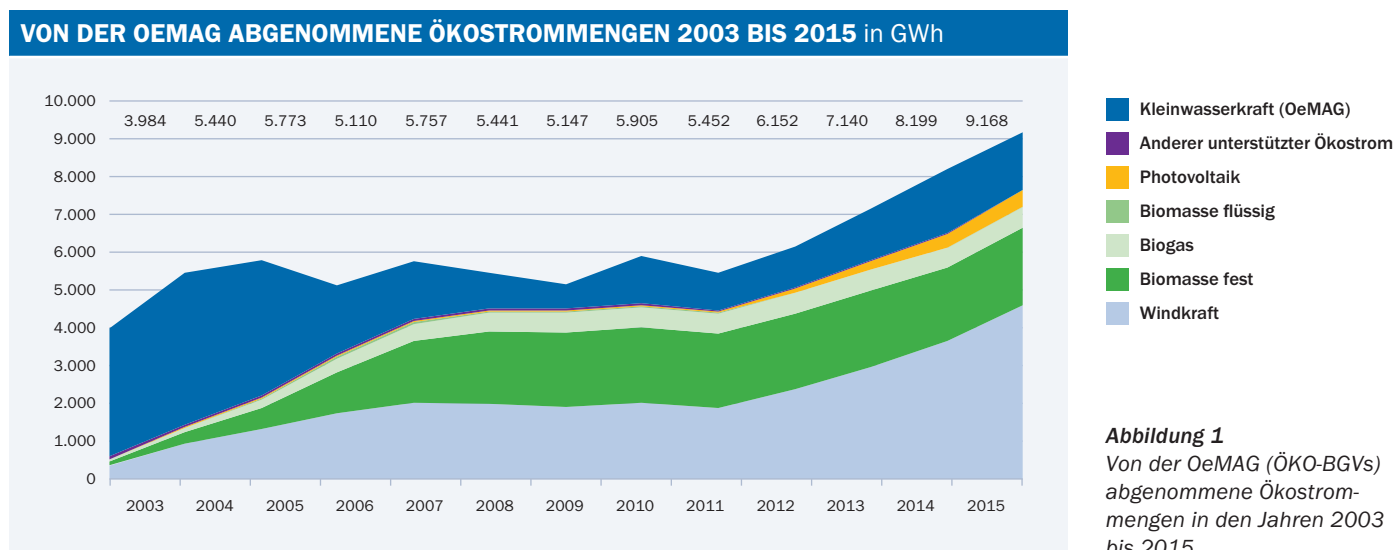


Abbildung 1
Von der OeMAG (ÖKO-BGVs) abgenommene Ökostrommengen in den Jahren 2003 bis 2015

Quelle: E-Control, OeMAG, Februar 2016

ÖKOSTROM – EINSPIESEMENGEN UND VERGÜTUNGEN IN ÖSTERREICH

1. Halbjahr 2016 im Vergleich zum 1. Halbjahr 2015

Energieträger	Einspeise- menge in GWh	Vergütung netto in Mio. EUR	Geförderter Ökostrom- Einspeiseanteil in % an der Gesamt- abgabemenge	Durchschnitts- vergütung in Cent/kWh
1. Halbjahr 2016	1)			
Kleinwasserkraft (unterstützt)	861	44,6	2,94%	5,18
Sonstige Ökostromanlagen	4.165	474,2	14,24%	11,39
Windkraft	2.614	232,5	8,9%	8,89
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	1.017	134,6	3,5%	13,24
Biomasse gasförmig *)	280	48,8	1,0%	17,41
Biomasse flüssig	0,15	0,019	0,0005%	12,93
Photovoltaik	243	57,9	0,83%	23,81
Deponie- und Klärgas	10	0,4	0,03%	3,64
Geothermie	0,01	0,000	0,0000%	2,30
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	5.026	518,7	17,19%	10,33
1. Halbjahr 2015	2)			
Kleinwasserkraft (unterstützt)	824	42,7	2,84%	5,19
Sonstige Ökostromanlagen	4.088	464,9	14,11%	11,37
Windkraft	2.545	224,5	8,8%	8,82
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	1.039	137,4	3,6%	13,22
Biomasse gasförmig *)	281	49,6	1,0%	17,62
Biomasse flüssig	0,0	0,00	0,0001%	13,73
Photovoltaik	214	53,1	0,74%	24,84
Deponie- und Klärgas	10	0,4	0,03%	4,54
Geothermie	0,0	0,001	0,0001%	3,25
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	4.913	507,7	16,95%	10,33

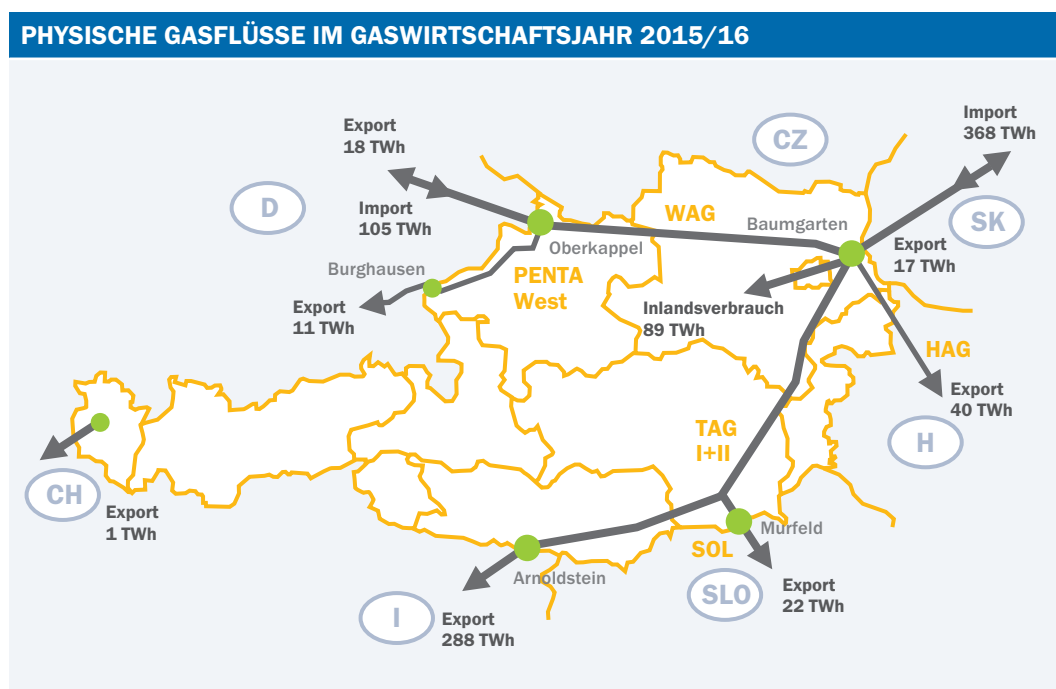
Abbildung 2
Ökostromeinspeisemengen
und -vergütungen im 1. Halb-
jahr 2016 im Vergleich zum
1. Halbjahr 2015

*) inklusive Betriebskostenzuschläge

1) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 29.243 GWh für das 1. Halbjahr 2016 (Stand 10/2016)

2) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 28.932 GWh für das 1. Halbjahr 2015 (Stand 10/2016)

Quellen: OeMAG, E-Control, August 2016



> Produktion 13 TWh
> Speicharentnahme 45 TWh
> Speichereinpressung... 65 TWh
> Eigenverbrauch,
Verluste und
statistische Differenz ... 4 TWh

Abbildung 3
Physische Gasflüsse im
Gaswirtschaftsjahr 2015/16

Quelle: E-Control

Transitmengen 2016

Von der im Gaswirtschaftsjahr 2015/16 physisch importierten Menge an Gas (492 TWh) wurden rund 81% wieder exportiert. Der Inlandsverbrauch betrug rund 89 TWh, die Abgabe an Endverbraucher 85 TWh. Der größte Anteil der physikalischen Exporte ging nach Italien, im Gaswirtschaftsjahr 2015/16 waren dies rund 288 TWh (Abbildung 3).

GROSSHANDELSPREISE INKL. MARKTMONITORING GROSSHANDEL

Preisentwicklung Strom

Großhandelsmarkt 2016

Im Vergleich zum Vorjahr konnte im Jahr 2016 wieder eine gewisse Dynamik am Strommarkt

verzeichnet werden. So hat sich der Base-Preis im Laufe des Jahres vom Tiefststand von knapp unter 21 Euro/MWh im Monat Jänner wieder auf einen Wert von knapp unter 36 Euro/MWh erhöht. Die Aufwärtsbewegung begann Anfang September und wurde u.a. von den Wartungsarbeiten an den französischen Atomkraftwerken getrieben.

Die Entwicklungen am Terminmarkt wurden im Jahr 2016 wieder stark von den Kohlepreisen beeinflusst (Abbildung 4). Die verstärkte Nachfrage aus China, aber auch die steigende Nachfrage in Deutschland und die zwischenzeitlich positiven wirtschaftlichen Entwicklungen haben zu einem deutlichen Anstieg der

Kohle
Co₂
Year Ahead Base
Year Ahead Peak

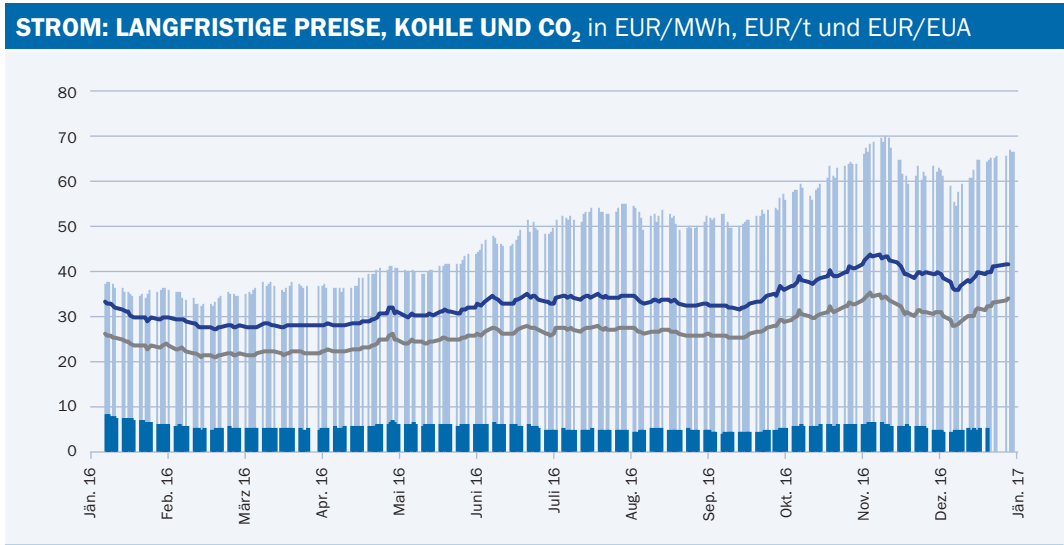


Abbildung 4
Terminmarkt Entwicklung

Quelle: EEX, Berechnungen E-Control

Preise geführt. Die bullische Tendenz, welche zurzeit zu beobachten ist, betrifft aber nicht nur den Frontjahres-Kontrakt, sondern auch andere Langfristprodukte, inklusive des Kontraktes für 2018. Diese Entwicklung kann zum Teil auf Hedging-Aktivitäten zurückgeführt werden, da derzeit nicht abzuschätzen ist, wann die Preise wieder das aktuelle Niveau erreichen. Die Rückkehr der französischen Reaktoren wird sich vermutlich eher preismindernd auf den Großhandelspreis auswirken.

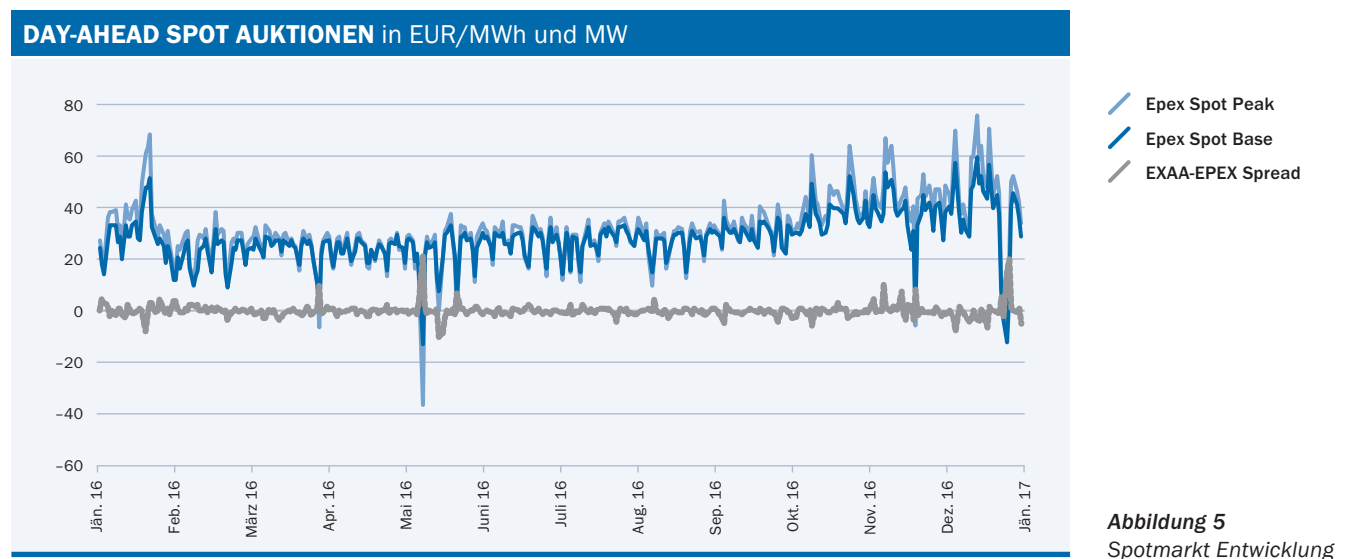
Interessant ist, dass die Preisschwankungen am CO₂-Markt während des Betrachtungs-jahres nur geringe Auswirkungen auf den Stromgroßhandelspreis zeigten. Diese Beob-

achtung trifft sowohl auf den Termin- als auch auf den Spotmarkt zu. Letzterer verzeichnete zuletzt Preise wie sie seit Jänner nicht mehr erzielt wurden (Abbildung 5).

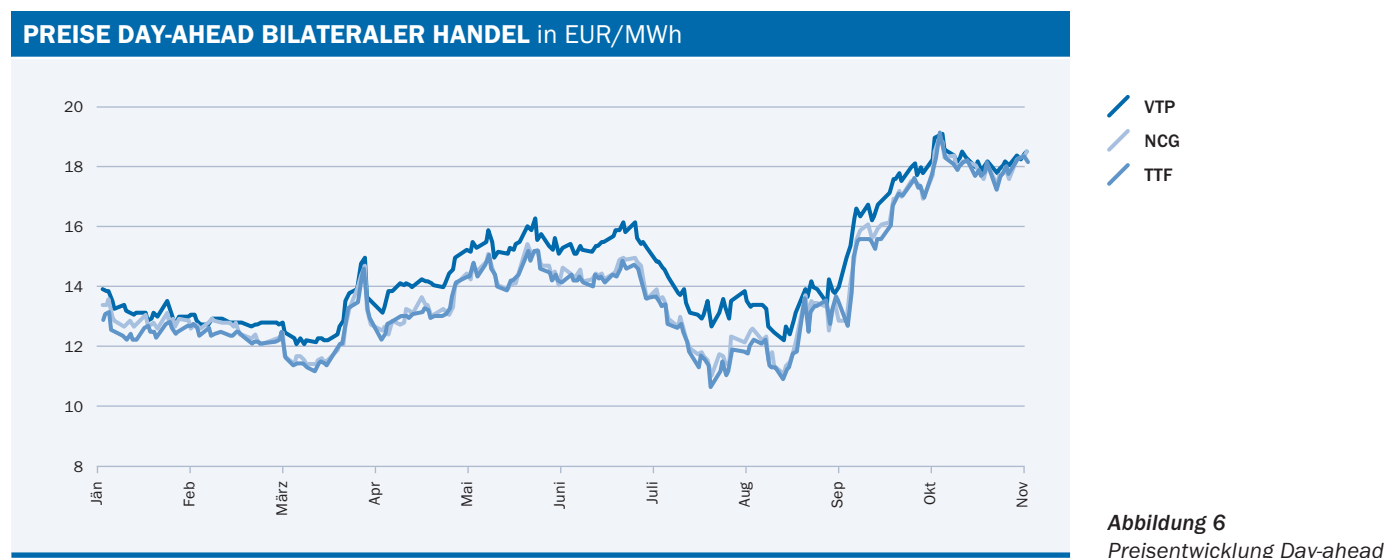
Preisentwicklung Gas Großhandelsmarkt 2016

Das Jahr 2016 zeichnete sich besonders durch eine Änderung der klassischen Gaspreisentwicklung aus – eine Preisentwicklung, die in den vergangenen Jahren recht verlässlich niedrige Preise im Sommer und hohe Preise im Winter durchlief.

Die ersten Monate 2016 zeichneten sich dadurch aus, dass sich der Preisverfall im



Quelle: Epex Spot, Berechnungen E-Control



Quelle: ICIS Heren

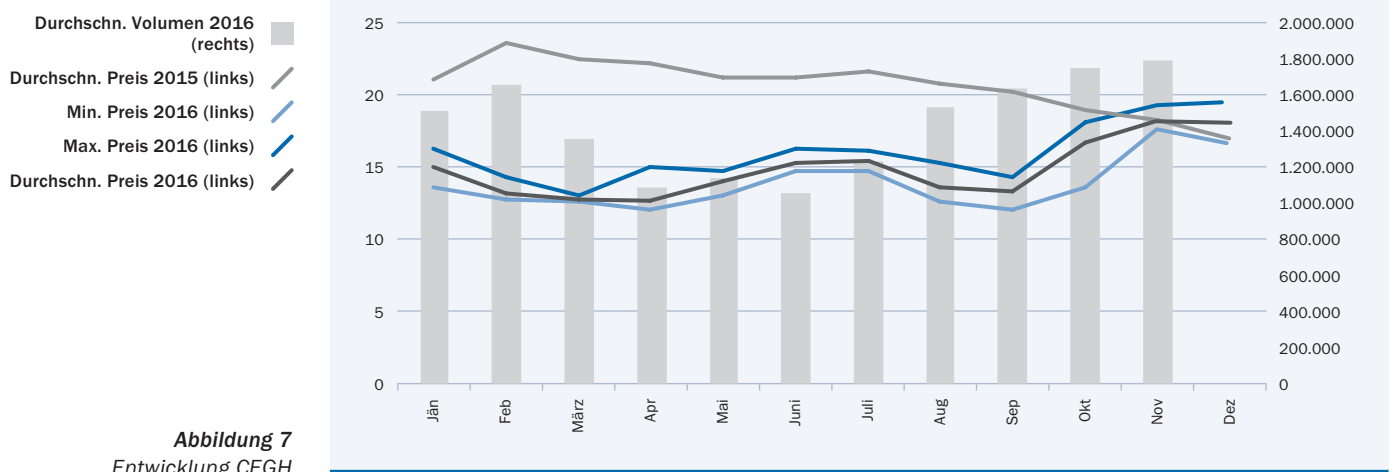


Abbildung 7
Entwicklung CEGH

Quelle: CEGH, Wiener Börse

Spotmarkt, welcher 2015 begonnen hatte, fortsetzte. Im Bereich des kurzfristigen Produkts Day-ahead wurde das bisherige Jahrestief Mitte April erreicht. Die allgemeine Preisentwicklung verlief sowohl am virtuellen Handelspunkt (VHP) als auch in den Gebieten Net Connect Germany (NCG) und Title Transfer Facility (TTF) ähnlich, wobei der Aufschlag am VHP gegenüber dem deutschen NCG bei etwa 0,75 Euro/MWh lag (Vorjahresvergleich: ca. 0,6 Euro/MWh; siehe Abbildung 6). Insgesamt konnte am Central European Gas Hub (CEGH) ein deutlicher Anstieg in der Anzahl der aktiven Händler und der gehandelten Volumen verzeichnet werden (Abbildung 7).

Aufgrund der niedrigen Preise und der hohen Temperaturen begann die Einspeichersaison im Jahr 2016 bereits wieder Anfang April. Dies führte dazu, dass die Speicher schon im Oktober zu über 90% gefüllt waren (Abbildung 8). Dass die Preise trotz dieser entspannten Situation gestiegen sind, ist zum einen auf eine Rückkehr der Temperaturen zu den Normalwerten zurückzuführen, zum anderen aber auch auf den steigenden Strom- und Kohlepreis. Dies führte zu einer wachsenden Gasnachfrage für die Verstromung.

Die Entwicklungen am Gasmarkt werden trotz stetig wachsender Unabhängigkeit nach wie vor von den Ölmärkten beeinflusst. Anfang

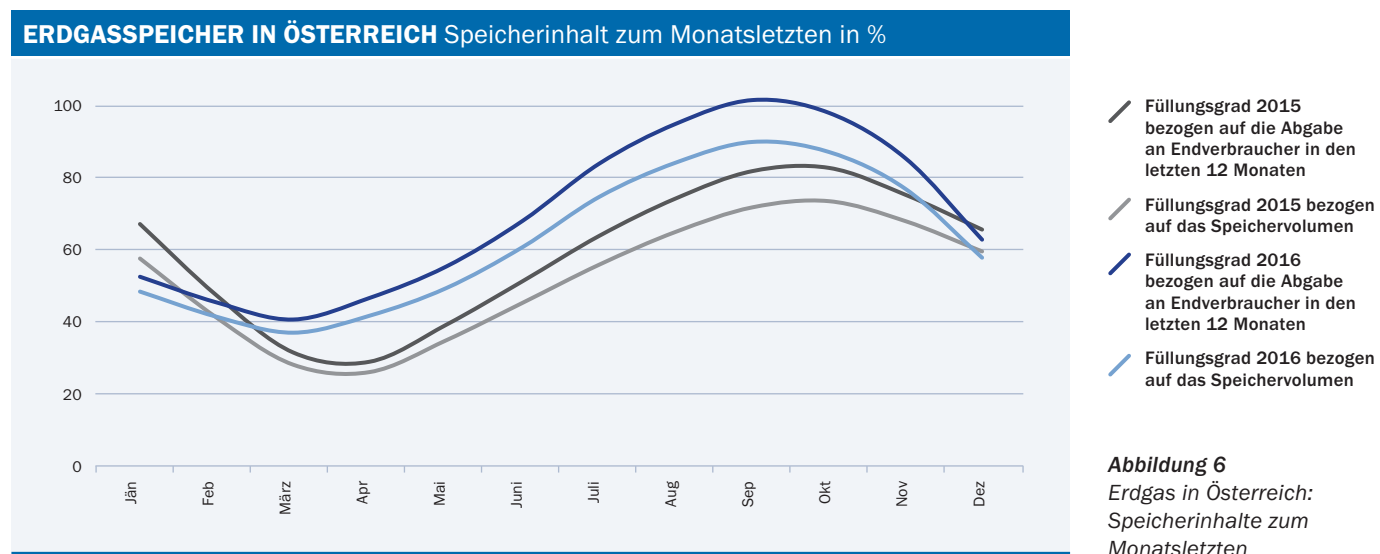


Abbildung 6
Erdgas in Österreich:
Speicherinhalte zum
Monatsletzten

Quelle: E-Control

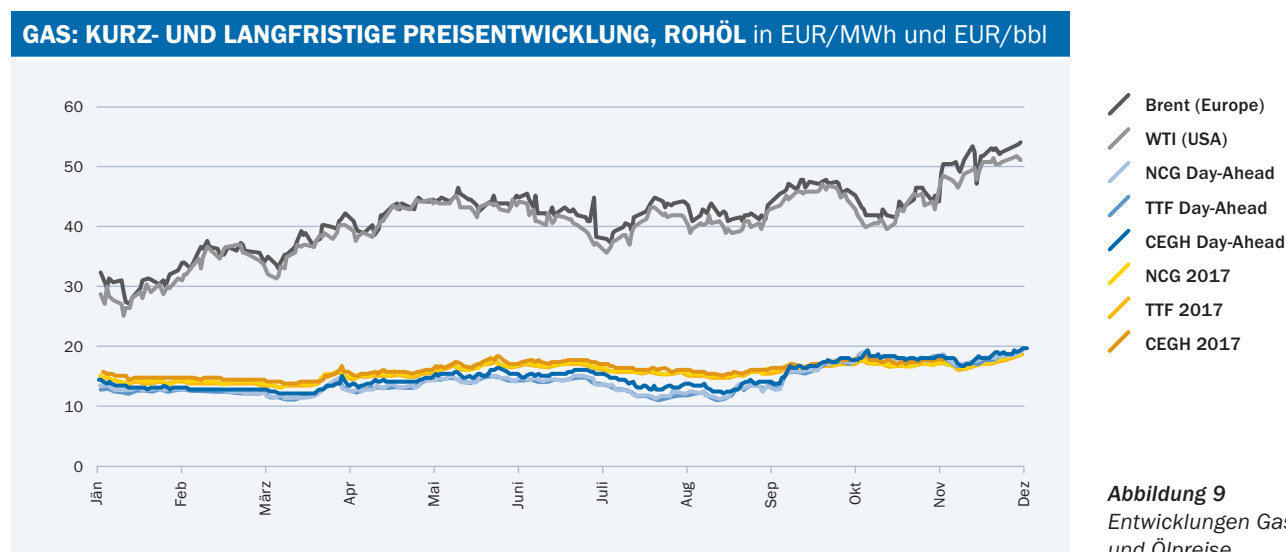
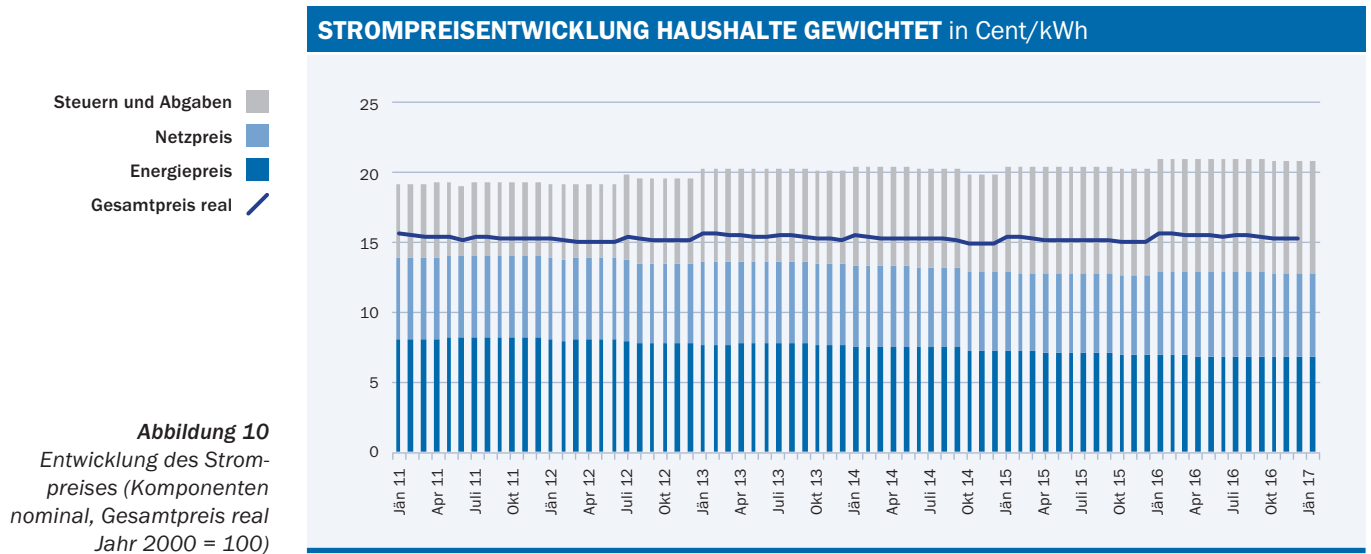


Abbildung 9
Entwicklungen Gas-
und Ölpreise

Quelle: ICIS Heren, CEGH Wiener Börse

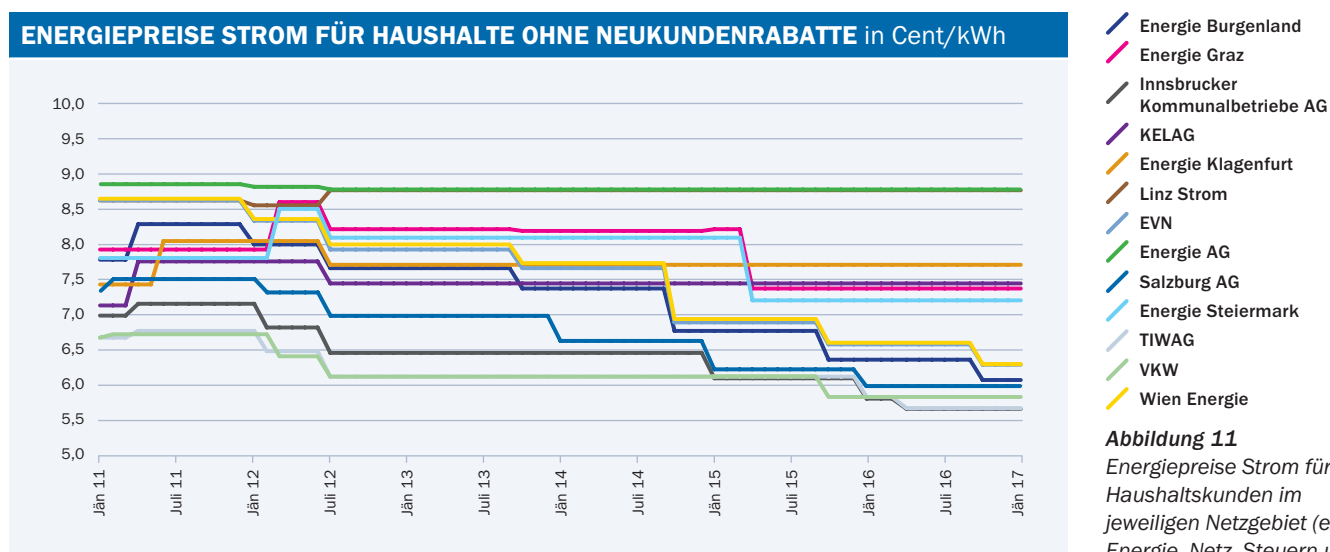


Quelle: E-Control

2016 setzte sich der Preisverfall am Ölmarkt fort. Eine nachhaltige Trendwende konnte erst verzeichnet werden, nachdem der Preis Ende Jänner auf knapp über 25 Euro/Barrel gefallen war. In der zweiten Jahreshälfte betrug der durchschnittliche Preis ca. 42,5 Euro/Barrel (Abbildung 9).

Das Front-Jahresprodukt (Jahr 2017) hingegen zeichnete sich durch kaum vorhandene Preisbewegungen aus. Den Großteil des Jahres bewegten sich die Preise seitwärts, gestützt von der seitlichen Bewegung des Ölpreises und der guten Versorgungslage dank geringer Unterbrechungen aus Norwegen und einer sicheren Versorgung aus Russland. Insgesamt fielen auch die

Liquefied Natural Gas (LNG)-Lieferungen geringer als erwartet aus, was dazu führte, dass der Preis zumindest eine geringe Unterstützung erhielt und die psychologische Grenze von 15 Euro/MWh bereits Ende April wieder überschritten wurde. Seitdem wurde sie auch nicht mehr unterschritten. Der Jahreshöchstwert wurde im November, bei 18,34 Euro/MWh, erreicht. Nach wie vor spielen aber die Erwartungen der Händler in der Preisentwicklung eine große Rolle. Der Markt für Futures am VHP ist von eher geringer Liquidität geprägt. Es bleibt abzuwarten, welchen Einfluss die Migration der CEGH-Kontrakte auf die PEGAS-Plattform haben wird.



Quelle: E-Control

Abbildung 11
Energiepreise Strom für
Haushaltskunden im
jeweiligen Netzgebiet (exkl.
Energie, Netz, Steuern und
Abgaben) ohne Rabatte,
Standardprodukt des lokalen
Lieferanten, 3.500 kWh/Jahr

PREISENTWICKLUNG AM ENDKUNDENMARKT

Die Energiepreise werden seit der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 2001 bzw. des Gasmarktes im Jahr 2002 für Endkunden nicht reguliert. Behördlich festgelegt werden die Systemnutzungsentgelte (durch die Regulierungsbehörde) sowie Steuern und Abgaben (durch Bund, Länder, Gemeinden). Die Systemnutzungsentgelte werden bis auf den Messpreis, der als Höchstpreis definiert ist, als Festpreise festgesetzt. Netzbetreiber können somit den Messpreis auch niedriger ansetzen, haben dabei jedoch alle Kunden gleich zu behandeln, d. h., je Zählertyp ist allen Netzkunden ein einheitlicher Preis in Rechnung zu stellen.

Haushalte

Strom

Die Gesamtkosten bei Haushaltskunden sind wie in den letzten Jahren real kaum gestiegen. Der gewichtete Durchschnittspreis für einen Musterhaushalt stieg nominal im Jänner um 3,8% auf 20,94 Cent/kWh. Wie in den Jahren zuvor ist die Kostensteigerung auf die Erhöhung der Ökostromförderkosten und der Netznutzungskosten zurückzuführen (Abbildung 10).

Die Ökostromkosten eines Musterhaushalts erhöhten sich Anfang 2016 österreichweit von 85 Euro/Jahr (exkl. USt.) auf 100 Euro/Jahr (exkl. USt.), ebenso stiegen die Netzkosten in Abhängigkeit des Netzgebietes, sodass ein

Haushalte Österreich
gew. Mittel
Industrie
Year-Ahead
Base 80%/ Peak 20%

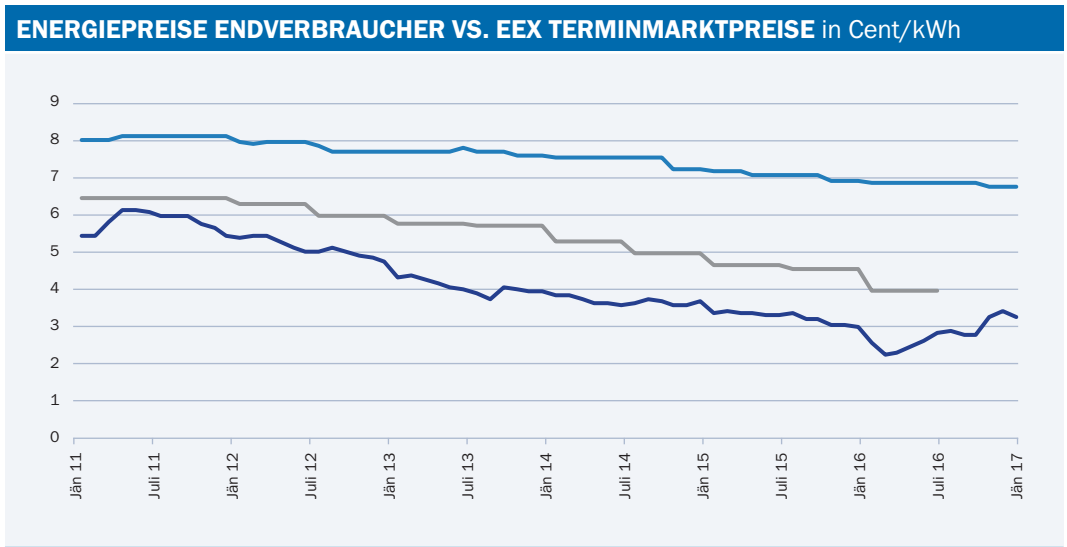


Abbildung 12
Energiepreise Strom
der Endverbraucher vs.
EEX Terminmarktpreise
Year-ahead

Quelle: E-Control, EPEX/EEX

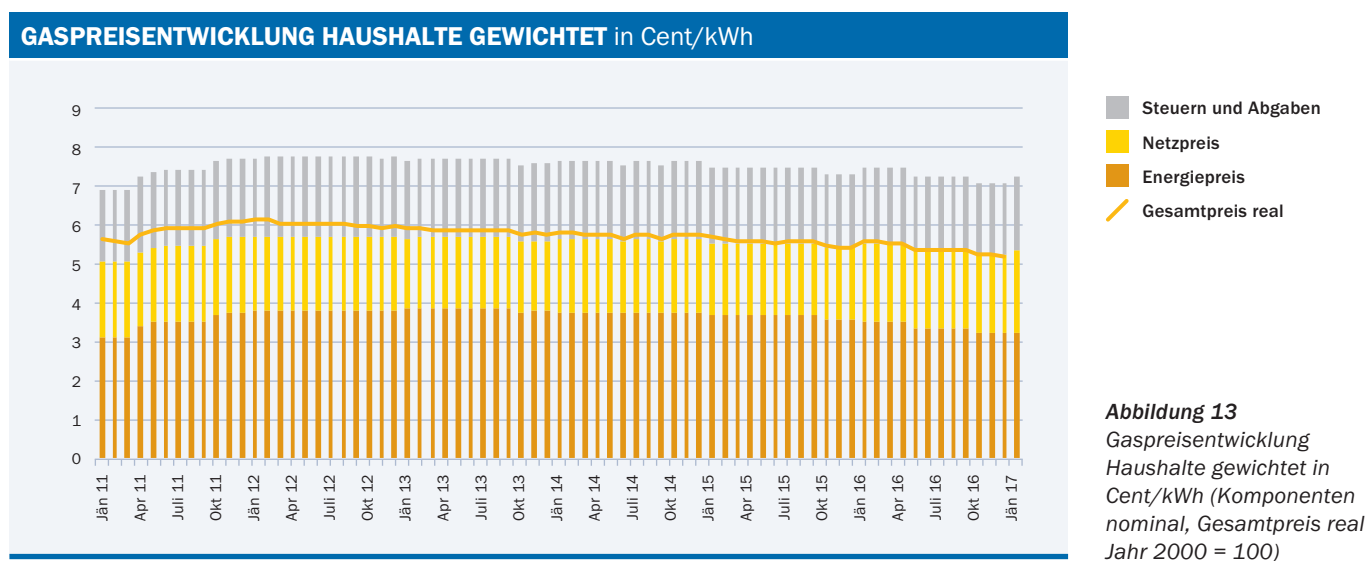
Musterhaushalt im Jahr 2016 in Tirol um ca. 18 Euro netto und ein Musterhaushalt in Graz um 3 Euro netto mehr als im Vorjahr bezahlt.

meisten Kunden zahlen bei den angestammten Anbietern zwischen 5,67 Cent/kWh in Tirol und 8,75 Cent/kWh in Oberösterreich.

Insgesamt gaben 2016 48 von 116 regionalen Lieferanten die Preissenkungen am Großhandelsmarkt an ihre Kunden weiter, darunter auch große angestammte Lieferanten im Burgenland (Energie Burgenland), in Niederösterreich (EVN), Salzburg (Salzburg AG), Tirol (Tiwag und Innsbrucker Kommunalbetriebe) und Wien (Wien Energie). Die dadurch erreichten Kostenersparnisse variieren zwischen 10 und 16 Euro (exkl. USt.) jährlich. Der gewichtete Durchschnitt des Energiepreises sank somit von 6,9 Cent/kWh im Jänner auf 6,76 Cent/kWh im November 2016. Die

Die Energiepreise für Neukunden sind wesentlich niedriger, ohne Neukundenrabatte liegt der günstigste Preis bei 3 Cent/kWh, inklusive Neukundenrabatten im ersten Lieferjahr sogar bei 1,06 Cent/kWh, also weit unter dem Großhandelspreis, der im Dezember bei 3,27 Cent/kWh (EEX/EPEX Terminmarktpreis Year-Ahead 80% Base/ 20% Peak, Monatsdurchschnitt) lag. Die Großhandelspreise haben sich zuletzt vom Tiefpunkt im Februar um einiges erholt und sind in den letzten paar Monaten gestiegen¹. Trotzdem liegt der Jahresmittelwert für Baseprodukte um 17% niedriger

¹ Siehe Abbildung 5.



Quelle: E-Control

als der Mittelwert des Vorjahres. Da Preise für Industriekunden enger und zeitnaher an Großhandelspreise gebunden sind als bei Kleinkunden, profitierte die Industrie auch mehr vom Preisverfall. Ihre Preise lagen im ersten Halbjahr 2016 im Vergleich zur ersten Hälfte des Vorjahres um 15% niedriger (Abbildung 12).

Gas

Der Gesamtpreis bei den Haushalten entwickelte sich im Jahr 2016 je nach Lieferant und jeweiligem Netzgebiet unterschiedlich. Während ein Musterhaushalt in Graz um 41 Euro brutto weniger für Gas bezahlt, hat ein Kunde in Oberösterreich Mehrkosten von 25 Euro im Jahr im Vergleich zum Vorjahr zu tragen. Der hohe Unterschied ist auf die Ent-

wicklung der einzelnen Kostenkomponenten zurückzuführen.

Die Netzkosten sind Anfang 2016 in allen Netzgebieten gestiegen, wobei die höchste Steigerung von ungefähr 10% Kunden in Tirol, Wien und Niederösterreich zu tragen haben. Dagegen konnten Kunden in den Netzgebieten Kärnten und Klagenfurt eine Steigerung von nur 2% verzeichnen.

Insgesamt 13 Gaslieferanten, darunter auch große regionale Gaslieferanten, wie die Unternehmen der EnergieAllianz (Wien Energie, EVN, Energie Burgenland), die Energie Steiermark, die Energie Graz, die Energie AG Power Solutions und Linz Gas, die Tigas sowie die Salzburg

Importerdgaspreise (monatlich) 
Haushalte (monatlich) 
Industrie 

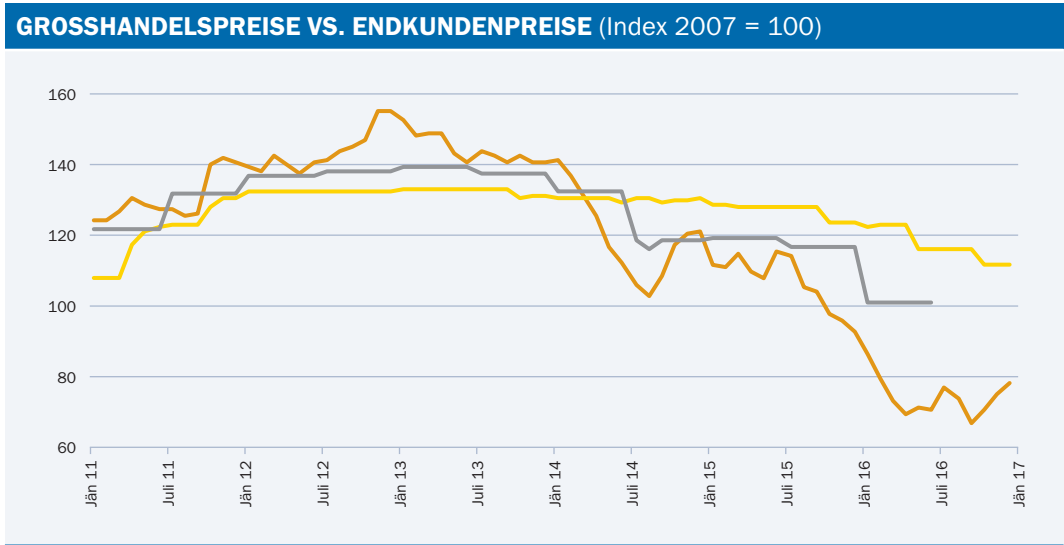


Abbildung 14
Energiepreisindex Gas
der Endverbraucher vs.
Importerdgaspreisindex

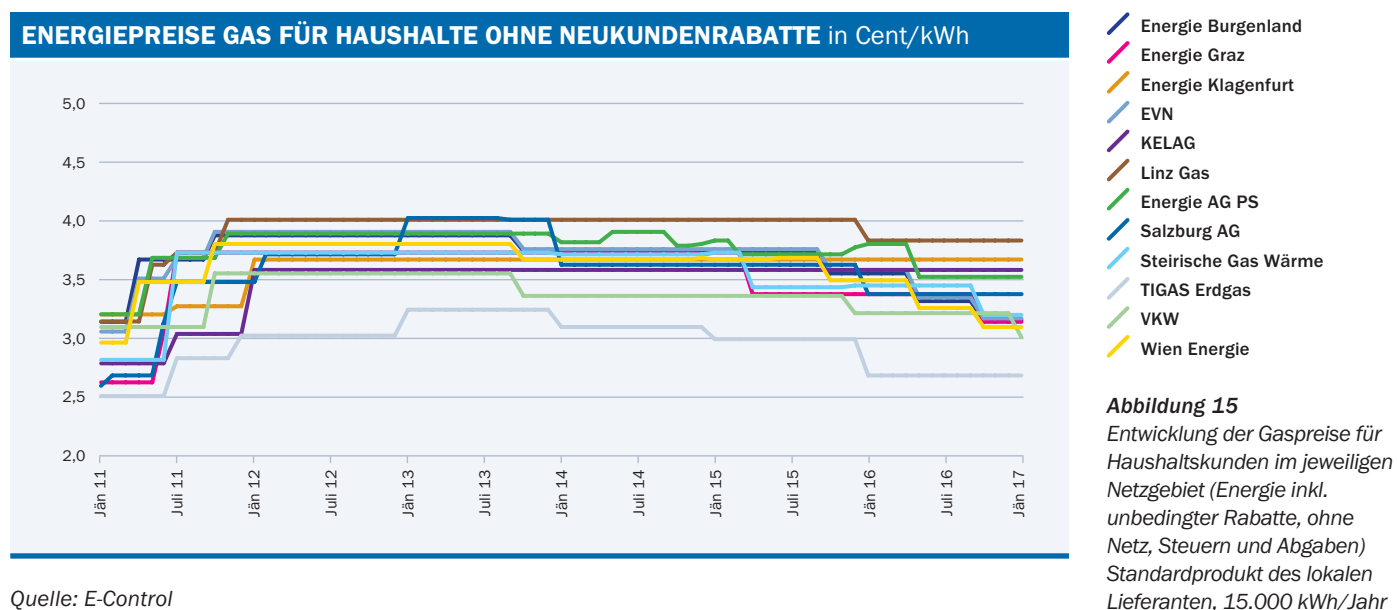
Quelle: E-Control, Statistik Austria

AG haben im Laufe des Jahres 2016 ihre Energiepreise gesenkt (Abbildung 13).

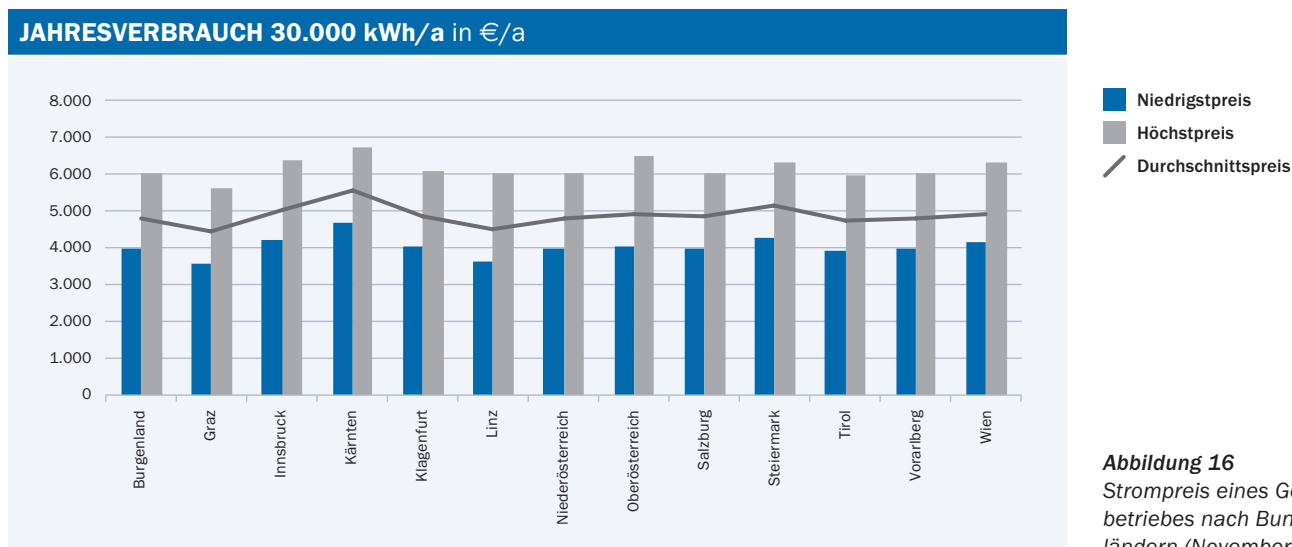
Die Senkungen fielen unterschiedlich aus, von 4% bei der Linz Gas (31 Euro/Jahr brutto) bis 16% bei der eww ag (108 Euro/Jahr brutto). Der gewichtete Energiepreis der regionalen Lieferanten für Dezember ist dadurch im Vergleich zum Vorjahr um 9% gesunken. Dagegen sind die Industriepreise, welche den Importerdgaspreisen mit etwas Verzögerung folgen, in der ersten Hälfte 2016 im Durchschnitt um 15% gesunken (Abbildung 14).

Anfang November betrug der Energiepreis für Haushaltskunden beim Bestbieter ös-

terreichweit 0,48 Cent/kWh inkl. Neukundenrabatten (goldgas), was deutlich unter dem günstigsten Angebot des Vorjahres von 1,79 Cent/kWh (goldgas) liegt. Das Angebot ohne Neukundenrabatte ist mit 1,82 Cent/kWh fast auf dem Preisniveau des Vorjahresangebotes inkl. Neukundenrabatten. Trotz der einzelnen Preisreduktionen bei Dauerkunden bewegen sich ihre Energiepreise mit 2,69 bis 3,83 Cent/kWh noch immer auf einem viel höheren Niveau als bei Neukunden (Abbildung 15). Dadurch kann das Einsparpotenzial beim Wechsel zum günstigsten Lieferanten je nach Verbrauchsmenge sehr hoch ausfallen. Das Einsparpotenzial ist in den letzten drei Jahren ununterbrochen gestiegen, da neue alternati-



Quelle: E-Control



Quelle: E-Control, Gewerbe-Tarifkalkulator

Niedrigstpreis
Höchstpreis
Durchschnittspreis

JAHRESVERBRAUCH 100.000 kWh/Jahr in €/Jahr

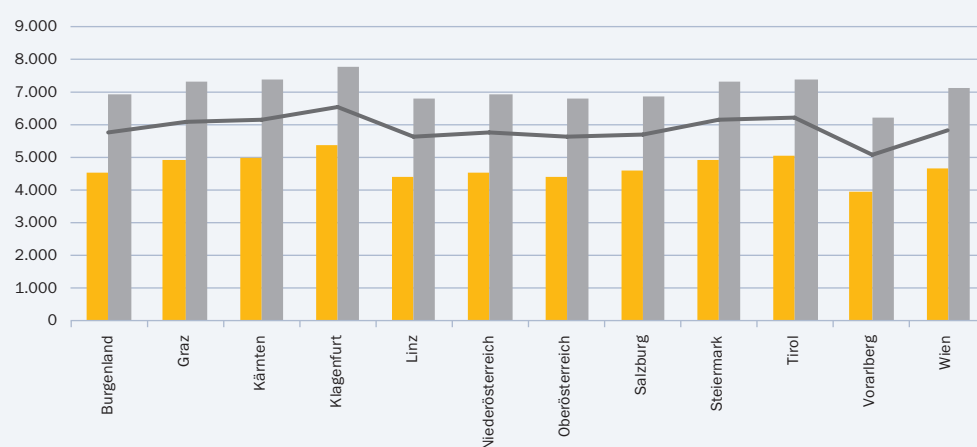


Abbildung 17
Gaspreis eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern (November 2016)

Quelle: E-Control, Gewerbe-Tarifkalkulator

ENTWICKLUNG INDUSTRIESTROMPREISE in Cent/kWh

Volllaststunden < 4.500 h
Volllaststunden > 4.500 h
Jahresverbrauch < 10 GWh
Jahresverbrauch > 10 GWh
Industriekunden gesamt

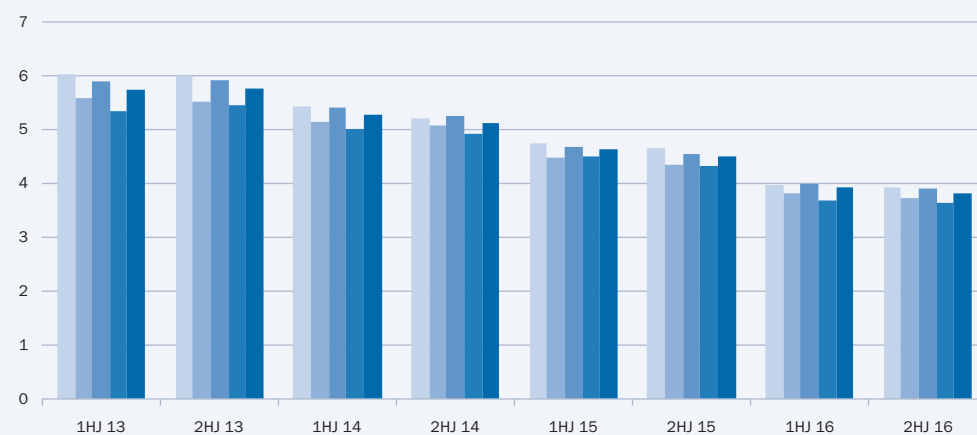
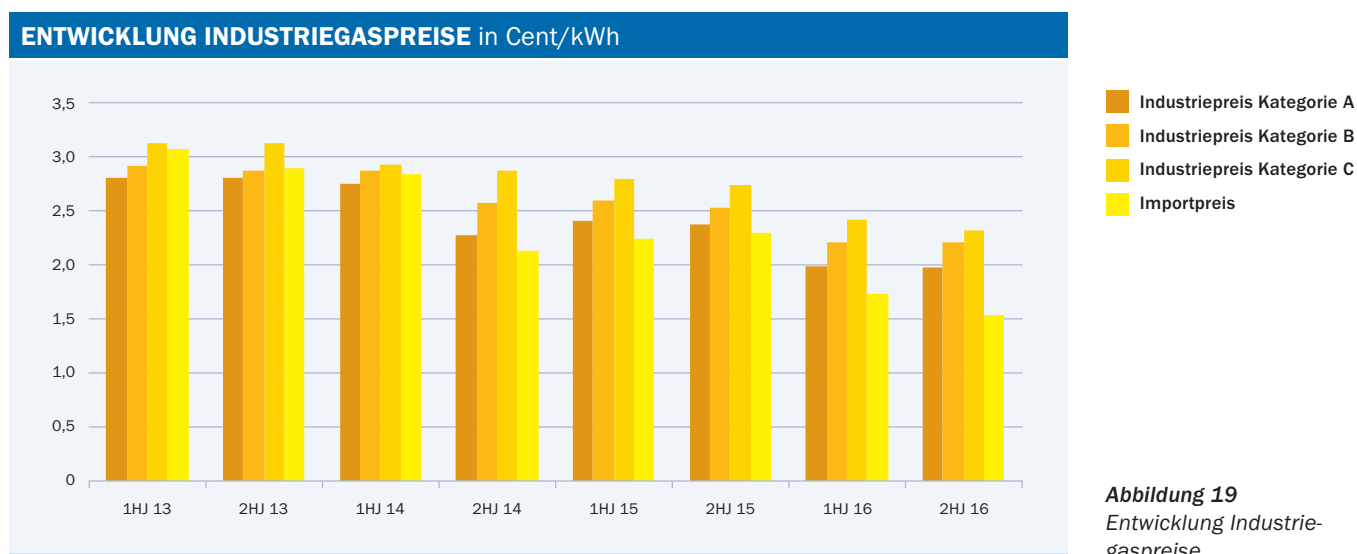


Abbildung 18
Entwicklung Industriestrompreise

Quelle: E-Control



Quelle: E-Control, Statistik Austria

ve Lieferanten mit niedrigen Preisen stark um die Marktanteile kämpfen.

Gewerbe

Je nach Standort variiert die Anzahl der Stromangebote zwischen 62 (im Vorjahr 42) und 78 (im Vorjahr 61). Ein Unternehmen mit 30.000 kWh kann sich durch den Wechsel vom regionalen Lieferanten zum Bestbieter bis zu 2.498 Euro (Vorjahr 1.800 Euro) im Jahr ersparen, ein Unternehmen mit 100.000 kWh bis zu 8.304 Euro² (im Vorjahr 6.000 Euro). Der Durchschnittspreis für einen Strombedarf von 30.000 kWh bewegt sich zwischen 14,80 Cent/kWh und 18,44 Cent/kWh (Abbildung 16).

Bei Gas erhalten Gewerbebetriebe in Tirol und Vorarlberg bis zu 33 (im Vorjahr 14) Angebote, was noch immer deutlich unter dem Angebot von bis zu 52 Produkten (im Vorjahr 39) in den restlichen Gebieten Österreichs oder dem Angebot für Haushalte liegt. Ein Unternehmen mit einem Gasverbrauch von 100.000 kWh/Jahr kann sich beim Wechsel vom regionalen Anbieter zum Bestbieter bis zu 3.345 Euro (im Vorjahr 1.875 Euro) ersparen, ein Unternehmen mit 400.000 kWh bis zu 13.182 Euro (Vorjahr 7.100 Euro)³. Der Durchschnittspreis⁴ für einen Gasbedarf von 100.000 kWh bewegt sich zwischen 5,09 Cent/kWh und 6,57 Cent/kWh (Abbildung 17).

² Tarifikalkulator Gewerbe Stand 1.11.2016.

³ Tarifikalkulator Gewerbe Stand 1.11.2016.

⁴ Durchschnittspreis: Energiekosten (ohne Neukundenrabatte) inkl. Netzkosten, Abgaben und Steuern

Industrie

Der Rückgang der Strompreise für Industrie setzte sich auch 2016 fort. Bedingt durch die niedrigen Großhandelspreise lagen die Preise im Durchschnitt bei unter 4 Cent/kWh.

Die Gaspreise sanken im Jahresvergleich stark und lagen insgesamt unter 2,3 Cent/kWh.

Unternehmen mit einem Jahresverbrauch über 100 GWh zahlen im Durchschnitt bereits weniger als 2 Cent/kWh. Die niedrigeren Energiepreise sind auf einen Rückgang des Importpreises und der Börsenpreise zurückzuführen.

Entwicklung des rechtlichen Rahmens im Jahr 2016

ÄNDERUNG TARIFIERUNG VERTEILERNETZEBENE

Dritte Anreizregulierungsperiode der Stromverteilernetze

Seit 1. Jänner 2014 bis 31. Dezember 2018 läuft die dritte Anreizregulierungsperiode für die österreichischen Stromverteilernetzbetreiber. Die Kostenentwicklungen der Verteilernetzbetreiber werden seither auf Basis eines entsprechend weiterentwickelten Regulierungsmodells reguliert. Die Ausgestaltung der Regulierungssystematik wurde im Rahmen von zwei Papieren öffentlich konsultiert und die entsprechenden Festlegungen des Vorstandes sind in einem mehr als 100 Seiten starken Regulierungsdokument zusammengefasst, welches auf der Webseite der E-Control zum Download bereitsteht.

Im Jahr 2016 wurde per Bescheid das Kosten- und Mengengerüst der einzelnen Netzbetreiber festgestellt, welches die Basis für die Ermittlung der Entgelte 2017 bildet.

Zweite Anreizregulierungsperiode der Gasverteilernetze

Im Gasverteilernetzbereich wurde für 2012 die Kostenermittlung zum letzten Mal anhand der Systematik für die erste Regulierungsperiode durchgeführt. Für die zweite Regulierungsperiode vom 1. Jänner 2013 bis 31. Dezember 2017 wurde der Regulierungsrahmen geringfügig angepasst. Zwar wurde der Zielwert (Effizienzziel) mit Ende 2017 unverändert beibehalten, jedoch wurde auf Basis einer geprüften Kostenbasis des Geschäftsjahres 2011 und anhand eines Zielerreichungsgrades der Kostenpfad für die zweite Periode neu „eingestellt“. Die Ausgestaltung der Regulierungssystematik für Gas wurde ebenfalls öffentlich konsultiert und ist auf der Webseite der E-Control zu finden.

Im Jahr 2016 wurde analog zur Vorgehensweise im Strom per Bescheid das Kosten- und Mengengerüst der einzelnen Netzbetreiber festgestellt, welches die Basis für die Ermittlung der Entgelte 2017 bildet.

STATISTIK-VERORDNUNGEN STROM UND GAS

Im Rahmen des europäischen statistischen Systems wurden die Verbrauchergruppen zum Teil neu definiert, sodass – vereinfacht formuliert – die Zuordnung nicht mehr eher auf Basis der tariflichen Einstufung, sondern nunmehr rein funktional erfolgt. Darüber hinaus wurden die europäischen Preisstatistiken für Erdgas und Strom überarbeitet und neue Preiskomponenten definiert.

Diese Änderungen wurden auf nationaler Ebene durch eine entsprechende Anpassung im Elektrizitätsbereich durch Erlassung der Elektrizitätsstatistikverordnung 2016 (BGBl. II Nr. 17/2016) umgesetzt, im Erdgasbereich folgte die Erlassung der Gasstatistik-Verordnung BGBl. II Nr. 417/2016, die die entsprechenden Anpassungen ab dem Monatsanfang Jänner 2017 vorsieht. Gleichzeitig wurden bzw. werden mit diesen wesentlichen strukturellen Änderungen Anpassungen der bisherigen Erhebungsrichtlinien durchgeführt, wobei jeweils einer Neuerlassung der Vorzug gegenüber einer Novelle gegeben wird.

Die insgesamt weitreichenden Änderungen im Rahmen der Elektrizitätsstatistik wurden im laufenden Erhebungsjahr von den Meldepflichtigen rasch und effizient umgesetzt, was aufgrund der Komplexität nicht als Selbstverständlichkeit angesehen werden kann. Aus diesem Grund sei den betroffenen Elektrizitätsunternehmen an dieser Stelle Dank für die nahezu reibungslose Umsetzung ausgesprochen.

ENERGIELENKUNGSDATEN- VERORDNUNGEN STROM UND GAS

Die bereits angesprochene Änderung der Verbraucherkategorien im Bereich der europäischen Preisstatistiken sowie, daran anknüpfend, im Bereich der österreichischen Elektrizitätsstatistik hat es notwendig gemacht, diese in allen anderen Bereichen der Datenerfassung anzupassen. So kann den Datenmeldern unnötiger Aufwand bei der Erfassung erspart werden.

Darüber hinaus ist der Bereich der Energielenkung, ähnlich wie die Bereiche der Marktmodellierung, kein statischer, sondern unterliegt einer ständigen Evaluierung, dementsprechend auch die zur Erfüllung der Aufgaben gemäß Energielenkungsgesetz 2012 (EnLG 2012) dienenden Daten.

Wesentliche aus dem Evaluierungsprozess abgeleitete Änderungen betreffen einerseits den Fernwärmebereich, für den die Erhebungen für Zwecke der Energielenkung reduziert werden sollen. Darüber hinaus sind auch Restrukturierungen bei den Vorschäudaten und eine Verbesserung der Aktualität der zur laufenden Situationsbewertung notwendigen Daten anzustreben.

Entsprechende Entwürfe sind Ende Oktober in Begutachtung gegangen und nach eingehender Diskussion zum Jahreswechsel in Kraft getreten (G-EnLDVO 2017 BGBl. II Nr. 416/2016 und E-EnLDVO 2017 BGBl. II Nr. 415/2016).

MONITORING-VERORDNUNG GAS UND MONITORING STROM

Die Änderungen im Bereich der Verbraucherstruktur und im Rahmen der Preisstatistiken haben auch direkte Auswirkungen auf die Erhebungen für Zwecke des Monitorings der beiden leitungsgebundenen Märkte. Die Umsetzung ist aufgrund der unterschiedlichen Zuständigkeiten jeweils anders: Für den Erdgasbereich liegt die Verordnungskompetenz alleine bei der E-Control, sodass alle drei Datenverordnungen – Statistik, Energielenkung und Monitoring – gleichzeitig geändert werden konnten. Im Strombereich sind die Kompetenzen unterschiedlich: Für die Statistik liegt sie beim zuständigen Minister, für die Energielenkung bei der E-Control und für das Monitoring bei den jeweiligen Ländern.

Über die oben beschriebenen notwendig gewordenen Anpassungen der Gas-Monitoring-Verordnung wurden auch die bisher gemachten Erfahrungen in diesem Bereich aufgenommen. Insbesondere wurden die Meldepflichten neu definiert und der Praxis angepasst. Vereinfachungen wurden aber auch vor allem im Bereich der Endkunden vorgenommen. Erlassen wurde die GMO-VO 2017 gemeinsam mit den drei anderen Verordnungen im Dezember 2016 (BGBl. II Nr. 418/2016).

Bezüglich der Erhebungsinhalte für das Monitoring des Strommarktes wurden die entsprechenden Erhebungsinhalte zwischen den Ländervertretern und der E-Control akkordiert und die Änderungen in den von der E-Control

zu erstellenden Formularen umgesetzt, sodass auch hier die gleiche Systematik zur Anwendung kommt.

GASMARKTMODELL-VERORDNUNG

Im Jahr 2016 gab es zwei Novellen der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (GMMO-VO 2012). In der ersten Novelle (BGBl. II Nr. 238/2016) wurden Bestimmungen ergänzt, die zur operativen und bilanziellen Abwicklung der Grenzkopplungspunkte im Marktgebiet Vorarlberg notwendig waren, mit 1. Oktober 2016 relevant wurden und somit auch per 1. Oktober 2016 in Kraft traten. Überdies wurden diverse Anpassungen und Klarstellungen gemacht. Hinsichtlich der Umlagefestlegung wurde eingeführt, dass bei entsprechendem Umlagekontostand und bei entsprechender Entwicklungsprognose des Kontostandes auch eine Umlage an die Bilanzgruppenverantwortlichen ausbezahlt werden muss. Diese Regelung trat auch mit 1. Oktober 2016 in Kraft. Weiters wurde festgelegt, dass per 1. April 2017 das Restlastverfahren verpflichtend im Clearing des Bilanzgruppenkoordinators anzuwenden und entsprechend die Restlast diskriminierungsfrei auf alle Versorger im jeweiligen Netzgebiet aufzuteilen ist. Ebenfalls per 1. April 2017 tritt eine weitere Neuerung in Kraft, und zwar die Ausweitung der Merit-Order-List um eine „demand-side-management“-Komponente. Das bestehende Bilanzierungsinstrument der beim Bilanzgruppenkoordinator angesiedelten Merit-Order-List wird um eine zusätzliche Produktgruppe erweitert, die es vor allem leistungsgemessenen Endverbrauchern ermöglichen soll, an der Merit-Order-List teilzu-

nehmen, um Mengen aus flexiblen Lieferverträgen im Wege des Bilanzgruppenverantwortlichen und in Form von zusammenhängenden Stundenprodukten mit flexiblen Vorlaufzeiten und frei wählbaren Preisen marktorientiert anzubieten. Die Regelung zur sogenannten flexiblen Merit-Order-List („FlexMOL“) gilt für leistungsgemessene Endverbraucher mit einer mit dem jeweiligen Verteilernetzbetreiber vereinbarten vertraglichen Leistung von mehr als 10.000 kWh/h, wobei nach den ersten Erfahrungen mit dieser neuen Produktgruppe zu evaluieren sein wird, ob es hier Anpassungsbedarf bei der Größe der einbezogenen Endverbraucher gibt. Leistungsgemessenen Endverbrauchern, deren Daten online zur Verfügung stehen, wird das Recht eingeräumt, auch als mittelbares Bilanzgruppenmitglied eine Vereinbarung mit ihrem jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen abzuschließen, um an der Merit-Order-List im Wege der Bilanzgruppenverantwortlichen teilzunehmen. Auch ein Pooling von Zählpunkten bzw. Endverbrauchern zur gemeinsamen Angebotslegung auf der Merit-Order-List ist zulässig, sofern dies vorab bekannt gemacht wurde. An der Detailausgestaltung der „FlexMOL“ wird derzeit gerade intensiv gearbeitet, wobei noch operative Details von Verteilergiebtsmanager und Bilanzgruppenkoordinator zu klären sind. Jedenfalls wird die „FlexMOL“ am 1. April 2017 online gehen.

Mit der zweiten Novelle (BGBl. II Nr. 401/2016) wurden Bestimmungen geändert, welche die Preisregelungen für die Ausgleichsenergien von stundenbilanzierenden Bilanzgruppen gemäß § 18 Abs. 6 GMMO-VO 2012

betreffen und auf einer Analyse der Markt- und Ausgleichsenergiedaten seit Einführung des neuen Gasmarktmodells basieren. Zur Anwendung kommen nun auch für stündliche Ausgleichsenergienmengen richtungsabhängige Ausgleichsenergiepreise, welche auf dem Börsereferenzpreis basieren, sofern keine Abrufe vom Verteilergiebtsmanager vorgenommen wurden. Die neuen Regelungen treten mit 1. Jänner 2017 in Kraft. Das aktuell gültige Einpreismodell (also identischer Grundpreis für Liefer- und Bezugsrichtung) spiegelt die Marktsituation nicht mehr ausreichend wider. Dies führte dazu, dass Ausgleichsenergiepreise trotz Beanreicherung ($\pm 3\%$) in vielen Stunden (in Ausgleichsenergiebezugsrichtung des Bilanzgruppenverantwortlichen) unter oder (in Ausgleichsenergielieferrichtung des Bilanzgruppenverantwortlichen) über dem Börsereferenzpreis CEGHIX (Preisindex basierend auf Börsetransaktionen für Day-ahead-Aufträge über die PEGAS-Plattform) lagen und es somit für Unternehmen teils günstiger war, Ausgleichsenergie zu verursachen, als Mengen über den Großhandelsmarkt abzuwickeln. Dies wiederum steht im Widerspruch zum Grundsatz, dass die Bepreisung von Ausgleichsenergie einen Anreiz zur Ausgeglichenheit von Bilanzgruppen schaffen soll. Außerdem soll durch die Bezugnahme auf den Börsereferenzpreis CEGHIX vermieden werden, dass mangels Abrufen vom Verteilergiebtsmanager Ausgleichsenergiepreise längerfristig unverändert fortgeschrieben werden (über einen Tag hinaus) und sich somit vom Marktpreis entkoppeln können.

Gemeinsame deutsch-österreichische Strompreiszone

Die schon längere Zeit andauernden Diskussionen über die gemeinsame deutsch-österreichische Strompreiszone sind auch im Jahr 2016 weitergegangen bzw. haben sich intensiviert. Das europäische Ziel – ein Marktmodell für den Strom-Großhandelsmarkt – ist grundsätzlich zonal, d.h., Energie kann innerhalb von Preiszonen unbeschränkt gehandelt werden. Gemeinsame Preiszonen haben einheitliche Großhandelspreise. Zwischen Preiszonengrenzen finden marktbasierte Auktionen der Übertragungsnetzkapazitäten statt. In der Regel sind derzeit Preiszonen mit den Grenzen der Nationalstaaten ident, wobei Deutschland und Österreich (mit Luxemburg) seit Beginn der europäischen Liberalisierung eine gemeinsame Preiszone bilden und somit eine positive Ausnahme im Sinne der angestrebten Marktintegration darstellen.

Die E-Control ist grundsätzlich der Auffassung, dass an der deutsch-österreichischen Grenze kein struktureller Engpass besteht und deshalb eine Auftrennung der Preiszone weder erforderlich noch gerechtfertigt ist. Alternative Mittel zur Beherrschung von netzbetrieblichen Herausforderungen können eine verstärkte Koordination im Redispatch und mittelfristig ein Netzausbau innerhalb Deutschlands und an der Grenze sein.

ACER-STELLUNGNAHME ZUR DEUTSCH-ÖSTERREICHISCHEN GRENZE

Ausgangspunkt für die Diskussion war die rechtlich unverbindliche Stellungnahme der

Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) vom September 2015. Darin wurde auf Anfrage der polnischen Regulierungsbehörde gefordert, an der Grenze zwischen Deutschland und Österreich eine Kapazitätsvergabe einzurichten.

Schritte nach der ACER-Stellungnahme

Gleichzeitig wurde von den Übertragungsnetzbetreibern und Regulierungsbehörden der Region Central Eastern Europe (CEE) gefordert, innerhalb von vier Monaten einen koordinierten Umsetzungsplan vorzulegen. Die E-Control hat sich (gemeinsam mit der Austrian Power Grid AG, APG) an diesen Diskussionen beteiligt. Wegen der grundsätzlichen Auffassungsunterschiede über die Notwendigkeit einer Kapazitätsvergabe konnte man sich inhaltlich auf keinen gemeinsamen Umsetzungsplan einigen. Die E-Control betonte dabei die Notwendigkeit wechselseitiger Daten- und Informationstransparenz zur Beurteilung der Situation in der gesamten Region und die Bereitschaft zur operativen Zusammenarbeit zur Lösung technischer Probleme. Anstelle eines Umsetzungsplans wurde schlussendlich ein Brief an ACER und die Europäische Kommission versandt, in dem die Beteiligten über die bisher gesetzten Schritte sowie ihre abweichenden Positionen informierten. Daraufhin hat ACER verordnungskonform die Europäische Kommission und die betroffenen Mitgliedstaaten darüber informiert, dass die unverbindliche Stellungnahme nicht umgesetzt wurde.

Rechtsmittel gegen die Stellungnahme

Die E-Control hat gegen die Stellungnahme von ACER Beschwerde vor dem Beschwerdeausschuss von ACER sowie eine Nichtigkeitsklage vor dem Europäischen Gericht eingebracht. Der Beschwerdeausschuss entschied am 16. Dezember 2015, dass die Stellungnahme keinerlei Rechtswirkungen entfalte. Aus advokatorischer Vorsicht hat die E-Control auch gegen diese – grundsätzlich positive – Entscheidung eine zweite Nichtigkeitsklage vor dem Europäischen Gericht erhoben. Dieses hat Ende Oktober 2016 hinsichtlich der ersten Nichtigkeitsklage ebenso entschieden, dass die Stellungnahme rechtlich unverbindlich ist.

VERFAHREN ZUR FESTLEGUNG DER KAPAZITÄTSBERECHNUNGSREGIONEN

Nach der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM-VO) sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, einen Vorschlag zur Bestimmung der Kapazitätsberechnungsregionen auszuarbeiten und bei allen Regulierungsbehörden zur Genehmigung einzureichen. Der Vorschlag enthielt – unter Berufung auf die eigentlich unverbindliche Stellungnahme von ACER – die deutsch-österreichische Grenze als neue Gebotszonengrenze, weshalb Österreich dem Vorschlag innerhalb der vorgesehenen Frist von sechs Monaten nicht zugestimmt hat. Darüber hinaus hat die E-Control, gestützt auf die CACM-Verordnung, einen Abänderungsantrag an die Übertragungsnetzbetreiber übermittelt. Gegenstand war u. a.

die Entfernung der deutsch-österreichischen Grenze aus dem Vorschlag. Der Antrag wurde aber von der Europäischen Kommission und ACER als nicht zulässig erachtet, da er lediglich von einer einzelnen Regulierungsbehörde eingebracht wurde. Mangels Einigung zwischen den Regulatoren ist die Entscheidung daraufhin im Mai auf ACER übergegangen. ACER hat die Entscheidung über die Festlegung der Kapazitätsberechnungsmethoden schließlich am 8. November 2016 getroffen und am 17. November 2016 veröffentlicht. Diese bestimmt die deutsch-österreichische Grenze als neue Gebotszonengrenze. Außerdem sieht sie eine Fusion der Central-West-Europe-(CWE)- und CEE-Region zu einer großen kontinentaleuropäischen Region vor.

Die E-Control hat wiederholt darauf hingewiesen, dass bestehende Gebotszonengrenzen nur im Rahmen eines Bidding-Zone-Review-Verfahrens und nicht im Rahmen der Festlegung von Kapazitätsberechnungsregionen geändert werden können. Zudem verstößt die Entscheidung von ACER gegen sektorspezifisches sowie allgemeines Wettbewerbsrecht. Gegen die Entscheidung über die Kapazitätsberechnungsregionen hat die E-Control daher eine Beschwerde vor dem Beschwerdeausschuss von ACER eingebracht.

BIDDING-ZONE-REVIEW-PROZESS UND TECHNISCHE ÄNDERUNGEN

Aus Sicht der E-Control ist der Bidding-Zone-Review-Prozess gemäß der CACM-VO das korrekte rechtliche Verfahren, um Preiszonen zu ändern. Ein solcher Prozess wurde bereits als

sogenanntes Early-Implementation-Projekt vor Inkrafttreten der CACM-VO im Rahmen der Vereinigung der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) gestartet. Ergebnisse daraus werden im Laufe des zweiten Halbjahres 2017 erwartet. Die E-Control bringt sich aktiv in den ENTSO-E-Prozess ein und definiert u. a. methodische Anforderungen, um eine korrekte und neutrale Abwicklung zu ermöglichen.

In der ENTSO-E-Bewertung werden auch technische Änderungen, die sich im Jahr 2016 ergeben haben, abgebildet. Eine entscheidende Veränderung zur Reduzierung von Ringflüssen, die auch durch Transaktionen innerhalb der gemeinsamen deutsch-österreichischen Preiszone entstehen, ist die Inbetriebnahme von Phasenschiebertransformatoren an der deutsch-polnischen Grenze im Juni 2016. Dadurch können nachteilige Ringflüsse über benachbarte Übertragungsnetze begrenzt werden. Die bisherigen Erfahrungen damit zeigen, dass die kritischen Netzsituationen in Polen und Tschechien deutlich reduziert werden konnten.

AKTUELLE SITUATION UND WEITERE SCHRITTE

Neben den europäischen Prozessen hat die E-Control auch mit der Bundesnetzagentur bilaterale Kontakte weitergeführt. Allerdings hat die Bundesnetzagentur Ende Oktober 2016 die deutschen Übertragungsnetzbetreiber aufgefordert, einen Umsetzungsplan für die Vorbereitung einer Bewirtschaftung der deutsch-österreichischen Grenze per 3. Juli

2018 zu erstellen. Die E-Control steht weiterhin für konstruktive, sachgerechte Gespräche zur Verfügung, in deren Fokus das langfristige Ziel einer gemeinsamen Preiszone steht. Dazu sind Koordination und Kooperation der erforderlichen Maßnahmen wie Netzausbau, Redispatch und gemeinsame Analysen notwendig. Ungeachtet dessen gibt es nach wie vor eine Intensivierung der technischen Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber zur besseren und koordinierteren Lösung von Netzbetriebsfragen.

Als Folge der Festlegung der Kapazitätsberechnungsregionen im November 2016 sind nun die Übertragungsnetzbetreiber der großen Region verpflichtet, bis September 2017 eine Kapazitätsberechnungsmethode zu erarbeiten.

Darüber hinaus werden weitere geeignete rechtliche Schritte aufgrund eines Verstoßes gegen sektorspezifisches und allgemeines Wettbewerbsrecht gegen die Auftrennung der gemeinsamen Preiszone geprüft. Laut einer von Verbund, IV, WKO und EXAA in Auftrag gegebenen Studie können österreichische Marktteilnehmer zudem Schadenersatzansprüche infolge der Auftrennung gegen ACER geltend machen.

Entwicklung des europäischen regulatorischen Rahmens im Jahr 2016

NETWORK CODES UND FRAMEWORK GUIDELINES

Im Jahr 2015 stand die Umsetzung des dritten EU-Binnenmarktpakets weiterhin im Fokus der Arbeit bei ACER. Artikel 8 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 sowie der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 sehen unter anderem die Erarbeitung von Rahmenleitlinien (Framework Guidelines) zu bestimmten Themen durch ACER vor. Diese Rahmenleitlinien dienen der Vereinigung der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) sowie der Vereinigung der Europäischen Fernleitungsunternehmen (ENTSOG) als Grundlage für die Erarbeitung von detaillierten Netzkodizes (Network Codes). Die Europäischen Regulatoren unterstützen die ENTSOs proaktiv und zeitlich in der Erarbeitung der Netzkodizes, um sicherzustellen, dass diese die Vorgaben der Rahmenleitlinien bestmöglich abbilden. Aufgrund der von ACER erarbeiteten Leitlinien und der von den ENTSOs entwickelten Netzkodizes veröffentlicht die Europäische Kommission einen Verordnungsvorschlag, der anschließend im Komitologieverfahren behandelt und beschlossen wird. Auch am Komitologieverfahren beteiligen sich die Regulatoren als Experten. Den Abschluss eines solchen Verfahrens bildet die Veröffentlichung der verabschiedeten Verordnung im EU-Amtsblatt.

Strom

Im Strombereich sind im vergangenen Jahr mehrere Netzkodizes sowie Leitlinien in

Kraft getreten. Die drei so genannten Netzanschlusskodizes, die Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, die Verordnung (EU) 2016/1388 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss sowie die Verordnung (EU) 2016/1447 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung wurden erlassen. Neben der bereits seit dem Vorjahr veröffentlichten Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement ist eine weitere Leitlinie hinsichtlich der Forward-Kapazitätsallokation in Kraft getreten, nämlich die Verordnung (EU) 2016/1388 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität.

Im zuständigen Electricity Cross Border Committee beschlossen, jedoch noch nicht veröffentlicht und in Kraft getreten, sind die Leitlinien zum Übertragungsnetzbetrieb und der Netzkodex zu Notsituationen und Netzwiederaufbau. In Ausarbeitung bzw. in Abstimmung befinden sich noch die Leitlinien zu Strom-Regelreserve. In die laufenden Prozesse ist die E-Control teilweise federführend involviert.

Netzkodizes und Leitlinien sind als Verordnung unmittelbar anwendbar. Zum Teil er-

fordern sie aber weitere Umsetzungsschritte, wie etwa die Entwicklung bestimmter Berechnungsmethoden oder die Genehmigung von allgemeinen Bedingungen. Bestehende Regelungen auf nationaler Ebene sind zum Teil anzupassen.

Die Umsetzung der Netzkodizes und Leitlinien ist bereits angelaufen. Im Rahmen der Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement wurden sowohl von den Übertragungsnetzbetreibern als auch den Nominierten Strommarktbetreibern (NE-MOs) verschiedene europaweit abgestimmte Methoden ausgearbeitet und bei den Regulierungsbehörden zur Genehmigung eingereicht, etwa der Plan über die Ausübung der Marktkopplungsbetreiberfunktionen (MCO-Plan), die Methode für die Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten oder die Methode für die Verteilung von Engpasserlösen. Hinsichtlich der Genehmigung hat die E-Control mit den anderen europäischen Regulierungsbehörden zusammenzuarbeiten und koordinierte Genehmigungen zu erlassen. Um die Koordinierung zu erleichtern, wurde ein eigenes Gremium, das so genannte „Energy Regulators Forum“ (ERF), eingerichtet, an dessen monatlich stattfindenden Sitzungen die E-Control teilnimmt.

Im Rahmen der Netzanschlusskodizes wurden von der E-Control Kriterien für die Gewährung von Freistellungen von Anforderungen der Netzkodizes erstellt und konsultiert. Darüber hinaus hat die E-Control einen Leitfa-

den für aufkommende Technologien auf ihrer Webseite veröffentlicht.

Die weiteren Umsetzungsschritte werden Änderungen im österreichischen Marktsystem bewirken. Die E-Control wird dabei aktiv mit den relevanten Akteuren zusammenarbeiten und Informationen bereitstellen.

Die E-Control hat am 28. November 2016 eine gutbesuchte Informationsveranstaltung zu den Netzkodizes/Leitlinien organisiert. Weitere Informationsveranstaltungen werden im Jahr 2017 folgen.

Gas

Im Gasbereich ist im September 2016 der Tarif-Netzkodex zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen im zuständigen Komitologieausschuss verabschiedet worden, im Oktober 2016 die Ergänzung des Capacity-Allocation-Mechanismus-(CAM)-Netzkodex bezüglich zusätzlicher und neuer Kapazität.

Nach der dreimonatigen Einspruchsfrist von Rat und Europäischem Parlament sollen sowohl der Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen als auch die Ergänzung des CAM-Netzkodex mit 1. April 2017 in Kraft treten. Der Tarif-Netzkodex enthält unter anderem umfangreiche Veröffentlichungs- und Konsultationspflichten und wird somit zu mehr Transparenz bei der Tarifiermittlung beitragen. Die Ergänzung des CAM-Netzkodex regelt die Vergabe von neuer und zusätzlicher Kapazität.

Der Netzkodex zur Interoperabilität wurde 2015 als Verordnung (EU) 2015/703 zur Festlegung eines Netzkodex mit Vorschriften für die Interoperabilität und den Datenaustausch im EU-Amtsblatt veröffentlicht und ist seit 1. Mai 2016 anwendbar.

Die Netzkodizes zur Kapazitätsallokation, zur Bilanzierung sowie die Leitlinien zur Transparenz und zum Engpassmanagement sind bereits seit Längerem anwendbar. Damit ist die Erarbeitung von Netzkodizes im Gasbereich vorübergehend abgeschlossen. Die österreichischen Marktregeln (Gas-Marktmodell-Verordnung 2012, Allgemeine Bedingungen) wurden entsprechend der europäischen Rechtsakte angepasst.

ÜBERARBEITUNG DER GASVERSORGUNGSSICHERHEITSVERORDNUNG

Ausgelöst durch die Minderlieferungen an Gas nach Europa im Jahr 2014 beschloss die Europäische Kommission, die Gasversorgungssicherheitsverordnung (SoS-Verordnung) zu überarbeiten. Derzeit läuft das „Ordentliche Gesetzgebungsverfahren“, bei dem das Europäische Parlament sowie der Rat der Energieminister Änderungen am Vorschlag der Europäischen Kommission vornehmen. Ziel ist es, sich am Ende auf einen gemeinsamen Verordnungstext zu einigen. Nach Veröffentlichung des Kommissionsvorschlags im Februar evaluierte die E-Control im Rahmen von CEER (Rat der Europäischen Energieregulierungsbehörden) den Verordnungsvorschlag und erarbeitete ein umfassendes Positions-

papier, das u.a. einen alternativen regionalen Ansatz beinhaltet:

Der Kommissionsvorschlag sieht eine Einteilung in feste Regionen für die Erstellung von Risikoanalyse, Präventionsplan und Notfallplan vor, was im Fall Österreichs bedeuten würde, dass die wichtigsten Gasflüsse nach Österreich, nämlich jene aus der Slowakei und aus Deutschland, nicht in den Plänen erfasst würden, da sich Deutschland und die Slowakei in einer anderen Region als Österreich befinden. Der alternative Ansatz bildet die Gasflüsse in Europa und damit die Risiken adäquater ab als die im Kommissionsvorschlag vorgesehene Einteilung in feste Regionen: Die europäischen Regulatoren sind der Meinung, dass man zunächst von nationalen Plänen ausgehen muss. Ausgehend von diesen Plänen soll es eine verpflichtende regionale Abstimmung geben, und zwar mit den direkt durch Gasleitungen verbundenen Nachbarstaaten. Das Resultat wären nationale Pläne mit abgestimmten regionalen Kapiteln mit den Nachbarstaaten, zu denen es eine Gasanbindung gibt. Diese abgestimmten Kapitel sollen auch die bilateralen Solidaritätsbestimmungen enthalten.

Diese bilaterale Kooperation mit verbundenen Nachbarstaaten ist beim Thema Solidarität bereits im Kommissionsvorschlag vorgesehen: Die Mitgliedstaaten müssen demnach laut Artikel 12 bilaterale Abkommen treffen: „Die technischen, rechtlichen und finanziellen Regelungen [...] werden von den direkt

miteinander verbundenen Mitgliedstaaten vereinbart.“

Um diese Vorschläge mit den europäischen Entscheidungsträgern zu diskutieren, organisierte CEER am 5. September eine hochkarätig besetzte und gut besuchte Veranstaltung in Brüssel mit den Schwerpunktthemen Regionale Kooperation, Solidarität und Infrastrukturausbau.

Die E-Control wird das Gesetzgebungsverfahren sowohl im Rahmen von CEER als auch in Abstimmung mit den österreichischen Partnern weiterhin aktiv begleiten.

NEUE GESETZESVORHABEN AUF EUROPÄISCHER EBENE – CLEAN ENERGY FOR ALL EUROPEANS

Im Rahmen der Strategie für die Energieunion legte die Europäische Kommission am 30. November 2016 Vorschläge zur Schaffung eines neuen Energiemarktdesigns unter dem Namen „Clean Energy for all Europeans“ vor.

Dieses Paket (das ursprünglich als Winterpaket bezeichnet wurde) gilt als wichtiger Schritt bei der Umsetzung der Strategie für die Energieunion, deren Ziel es ist, eine krisenfeste, auf einer ehrgeizigen Klimapolitik basierenden Energieunion zu etablieren, welche die Versorgung der Verbraucher in der EU mit sicherer, nachhaltiger, auf Wettbewerbsbasis erzeugter und erschwinglicher Energie garantiert. Die Energieunion ist demnach eine der politischen Prioritäten

der Europäischen Kommission. Die Verwirklichung dieses Ziels erfordert, so die Europäische Kommission, eine grundlegende Umstellung des europäischen Energiesystems. Die Europäische Kommission versucht mit den neuen legislativen Vorschlägen, Lösungen für die Bewältigung der derzeitigen Herausforderungen des Strommarktes, insbesondere der Integration volatiler Erzeugung erneuerbarer Energien und der Gewährleistung der Versorgungssicherheit, zu finden. Mit ihren Vorschlägen verlangt die Europäische Kommission eine Marktorganisation, die eine stärkere Koordinierung auf allen Ebenen ermöglicht.

Zur Vorbereitung wurden in einer öffentlichen Konsultation bereits 2015 ein Stakeholderdialog gestartet und Meinungen über die grundsätzlichen Richtungen eingeholt. Die E-Control hat aktiv an der Stellungnahme der Regulierungsinstitutionen (ACER/CEER) mitgewirkt bzw. eine eigene Stellungnahme übermittelt.

Auf Basis des bisherigen Diskussionsprozesses veröffentlichte die Europäische Kommission unter anderem Vorschläge für Änderungen in der Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (2009/72/EG), in der Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzübergreifenden Stromhandel (EG Nr 714/2009), in der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (2009/28/EG), in der Richtlinie zur Ener-

gieceffizienz (2012/27/EU) sowie in der Verordnung zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (EG Nr. 713/2009).

Nun wird die Europäische Kommission die Gesetzesvorschläge mit den Mitgliedstaaten im Europäischen Rat und mit dem Europäischen Parlament diskutieren. Ziel ist es, sich mit diesen Institutionen bis Mitte 2018 final abzustimmen.

Die E-Control ist auf allen Ebenen aktiv in die Diskussion zu den Gesetzesvorschlägen eingebunden und arbeitet an deren Ausgestaltung mit. Die damit verbundenen Tätigkeiten umfassen die Leitung von Arbeitsgruppen zwischen Regulatoren sowie die Stärkung der Kontakte zur Europäischen Kommission sowie zu nationalen Institutionen und Stakeholdern.

Strommarktdesign

Ein Schwerpunkt der legislativen Initiative liegt auf der Weiterentwicklung des Strommarktdesigns. Die Bedeutung und Funktionsfähigkeit der kurzfristigen Märkte soll gestärkt werden. Darüber hinaus wird Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern verstärkt direkt in den Markt gebracht. Durch weitere Maßnahmen, wie eine bei Bedarf noch exaktere Anwendung von Preisgrenzen, sollen korrekte Preissignale aus diesen Märkten auch in knappen Situationen ausreichend zur Verfügung stehen, sodass auch konventionelle Erzeugung im notwendigen Ausmaß am Markt

teilnehmen kann. Zur Absicherung von erforderlichen Erzeugungskapazitäten können zusätzlich geeignete Mechanismen geplant werden. Diese sollen jedoch nur möglich sein, wenn tatsächlich Ressourcenknappheit vorhersehbar ist. Es ist vorgeschlagen, dass ENTSO-E dazu jährlich europaweite Analysen erstellt.

Das Thema Flexibilität wird in den Legislativtexten ausführlich behandelt. Vorschläge, wie Flexibilität in das bisherige System eingebunden werden kann, werden präsentiert. Aggregatoren erhalten eine wichtige Rolle und werden als Marktteilnehmer definiert. Weiters werden grundsätzliche Regelungen zu Demand Response und anderen Flexibilitätsmechanismen getroffen. Um die Netzbetriebssicherheit im Übertragungsnetz weiterhin zu verbessern, werden sogenannte Regional Operational Coordination Centers (ROCs) vorgeschlagen. Sie sollen Aufgaben, wie koordinierte Berechnungen von Übertragungskapazitäten über Preiszonengrenzen, Entwicklung von Netzwiederaufbaukonzepten oder Organisation der Regelenergiemärkte, übernehmen. Die Verantwortung der nationalen Übertragungsnetzbetreiber wird dabei reduziert.

Um auch für Krisensituationen vorbereitet zu sein, schlägt die Europäische Kommission verstärkte grenzüberschreitende und vorausschauende Monitoringmechanismen und einen regelmäßigen Austausch von erforderlichen Daten vor. Dies soll dazu beitra-

gen, aufkommende Krisen entsprechend zu erkennen, vorzubeugen bzw. ihnen effektiv begegnen zu können.

ACER Governance

Im Energiepaket sind in bestimmten Bereichen auch zusätzliche Kompetenzen für ACER vorgesehen, wie etwa neue oder verbesserte Aufsichtsfunktionen bei regionalen oder EU-weit agierenden Organisationen und Marktteilnehmern sowie eine weitreichende Koordinierungsfunktion.

New Deal for Energy Consumers

Für die Europäische Kommission ist die Stärkung der Position von Energieverbrauchern von zentraler Bedeutung. Aus diesem Grund finden sich in vielen Richtlinien und Verordnungen Vorschläge für konsumentenfreundliche Energiemärkte. Österreich hat in diesem Bereich bereits ein sehr hohes Niveau erreicht und liegt im EU-Durchschnitt vergleichsweise weit vorne. In anderen Ländern sind aber nach wie vor Mängel am Endkundenmarkt zu

beobachten. Die Preise werden weiterhin in vielen Mitgliedsländern reguliert, der Anbieterwechsel gestaltet sich mitunter schwierig. Daher ist es nötig, Verbesserungen für Konsumenten aus dem dritten Energiepaket in allen Ländern umzusetzen.

Konsumententhemen, wie eine höhere Beteiligung der Kunden am Energiemarkt sowie Konsumentenschutz, werden von der Europäischen Kommission durchwegs als Querschnittsmaterie behandelt. Die Europäische Kommission möchte die Rechte der Energiekonsumenten weiter stärken und setzt sich demnach für eine bessere Information der Bevölkerung ein. Die Europäische Kommission versucht mit neu vorgeschlagenen Maßnahmen, Verbrauchern die Möglichkeit zu bieten, stärker am Energiemarkt teilzunehmen. Demnach sollen Verbraucher durch Smart Meter (intelligente Stromzähler) und zeitabhängige Stromtarife von günstigen Strompreisen profitieren. Dies könnte auch über Energiedienstleistungsunternehmen geschehen.

TÄTIGKEITEN DER REGULIERUNGS- BEHÖRDE 2016

Strommarkt

REGULIERUNG DER NETZE: KOSTENERMITTLUNG UND TARIFIERUNG IM JAHR 2016

Die E-Control hat jährlich die Kosten, die Ziel bzw. Effizienzsteigerungsvorgaben und das Mengengerüst von Netzbetreibern gemäß § 48 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010) per Bescheid festzustellen. Dabei gibt es unterschiedliche Regulierungsmechanismen: Während Österreichs zwei Stromübertragungsnetzbetreiber nach wie vor im Rahmen einer Kosten-Plus-Regulierung auf Basis jährlicher Kostenprüfung reguliert werden, unterliegt ein Teil der österreichischen Stromverteilernetzbetreiber seit 1. Jänner 2006 einer Anreizregulierung, die sich bislang über zwei Regulierungsperioden zu je vier Jahren erstreckte. In der mit 1. Jänner 2014 begonnenen 3. Anreizregulierungsperiode waren anfangs 38 Stromverteilernetzbetreiber von der Anreizregulierung umfasst, da alle Stromverteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von über 50 GWh im Kalenderjahr 2008 in diese Systematik einzubeziehen waren. Mittlerweile wurden in einigen Netzbereichen von nicht prüfungspflichtigen Netzbetreibern Anträge auf Kostenfeststellungen gemäß § 50 Abs. 6 EIWOG 2010 eingebracht, weshalb sich die Anzahl der innerhalb der Anreizregulierung befindlichen Netzbetreiber mittlerweile auf 59 erhöht hat. Innerhalb der Anreizregulierung unterliegen die Netzbetreiber kostenseitig einem Anreizregulierungspfad und die Entgeltentwicklungen sind im Wesentlichen nicht auf

laufende Kostenentwicklungen im Betrieb des Netzes zurückzuführen. Die Netzbetreiber haben nach dem gültigen Regulierungsregime bis 2019 entsprechende Kostenvorgaben zu erzielen.

Das im Jahr 2016 per Bescheid festgestellte Kosten- und Mengengerüst der einzelnen Netzbetreiber bildete die Basis für die Ermittlung der Entgelte 2017, welche in weiterer Folge mit Beginn des darauffolgenden Jahres in der Systemnutzungsentgelteverordnung (SNE-VO) bzw. deren Novelle verlautbart wird (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 – Novelle 2017 per 1. Jänner 2017).

Da für jeden Netzbereich einheitliche Entgelte ermittelt werden, sorgt ein Ausgleichszahlungsmechanismus dafür, dass Unterschiede in der Erlösstruktur zwischen den Netzbetreibern (Über- bzw. Unterdeckungen) bereinigt werden. Für die Entgelte 2017 kommt es trotz der generellen kostenseitigen Zielvorgaben zu unterschiedlichen Entwicklungen in den Netzbereichen. Eine deutliche Erhöhung der Netzentgelte gibt es nur im Netzbereich Niederösterreich, die vor allem auf eine erhöhte Investitionstätigkeit für den Netzausbau, eine niedrigere Abgabemengengrößenbasis sowie den Wegfall kostenmindernder Effekte aus Baukostenzuschüssen der Vergangenheit zurückzuführen ist.

Starke Reduktionen der Netzentgelte ergeben sich für die Netzbereiche Wien und Vorarlberg

ÜBERSICHT ANPASSUNG NETZNUTZUNGS- UND NETZVERLUSTENTGELT VON 30.09.2001 BIS 01.01.2017

Gewichtet nach Mengen 2011

Entgelt-anpassung pro Ebene	Anpassung 2001-2005		Anpassung 2006-2009		Anpassung 2010-2013		Anpassung 2014-2015		Anpassung 2016		Anpassung 2017			Gesamtanpassung	
	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	in % ²⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾
Ebene 3	-6,62	-12,7	-3,24	-6,2	-2,04	-3,9	-0,71	-1,4	3,59	6,9	0,44	0,8	1,0	-8,59	-16,5
Ebene 4	-6,17	-10,7	-1,10	-1,9	-1,50	-2,6	0,00	0,0	3,52	6,1	-0,38	-0,7	-0,7	-5,64	-9,8
Ebene 5	-59,93	-19,6	-9,47	-3,1	-7,82	-2,6	-2,06	-0,7	13,53	4,4	-2,59	-0,8	-1,1	-68,35	-22,3
Ebene 6	-27,40	-13,5	-3,88	-1,9	-4,00	-2,0	-1,40	-0,7	9,82	4,8	0,34	0,2	0,2	-26,54	-13,1
Ebene 7 – gemessen	-56,71	-19,8	-13,90	-4,9	-11,90	-4,2	-5,63	-2,0	11,50	4,0	-2,16	-0,8	-1,0	-78,80	-27,6
Ebene 7 – nicht gemessen	-308,50	-24,0	-38,80	-3,0	-27,27	-2,1	-20,39	-1,6	50,83	4,0	3,39	0,3	0,4	-340,74	-26,5
Ebene 7 – unterbrechbar	-7,94	-12,7	-0,53	-0,9	-1,24	-2,0	-1,92	-3,1	3,47	5,6	0,55	0,9	1,0	-7,62	-12,2
	-473,3	-21,00	-70,9	-3,15	-55,8	-2,47	-32,1	-1,42	96,3	4,27	-0,4	-0,02	-0,02	-536,3	-23,79

Entgelt-anpassung pro Netzbereich	Anpassung 2001-2005		Anpassung 2006-2009		Anpassung 2010-2013		Anpassung 2014-2015		Anpassung 2016		Anpassung 2017			Gesamtanpassung	
	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	in % ²⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾
Burgenland	-32,3	-33,5	-6,0	-6,3	-4,1	-4,2	0,4	0,4	2,1	2,2	1,3	1,4	2,3	-38,5	-40,0
Kärnten	-16,5	-12,7	1,8	1,4	11,6	8,9	0,6	0,4	4,8	3,7	-0,5	-0,4	-0,3	1,9	1,4
Klagenfurt	-3,6	-15,2	0,8	3,3	-0,3	-1,5	1,7	7,1	1,1	4,5	-0,3	-1,2	-1,2	-0,7	-3,0
Niederösterreich	-50,6	-16,9	-3,4	-1,1	-5,8	-1,9	-27,5	-9,2	24,0	8,0	21,3	7,1	9,0	-42,0	-14,0
Oberösterreich	-58,6	-19,5	-16,9	-5,6	-14,9	-5,0	-12,8	-4,3	8,5	2,8	10,1	3,4	4,9	-84,7	-28,2
Linz	-18,1	-19,5	-7,6	-8,2	-3,2	-3,5	-9,2	-10,0	1,8	2,0	0,1	0,2	0,3	-36,2	-39,0
Salzburg	-50,0	-27,6	-13,2	-7,3	-11,1	-6,1	-4,2	-2,3	5,3	3,0	-4,8	-2,6	-4,4	-77,8	-43,0
Steiermark	-107,7	-28,6	-24,0	-6,4	-23,4	-6,2	12,7	3,4	8,6	2,3	1,1	0,3	0,4	-132,7	-35,2
Graz	-14,6	-29,9	-3,1	-6,3	-0,6	-1,3	-2,4	-4,8	0,7	1,4	-0,9	-1,7	-3,0	-20,8	-42,6
Tirol	-27,2	-14,7	-3,4	-1,9	0,1	0,0	-11,0	-6,0	15,8	8,6	-1,3	-0,7	-0,8	-27,0	-14,6
Innsbruck	-3,3	-10,4	1,4	4,5	-0,3	-0,9	0,8	2,6	3,3	10,7	-0,7	-2,3	-2,2	1,3	4,1
Vorarlberg	-9,3	-11,2	2,0	2,4	-2,0	-2,4	-6,1	-7,4	4,5	5,5	-5,3	-6,5	-7,4	-16,2	-19,6
Wien	-81,5	-20,1	0,6	0,2	-2,0	-0,5	25,0	6,2	15,1	3,7	-20,8	-5,1	-5,7	-63,5	-15,7
Kleinwalsertal	-0,1	-6,4	0,0	-1,9	0,3	14,9	0,0	-1,3	0,4	21,5	0,0	1,2	1,0	0,6	27,9
	-473,3	-21,00	-70,9	-3,15	-55,8	-2,47	-32,1	-1,42	96,3	4,27	-0,4	-0,02	-0,02	-536,3	-23,79

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 20

Anpassung der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte von 30.9.2001 bis 1.1.2017

Quelle: E-Control

in Zusammenhang mit Mengenentwicklungen bzw. Kosten des vorgelagerten Übertragungsnetzes. In den verbleibenden Netzgebieten kommt es zu geringfügigen Erhöhungen oder Reduktionen, die grundsätzlich auf Mengenentwicklungen und geänderte Investitionstätigkeit der einzelnen Netzbetreiber zurückgeführt werden können.

Im Bereich der Netzverlustentgelte gibt es deutliche Reduktionen, die im Wesentlichen auf dem Wegfall der Effekte aus der Berücksichtigung von höchstgerichtlichen Entscheidungen (vgl. VfSlg. 19.511/2011 u. a.) aus dem Vorjahr beruhen. Gleichzeitig haben sich die Kosten für die Netzverlustbeschaffung aufgrund der Marktpreisentwicklung für Strom deutlich reduziert.

In Summe ergibt sich im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr eine stabile Kostenbelastung durch Netzentgelte bei gleichem Verbrauchsverhalten der Kunden. Die Entgelte des Jahres 2017 liegen daher immer noch um durchschnittlich rund 24% unter jenen 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 dem Jahr 2001.

Aufgrund des anhaltenden Investitionsbedarfs der Stromnetze und der Preissteigerungen für Netzbetreiber sind Entgeltsenkungen in den nächsten Jahren nur mehr schwer realisierbar. Eine in den letzten Jahren stabile

NETZENTGELT – ÖSTERREICHSTRUKTUR in Cent/kWh

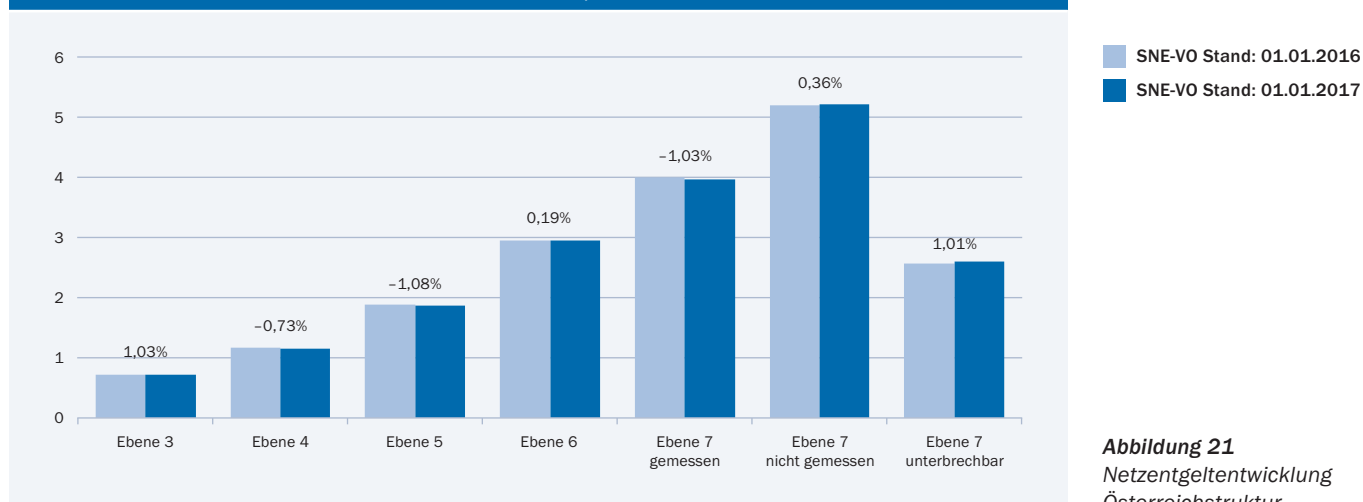


Abbildung 21
Netzentgeltentwicklung
Österreichstruktur

Quelle: E-Control

Entwicklung der Abgabemengen führt hierbei ebenfalls nicht zu einer Entlastung der verbrauchsabhängigen Entgelte.

AUFSICHT MARKTEILNEHMER

Netzdienstleistungsqualität

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

Zur Wahrnehmung der ihr vom Gesetzgeber übertragenen Aufgabe wurde von der E-Control die NetzdienstleistungsVO Strom 2012 (END-VO 2012, BGBl. II 2012/477) erlassen, die im Jahr 2013 novelliert wurde (END-VO 2012-Novelle 2013, BGBl. II 2013/192).

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

Die Qualität der Netzdienstleistung wird unter dem Überbegriff „Versorgungsqualität“ ein-

geordnet. Versorgungsqualität wird dabei als laufende Qualität der Versorgung der Kunden mit Strom angesehen und kann in drei unterschiedliche Qualitätstypen unterteilt werden:

- > Versorgungszuverlässigkeit
- > Spannungsqualität
- > Kommerzielle Qualität

Versorgungszuverlässigkeit

Maßgebend für die Versorgungszuverlässigkeit sind die Anzahl und Dauer von Versorgungsunterbrechungen. Versorgungszuverlässigkeit zeigt auf, ob ein Netzbetreiber bzw. sein Stromnetzsystem seine Versorgungsaufgaben unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne erfüllen kann. Um eine Aussage zur Versorgungszuverlässigkeit treffen zu können, werden die Versorgungsunterbrechungen der Endverbraucher (Netzkunden) gesammelt und hinsichtlich Unterbrechungshäufigkeit, Unterbrechungsdauer und Nichtverfügbarkeit ausgewertet. Hierzu gibt es international und europaweit abgestimmte Kenngrößen, welche wiederum auf durch den Netzbetreiber beeinflussbare Kriterien ausgerichtet sind.

Entsprechend den Vorgaben der bisherigen Elektrizitätsstatistikverordnung 2007 bzw. nunmehr der Elektrizitätsstatistikverordnung 2016, der Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung (E-EnLD-VO) und der END-VO 2012, erfassen und melden österreichische Netzbetreiber der E-Control – im Rahmen der Erhebung der Ausfall- und Störungsdaten (AuSD) – jährlich alle Ausfälle ab einer

Dauer von einer Sekunde unter Angabe der Ursache, der Anzahl und entsprechenden Aufteilung der betroffenen Netzbenutzer, der betroffenen Leistung und anderen für statistische Auswertung relevanten Daten. Darüber hinaus – gemäß § 14 Abs. 1 und 2 END-VO 2012 – müssen alle Netzbetreiber für das vorangegangene Kalenderjahr errechnete Zuverlässigkeitskennzahlen System Average Interruption Duration Index (SAIDI) und Average System Interruption Duration Index (ASIDI) einerseits an die E-Control übermitteln und andererseits auf der eigenen Internetpräsenz veröffentlichen.

Im Dezember 2015 wurde die erste Version der AuSD-Applikation im E-Control Portal (<https://services.e-control.at>) eingeführt. Seitdem pflegen die österreichischen Netz-

betreiber ihre Daten ausschließlich auf diesem Wege ein. Dafür können sie das bisher verwendete Excel-File einlesen oder auch die Daten direkt in das Portal eingeben. Im Unterschied zu den Vorjahren, wo die Erhebung mit 1. Jänner des Folgejahres startete und nach der aktuellen Rechtslage am 15. Februar endete, ist es im Portal möglich, Ausfalldaten bereits im Laufe des Jahres einzupflegen.

Der Verpflichtung, Ausfall- und Störungsdaten bis zum 15. Februar des Folgejahres einzupflegen, kamen im Jahr 2016 lediglich 57 österreichische Netzbetreiber rechtzeitig nach. Am 15. Februar erinnerte die Behörde 69 Netzbetreiber an ihre Verpflichtung, es folgten Mahnschreiben, die zweimalig versandt wurden. Mit 31. März hatte auch der letzte Netzbetreiber seine Pflicht erfüllt, sodass kei-

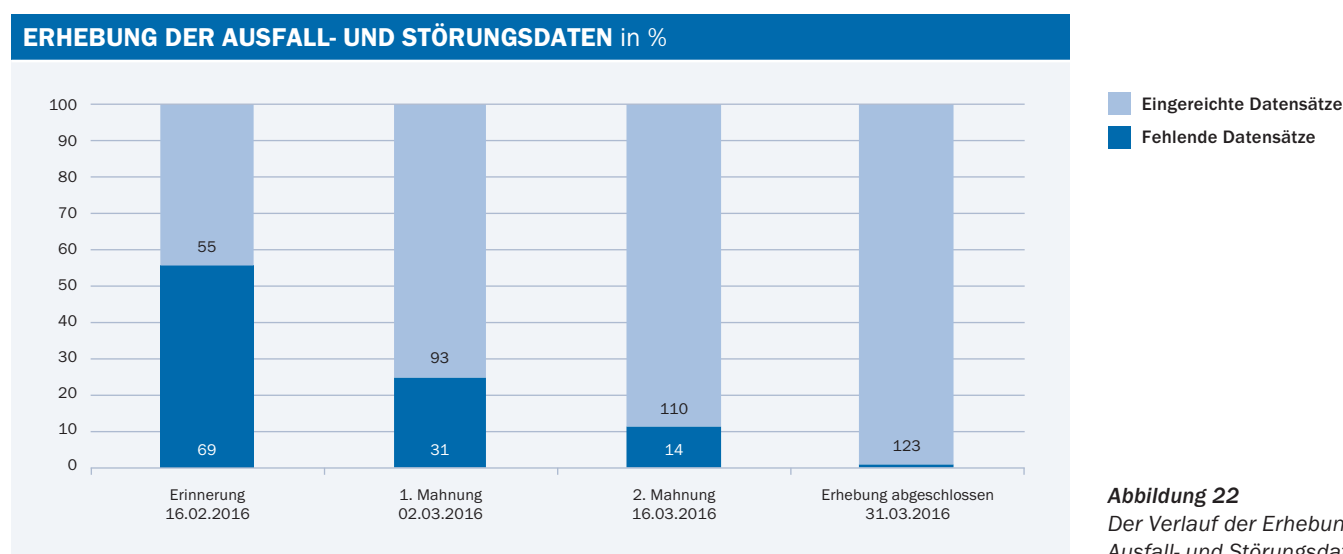


Abbildung 22
Der Verlauf der Erhebung der Ausfall- und Störungsdaten

Quelle: E-Control

ne weiteren rechtlichen Schritte erforderlich waren. Der Verlauf der Erhebung ist in der Abbildung 22 dargestellt.

Die Ausfalls- und Störungsstatistik gibt jedoch nur bedingt Auskunft über die langfristige zukunftsfähige Ausgestaltung der Netze. Hier braucht es neue Indikatoren, die nicht bloß den Ausfall in der Vergangenheit, sondern die Fähigkeit der Verteilernetze, zukünftige Anwendungen aufzunehmen, beschreiben.

In einem weiteren Schritt wurden mehrere Netzbetreiber wegen unvollständiger oder auffälliger Datensätze kontaktiert.

Die anschließende Auswertung aggregierter Daten für das Jahr 2015 ergab, dass die kundengewichtete Nichtverfügbarkeit (SAIDI), errechnet auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen für Österreich, einen Wert von 42,31 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 15,13 Minuten und 27,18 Minuten.

Der Wert für die leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit (ASIDI) auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) liegt für das Berichtsjahr 2015 für Österreich bei 39,50 Minuten. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die installierte Nennscheinleistung der Transformatoren. Unterschieden

nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich Werte von 15,39 Minuten und 24,11 Minuten.⁵

Kommerzielle Qualität

Die kommerzielle Qualität der Netzdienstleistung stellt vor allem auf die Dienstleistungen der Netzbetreiber gegenüber Kunden ab. Dabei finden beispielsweise Punkte wie die Beantwortung von Anfragen, die Erstellung von Kostenvoranschlägen, die Einhaltung von Fristen und Terminen, die transparente Veröffentlichung relevanter Informationen etc. Berücksichtigung. Im Detail definiert die Verordnung folgende Themenbereiche:

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

Zur Überwachung der Einhaltung der definierten Standards sind die Kennzahlen des § 14 Abs. 1 END-VO 2012 von Verteilernetzbetreibern zu erheben und jährlich zum 31. März für das vorangegangene Kalenderjahr an die

⁵ Vgl. https://www.e-control.at/documents/20903/388512/Ausfall-+und+Stoerungsstatistik+2015_Stromausfallsdauer_E-Control.pdf/7f8bd3ae-951f-45e7-a6d2-a791ed7872e8.

E-Control zu übermitteln sowie in geeigneter Weise, jedenfalls aber auf der Internetpräsenz des Verteilernetzbetreibers, von jedem Verteilernetzbetreiber individuell zu veröffentlichen.

Gemäß § 13 END-VO 2012 gelten die festgelegten Standards als erfüllt, wenn sie vom Netzbetreiber in mindestens 95% der entsprechenden Fälle je Standard eingehalten werden.

In den jeweiligen Bereichen, die durch die END-VO vorgegeben werden, wurde die Einhaltung des Standards auf Basis einer österreichweiten Durchschnittsbetrachtung durchgeführt. Danach erfolgte eine Detailprüfung, ob der betreffende Standard auch von jedem einzelnen Netzbetreiber eingehalten wurde. In besonderen Fällen wurde auch untersucht, wie hoch die absolute Anzahl an betroffenen Netzbenutzern ist, wenn der Standard nicht eingehalten wurde, um die Auswirkung der relativen Zahlen besser interpretieren zu können. Die jeweiligen Netzbetreiber wurden in den entsprechenden Fällen zu Verbesserungen aufgefordert.

Spannungsqualität

Gemäß § 8 END-VO 2012 hat der Verteilernetzbetreiber für jeden Netzbenutzer in seinem Netzgebiet die Spannungsqualität an der Übergabestelle entsprechend der Norm EN 50160 sicherzustellen und durch Messungen nachzuweisen. Um den Verteilernetzbetreibern die Einführung der Messung der Spannungsqualität in ihren Umspannwerken

zu erleichtern, ist für die Messung in Umspannwerken ein stufenweiser Zeitplan vorgesehen. Der Stufenplan soll gewährleisten, dass spätestens zum 1. Jänner 2020 eine bundesweite Messung in allen Umspannwerken durchgeführt wird. Gemäß § 16 Abs. 3 Z 2 END-VO 2012 haben Messungen in 10% der Umspannwerke ab 1. Jänner 2014 zu erfolgen, in 50% der Umspannwerke ab 1. Jänner 2016 und in 100% der Umspannwerke ab 1. Jänner 2020. Die jeweilige Auswahl der Messstellen ist mit der E-Control abzustimmen.

Aufsicht Übertragungsnetzbetreiber

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 am 23. November 2016 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. Anschlie-

ßend 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 keinen vollständigen Neubau von Leitungen erfordern, sondern die Adaption von bestehenden Netzen zur Leistungssteigerung und einem optimierten Betrieb des gesamten Übertragungsnetzes beinhalten. Dieses Vorgehen nach dem „NOVA-Prinzip“ (Netzoptimierung vor -verstärkung und -ausbau) wurde seitens der E-Control positiv bewertet. Im heurigen Jahr wurden vier neue Projekte im Netzentwicklungsplan der APG genehmigt.

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

Vor allem in Zusammenhang mit der Auswahl von Projects of Common Interest (PCI), auf europäischer Ebene basierend auf dem Energieinfrastrukturpaket der EU, ist eine fundier-

te Analyse der österreichischen Netzausbauprojekte wichtig und eine intensive und gute Zusammenarbeit der unterschiedlichen Beteiligten ausschlaggebend für eine optimale Förderung der österreichischen und regionalen Interessen.

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

Aufsicht Verrechnungsstellen

Im Rahmen der Aufsichtsfunktion der E-Control über die Verrechnungsstellen erfolgten im Jahr 2016 Änderungen des Strom-Regelwerks im Umfeld der Bilanzgruppenkoordinatoren in zwei Bereichen, die auf den Evaluierungen des Vorjahres basieren.

Die Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators (AB-BKO) wurden im September per Bescheid genehmigt und traten im November in Kraft. Die Änderungen betreffen das Risikomanagementsystem, das vorher stark auf historischen Werten basierte. Aufgrund der zunehmenden Kurzfristigkeit und Volatilität des europäischen und somit auch österreichischen Strommarktes wird in Zukunft ein höheres Gewicht auf die aktuelle Situation der jeweiligen Bilanzgruppen

gelegt. Zudem wird nun bei Bedarf kurzfristig mit einer Sicherheitsnachforderung reagiert. Neben der Vertragskündigung besteht auch die Möglichkeit einer zeitnahen (vorläufigen) Sperre einer Bilanzgruppe, wodurch im Bedarfsfall weitere Ausgleichsenergie eingeschränkt werden kann. Weiters erfolgte eine Änderung des Einflusses der Bonität. Die Wahrscheinlichkeit des Eintritts der Solidarhaftung soll durch das neue Risikomanagement minimiert werden und damit allen Marktteilnehmern zugutekommen.

Eine weitere Aufgabe der Verrechnungsstelle ist die Abrechnung der Ausgleichsenergie. Die Vorgehensweise inklusive verwendeter Formeln ist in den AB-BKO geregelt. Mit Anfang 2016 wurden, wie 2015 evaluiert und geplant, Parameter an der Verrechnungsformel geändert. Wie erwartet wurden die beobachteten negativen Werte des sogenannten Clearingpreises 2 verringert, aber nicht beseitigt. Der Effekt wurde auch durch die Veränderungen bei der Beschaffung, verstärkt. In nur wenigen Monaten konnten wie angestrebt 20% der Kosten an Bilanzgruppen mit Endverbrauchern verrechnet werden.

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

Nach § 80 Abs. 1 ElWOG 2010 haben Versorger Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit elektrischer Energie für Kunden, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, zu erstellen (AGB). Die AGB sowie ihre Änderungen sind

der E-Control 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 der AGB durch. Ein Verfahren vor den ordentlichen Gerichten, z.B. im Wege einer Verbandsklage, ist allerdings trotz einer eventuell erfolgten Nicht-Untersagung möglich.

Im Jahr 2016 zeigten fünf Stromlieferanten erstmalig AGB an, vier weitere Stromlieferanten zeigten Änderungen ihrer bereits bestehenden AGB an. Wie in den vorangegangenen Jahren hat sich auch im Jahr 2016 die informelle Vorabstimmung der AGB der E-Control mit den Stromlieferanten bewährt. Bedenkliche Klauseln konnten dabei schon frühzeitig erkannt und aufgezeigt werden. Die Lieferanten waren in Bezug auf die als erforderlich erachteten Änderungen in den überwiegenden Fällen durchaus kooperativ, partiell wurden einzelne Klauseln von der Regulierungskommission aufgegriffen und diskutiert und allenfalls erforderliche Änderungsaufträge erteilt bzw. Änderungsanregungen geäußert. Allgemein konnten alle Prüfungsverfahren im Jahr 2016 durch Nicht-Untersagung eingestellt werden, sodass kein Verfahren mit einer Untersagung der Anwendung von AGB beendet werden musste.

Aufsicht Handelsplätze

Die Strombörsen EPEX Spot SE und EXAA stellen die wesentlichen Plattformen für den kurzfristigen physischen Stromhandel für Lieferung in Österreich dar und ermöglichen Marktteilnehmern einen zeitnahen Handel von Day-ahead- und Intraday-Produkten.

Entwicklungen des Handelsvolumens der EPEX Spot SE

Die EPEX Spot SE bündelt den Day-ahead- und Intraday-Handel für die Gebotszonen Deutschland-Österreich-Luxemburg, Frankreich und die Schweiz. Im April 2015 wurde zudem angekündigt, die Aktivitäten mit der Strombörse APX zusammenzuführen, mit dem Ziel, eine Strombörse für Zentralwesteuropa und das Vereinigte Königreich zu bilden. Bereits in den vergangenen Jah-

ren konnte sich die Plattform als wesentlicher europäischer Handelsplatz etablieren. Das Handelsvolumen in der Gebotszone Deutschland-Österreich-Luxemburg hat sich seit der Einführung im Jahr 2009 mehr als verdoppelt und betrug im Jahr 2015 rund 301,6 TWh. Dies entspricht einem Anteil von ca. 50% des tatsächlichen physischen Gesamtstromverbrauchs der drei Länder sowie einem Anstieg von 4,2% gegenüber dem Vorjahr. Wesentlich verantwortlich hierfür war vor allem die Entwicklung des Intraday Marktes. Dieser wies ein Handelsvolumen von rund 37,5 TWh und damit eine Steigerung von rund 42% gegenüber dem Vorjahr auf (Abbildung 23). Im Betrachtungszeitraum Jänner bis September 2016 konnte das Handelsvolumen im Intraday-Markt gegenüber dem Vorjahr nochmals um 8,3% zule-

DAY-AHEAD UND INTRADAY-HANDELSVOLUMEN EPEX SPOT SE IN DEUTSCHLAND/ÖSTERREICH/LUXEMBURG in TWh

Intraday
Day-ahead

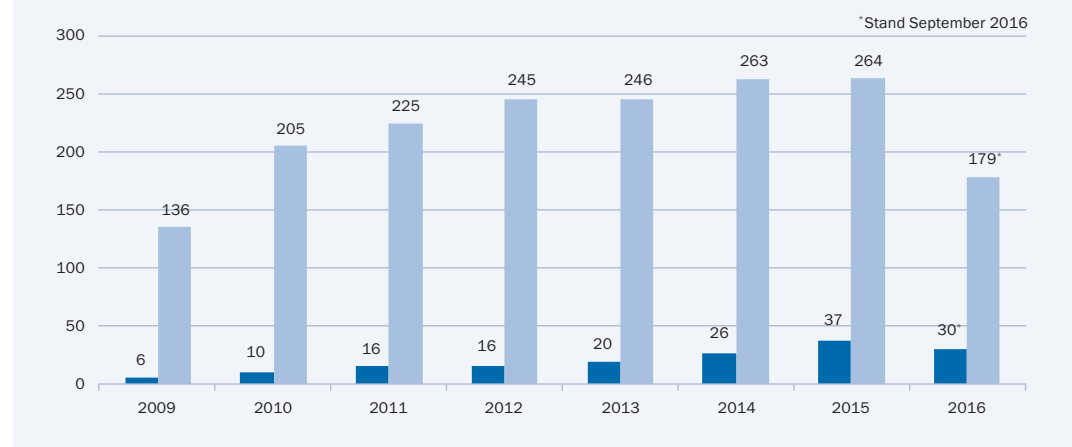


Abbildung 23
Entwicklung des Day-ahead- und Intraday-Handelsvolumens der EPEX Spot SE (Gebotszone Deutschland/Österreich/Luxemburg)

Quelle: EPEX Spot SE

gen. Im Day-ahead-Markt kam es im gleichen Zeitraum hingegen zu einem Rückgang des Handelsvolumens von 9%.

Entwicklungen des Handelsvolumens der EXAA

Die Strombörse EXAA bietet Marktteilnehmern seit dem Jahr 2002 die Möglichkeit zum Handel von Day-ahead-Produkten für die Gebotszone Deutschland-Österreich-Luxemburg. Der Handelsplatz zeigte in den letzten Jahren eine sehr konstante Entwicklung und wies im Jahr 2015 ein Handelsvolumen von 8,22 TWh auf (Abbildung 24). Dies entspricht einer Steigerung von rund 5% gegenüber dem Vorjahr. Im Betrachtungszeitraum Jänner bis September 2016 lag das Handelsvolumen im EXAA-Day-Markt auf jenem des Vorjahres.

Die Handelsvolumina der beiden Strombörsen EPEX Spot SE und EXAA weisen eine stetige bis leicht steigende Tendenz auf. Im Falle der EPEX Spot SE ist die Steigerung des Handelsvolumens vor allem auf die positive Entwicklung der Liquidität im Intraday-Markt zurückzuführen. Durch den steigenden Anteil volatiler Erzeugung aus erneuerbarer Energien ist anzunehmen, dass sich diese Entwicklung im Intraday-Handel auch zukünftig fortsetzt.

Aufsicht Lieferanten

Die Landesregierungen sind laut § 88 Abs. 1 EIWOG 2010 für die Überwachungsaufgaben zuständig und daher für die endgültige Festlegung der genauen Inhalte der Datenabfrage. Gemäß § 88 Abs. 8 EIWOG 2010 hat die Regulierungsbehörde E-Control das Format

DAY-AHEAD-HANDELSVOLUMEN EXAA IN DEUTSCHLAND/ÖSTERREICH/LUXEMBURG in TWh



Quelle: EXAA

Abbildung 24

Entwicklung des Day-ahead-Handelsvolumens der EXAA (Gebotszone Deutschland/Österreich/Luxemburg)

der zu liefernden Daten zu definieren. Die Daten sind auch der Regulierungsbehörde zu übermitteln. In den letzten Jahren wurde die Datenabfrage österreichweit harmonisiert und den Meldepflichtigen somit ein für jedes Bundesland gültiges Meldeformular zur Verfügung gestellt.

Die Analyse der eingegangenen Daten hat Folgendes ergeben:

Massenkunden in Österreich ersparten sich im Jahr 2015 nur durch Lieferantenwechsel rund 11,2 Millionen Euro bei den reinen Energiekosten ohne Netznutzungsentgelte (herangezogen wurde der reine Energiepreis einschließlich aller Abgaben, Steuern und sonstiger staatlich verursachter Belastungen, die auf der Rechnung nicht getrennt ausgewiesen werden). Die tatsächliche Einsparung durch Lieferantenwechsel ist höher, da auf die Nettogesamtkosten der Energie, des Netzes, der Abgaben und Förderkosten die Umsatzsteuer berechnet wird. Lieferantenwechsel bei Umzügen sind davon nicht erfasst, da diese als Neuanmeldungen eingestuft werden.

Verstöße gegen Entflechtungsvorgaben

Die E-Control hat im Berichtszeitraum, wie auch bisher, Verstöße gegen das gesetzliche Diskriminierungsverbot (§ 9 ElWOG 2010 bzw. § 9 Gaswirtschaftsgesetz 2011 [GWG 2011]) aufgegriffen und entsprechende Verfahren eingeleitet. Zumeist betrafen die Fälle die Verwechslungsgefahr zwischen dem Ver-

teilernetzbetreiber und der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens (vgl. § 42 Abs. 6 ElWOG 2010 iVm Ausführungsgesetzen der Länder bzw. § 106 Abs. 3 GWG 2011), wie etwa Kundenschriften und die Darstellung von Inhalten auf Webseiten. In einigen Fällen konnte die E-Control durch Verpflichtungszusagen der betroffenen Unternehmen eine Einhaltung dieser rechtlichen Vorgaben erreichen.

MARKTAUFSICHT

Regelreservemarkt

Die Beschaffung der Regelreserve erfolgt seit Anfang 2012 vollständig marktbasiert durch die APG. Die Entwicklungen auf den verschiedenen Märkten werden von der E-Control detailliert überwacht. Die Regelreservekosten sind von 2012 bis 2014 stark gestiegen, hauptsächlich verursacht durch geringen Wettbewerb am Regelreservemarkt. Um dem entgegenzuwirken, hat die E-Control nationale Initiativen zur Belebung des Regelreservemarktes und internationale Kooperationen zur Eindämmung der Kosten für Regelreserve eingeleitet. Auch 2016 sind, wie schon in den Jahren davor, neue Marktteilnehmer auf den Regelreservemärkten tätig geworden, die Anzahl der Teilnehmer hat sich mittlerweile mehr als verdoppelt. Zusätzlich haben bestehende Marktteilnehmer ihr Produktportfolio ausgeweitet, wobei auch neue Typen von Anlagen, wie industrielle Verbraucher und Power2Heat-Anlagen zur Fernwärmeerzeugung sowie Anlagen, die sich in anderen Bilanzgruppen befinden, zum Einsatz kommen.

Dies wurde durch weitere Anpassungen begünstigt, wie z.B. tägliche Auktionen bei der Sekundärregelung (mit Beginn der Kooperation mit Deutschland wurden die täglichen Auktionen vorläufig wieder eingestellt) und der Tertiärregelung. Die Regelreserve aus Verbrauchsanlagen und aus solchen Anlagen, die bei Verteilernetzbetreibern angeschlossen sind, ist im Zunehmen.

Seit Mai 2013 werden gemeinsam mit anderen Übertragungsnetzbetreibern „Imbalance-Netting-Cooperationen“ durchgeführt, im Rahmen derer Erzeugungsüberschüsse oder -unterdeckungen in einer Regelzone zum Ausgleich der jeweils anderen Regelzone verwendet werden. Im April 2016 trat der kroatische Übertragungsnetzbetreiber der

Kooperation bei, die mit dem slowenischen Übertragungsnetzbetreiber 2013 begonnen worden war. Seit April 2014 ist die APG auch Mitglied der International Grid Control Cooperation (IGCC), an der mit dem 2016 erfolgten Beitritt des französischen Übertragungsnetzbetreibers nunmehr elf europäische Übertragungsnetzbetreiber mitwirken. Die abgerufene Energie und die Kostenbasis konnten reduziert werden.

Seit Juli 2016 besteht bei der Sekundärregelung eine enge Zusammenarbeit der APG mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern, die in dieser Form die erste internationale Kooperation in Europa darstellt. Dabei wird der Einsatz von Sekundärregelenergie anhand einer gemeinsamen Abrufliste (Merit-Order)

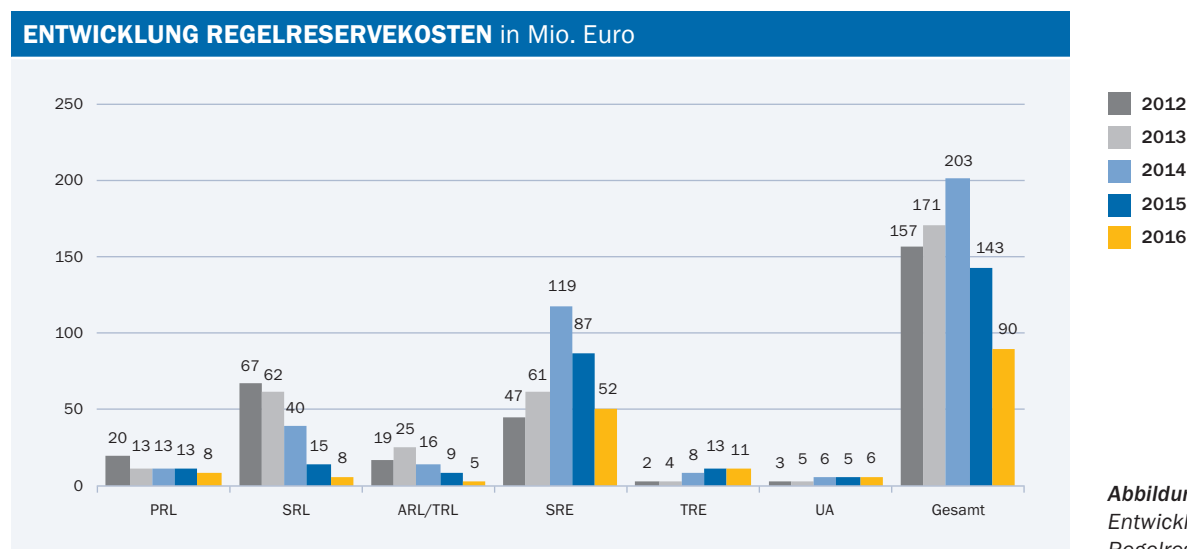


Abbildung 25
Entwicklung
Regelreservekosten⁶

Quelle: E-Control

⁶ Anmerkung: Regelreservekosten [Millionen Euro] gegliedert nach Kosten für Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL), Ausfallsreserve- und Tertiärregelleistung (ARL/TRL), Sekundärregelenergie (SRE), Tertiärregelenergie (TRE) und Kosten für ungewollten Austausch (UA); 2012 bis 2014 jeweils KW1–52, 2015–2016 1. Jänner bis 31. Dezember.

durchgeführt. Auf diese Weise kommt – sofern keine Netzrestriktionen bestehen – immer die aus wirtschaftlicher Sicht günstigste Sekundärregelenergie in beiden Ländern zum Einsatz. Im nächsten Schritt wird zur weiteren Vertiefung der Kooperation eine gemeinsame Beschaffung von Sekundärregelleistung für Deutschland und Österreich geprüft.

Bei der Primärregelung besteht bereits seit 2013 eine erfolgreiche Kooperation mit dem Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid, die 2015 auf Deutschland und die Niederlande und 2016 auf Belgien ausgedehnt wurde. Es handelt sich um den größten europäischen Markt in diesem Bereich, der Anfang 2017 um Frankreich erweitert wurde.

2016 sind zum zweiten Mal in Folge die Jahreskosten für die Beschaffung von Regelreserve stark gesunken, auf knapp 90 Euro bzw. um etwa 37% gegenüber dem Vorjahr, d.h., die gesetzten Maßnahmen zeigen weiterhin deutliche Wirkung. Die Beschaffung der Regelreserve wird weiterhin überwacht und laufend evaluiert sowie national und international unter Berücksichtigung der kommenden europäischen Richtlinien weiterentwickelt.

MARKTREGELN

Marktregeln sind die Summe aller Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen auf gesetzlicher oder vertraglicher Basis, die Marktteilnehmer im Elektrizitätsmarkt einzuhalten haben, um ein geordnetes Funktionieren dieses Marktes zu ermöglichen und zu ge-

währleisten. Im Speziellen hat die E-Control technische und organisatorische Regeln (TOR) sowie Sonstige Marktregeln auf Basis des § 22 Abs. 1 und 2 E-ControlG 2010 in Zusammenarbeit mit Netzbetreibern bzw. den Marktteilnehmern zu erarbeiten. Ferner hat die E-Control Allgemeine Bedingungen der Netzbetreiber (AB Netze) gemäß § 41 EIWOG 2010, der Ökostromabwicklungsstelle (AB-ÖKO) gemäß § 39 ÖkostromG 2012 sowie der Bilanzgruppenkoordinatoren (AB-BKO) gemäß § 11 VerrechnungsstellenG 2000 zu genehmigen.

Rechtswirksam werden die Marktregeln durch Einbindung in privatrechtliche Verträge zwischen den Marktteilnehmern.

Technische und organisatorische Regeln (TOR)

Die TOR stellen ein mehrteiliges und umfassendes nationales technisches Regelwerk dar und wenden sich gleichermaßen an die Betreiber aller Übertragungs- und Verteilernetze sowie an sämtliche Netzbenutzer. Die TOR sind angewandte Betriebs- und Erhaltungsregeln für Stromnetze zur Erzielung einer angemessenen Versorgungssicherheit und eines störungsfreien Verbundbetriebs und regeln das Zusammenwirken von Erzeugungsanlagen, Übertragungs- und Verteilernetzen sowie von Anlagen von Netzbenutzern.

Im Berichtszeitraum wurden die TOR Teil D4 „Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen“ erarbeitet. Die Version 2.3 ist mit 1. Juli 2016 in Kraft getreten. Folgen-

de Änderungen sollen zur gesamtwirtschaftlich kostengünstigen Weiterentwicklung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen beitragen:

- > Herabsetzung des Grenzwerts für zulässige einphasige Einspeisung, um mehr Photovoltaikanlagen an bestehende Netze anschließen zu können,
- > weitere Ausgestaltung der Vorgaben für die Blindleistungsregelung von Erzeugungsanlagen,
- > Einbeziehung elektrischer Energiespeicher in die TOR sowie
- > vereinfachte Anforderungen für Kleinsterzeugungsanlagen.

Sonstige Marktregeln (SOMA)

Die sonstigen Marktregeln beschreiben die „Software“ zum Funktionieren eines liberalisierten Strommarktes. Sie definieren energiewirtschaftliche Geschäftsprozesse zwischen den Marktteilnehmern (z.B. Fahrpläne, Lastprofile, technisches Clearing, Netzrechnung, Verbrauchsdaten) sowie dazugehörige Datenformate und die Datenübertragung.

Im Berichtszeitraum sind neue Versionen der Kapitel 6, 7 und 11 der sonstigen Marktregeln in Kraft getreten und es wurden Entwürfe der Kapitel 5, 6 und 10 konsultiert.

Das Kapitel 6 „Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile“ wurde per 1. Jänner 2016 in der Version 3.4 um sogenannte OBIS (Object Identification System)-Codes, einem Format für die Abrechnung

des Netznutzungsentgelts für die Regelsreserve, erweitert.

Das Kapitel 7 „Elektronischer Austausch von Netza abrechnungsdaten“ verpflichtet nun in der Version 2.1 den Netzbetreiber bei Inanspruchnahme kombinierter Rechnungslegung durch den Netzbetreiber grundsätzlich zur elektronischen Übermittlung von Rechnungen an den Lieferanten in einem standardisierten Format.

In der ebenfalls am 1. Jänner 2016 in Kraft getretenen Version 1.2 des Kapitels 11 „Datenformat zur Übermittlung von Verbrauchsdaten intelligenter Messgeräte vom Netzbetreiber an den Lieferanten gemäß § 2 DAVID-VO“ wurde das Übertragungssystem für den elektronischen Datenaustausch näher spezifiziert und das Übertragungsschema und der Produktnummernkatalog geändert.

Vom 22. Juni 2016 bis 17. Juli 2016 wurden die Version 3.5 des Kapitels 6 „Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile“ sowie die Version 3.0 des Kapitels 10 „Informationsübermittlung von Netzbetreibern und anderen Marktteilnehmern; Grundsätze des 1. und 2. Clearings“ konsultiert. Die Ergänzungen in Kapitel 6 betreffen die Aufteilung der Wirkarbeit von Erzeugungsanlagen auf virtuelle Zählpunkte. In Kapitel 10 soll Lieferanten, die Kunden mit intelligenten Messgeräten beliefern, die Möglichkeit eröffnet werden, auf Basis von z.B. Viertelstunden- oder Tagesmesswerten gecleart zu werden. Damit könnten Lieferanten neue und innovative Pro-

dukte anbieten, angepasst an das individuelle Verbraucherverhalten und die jeweilige Preissituation am Großhandelsmarkt. Durch diese Maßnahme wird ein Anreiz zur Verwendung Intelligenter Messgeräte und zur genaueren Bilanzgruppenbewirtschaftung gesetzt. Damit verfolgt die E-Control die in der Energy Union Strategie [COM (2015) 80] gesetzten Ziele einer Ausrollung von Smart Metern, einer vollen Beteiligung der Endverbraucher am Strommarkt und eines Anreizes für Verbrauchssteuerung.

Schließlich wurde das neue Kapitel 5 „Rahmenbedingungen für die Erarbeitung technischer Dokumentationen von Geschäftsprozessen, Datenformaten und der Datenübertragung auf www.eutilities.at“ erarbeitet. Marktteilnehmer beschreiben in sogenannten „technischen Dokumentationen“ Details zu Geschäftsprozessen, Datenformaten und Datenübertragung. Sofern diese Dokumentationen unter Beteiligung aller betroffenen Marktpartner und unter Beachtung der in Kapitel 5 vorgesehenen Verfahrensregeln erstellt wurden, sind die technischen Dokumentationen von allen Marktteilnehmern anzuwenden. Die E-Control behält sich jedoch vor, die Anwendung technischer Dokumentationen zu untersagen, sofern sie diskriminierend oder sonst rechtswidrig sind. Das Kapitel ist am 1. Jänner 2017 in Kraft getreten.

SMART METER

Im Jahr 2012 wurde in Österreich mit der Erlassung der auf § 83 Abs. 1 EIWOG 2010

basierenden Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) durch den Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ), nunmehr: Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (BMFWF) der Startschuss für die Einführung von Intelligenten Messgeräten in Österreich gegeben. Die Verordnung wurde Ende 2014 novelliert. Die Verordnung sieht vor, dass bis Ende 2019 mindestens 95% aller österreichischen Stromkunden mit einem Intelligenten Messgerät auszustatten sind. Der festgeschriebene Einführungsplan beabsichtigt zudem eine stufenweise Umsetzung: Bis Ende 2015 war seit der Novelle 2014 ein Projektplan über die schrittweise Einführung von intelligenten Messgeräten samt Angabe eines Zielerreichungspfades vorzulegen und bis Ende 2017 sind 70% aller Kunden mit einem Intelligenten Messgerät auszustatten. Die gesamte Einführung basiert auf Grundlage der Verpflichtungen aus der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL 2009/72/EG⁷, die nach Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse eine Einführung von Intelligenten Messgeräten für mindesten 80% aller Stromkunden bis Ende 2020 vorsieht. Aufgrund dieses Zeitrahmens haben die Netzbetreiber viel Arbeit vor sich, um die Einführung zeitgerecht und für alle Kunden zufriedenstellend abzuschließen. Um diesen komplexen Vorgang zu überwachen, hat der Gesetz- bzw. Verordnungsgeber den Netzbetreibern Berichtspflichten gegenüber dem BMFWF und der Regulierungsbehörde auferlegt. Die E-Control ist zur Erstellung eines Fortschritts-

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

berichts verpflichtet, dieser wurde im Jahr 2016 auf Basis der abgefragten Daten für das Jahr 2015 erstellt. Details zur Einführung sind dem entsprechenden Monitoringbericht zu entnehmen. Dieser ist – wie auch die Berichte der Vorjahre – auf der Webseite der E-Control⁸ abrufbar.

MARKTAUFSICHT ÖKOSTROM: HAUPTBOTSCHAFTEN ÖKOSTROMBERICHT

In der Vergangenheit sind in Österreich sowohl der Stromverbrauch⁹ als auch die erzeugten Mengen gestiegen. So wurden im Jahr 1990 im öffentlichen Netz 43,5 TWh Strom (inklusive Pumpstrom, Netzverluste, Eigenverbrauch Kraftwerke) verbraucht und 44,1 TWh Strom produziert, der Anteil der Erneuerbaren am Verbrauch lag bei 70%.

Bis zum Jahr 2014 stieg die verbrauchte Menge um 53%. 2014 wurden 67 TWh Strom (inklusive Pumpstrom, Netzverluste, Eigenverbrauch Kraftwerke) verbraucht und es wurden 65 TWh Strom produziert. Nach ersten Auswertungen lag der Anteil des Stroms aus Erneuerbaren (inländische Erzeugung) am Verbrauch im Jahr 2015 bei 74%¹⁰. Eine erste Auswertung ergab für das Jahr 2012 73% (nach aktuellem Datenstand 77%) und für 2014 69% (nach aktuellem Datenstand 74%). Die Unschärfe ergibt sich aufgrund von Strommengen sonstiger Kraftwerke < 10 MW, welche erst zu einem späteren Zeitpunkt detailliert zugeordnet werden können. 2015 dürfte der Anteil des gesamten Stroms aus Erneuerbaren in etwa auf dem Niveau des Jahres 2014 liegen. Der Höchststand von

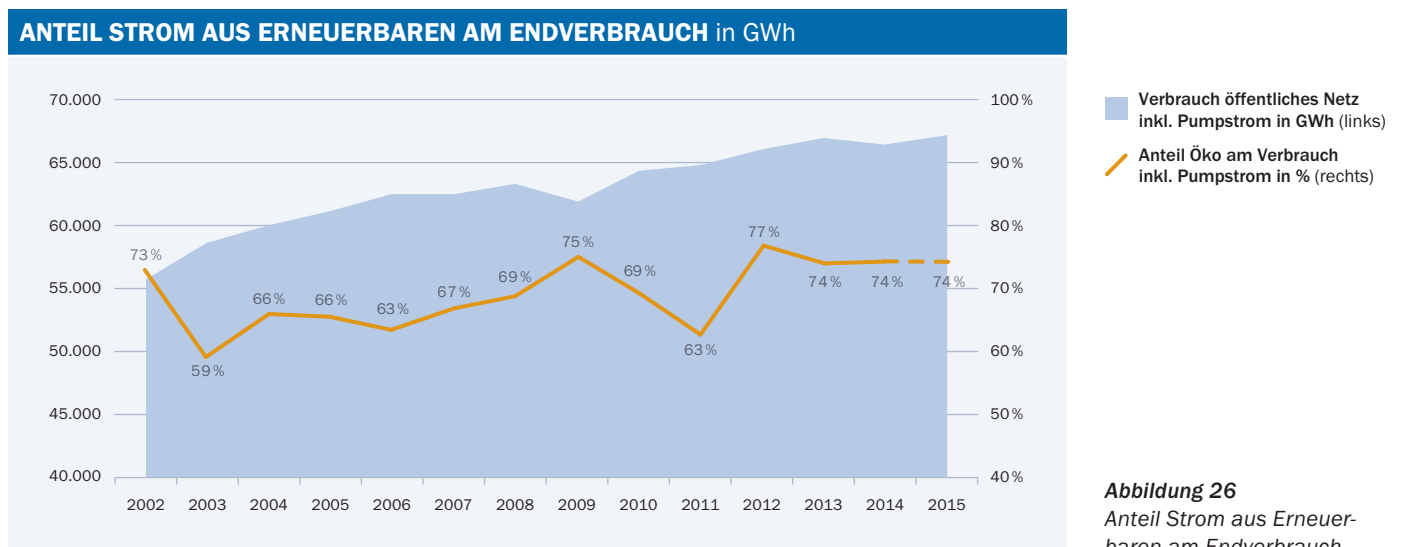


Abbildung 26
Anteil Strom aus Erneuerbaren am Endverbrauch

Quelle: E-Control

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

⁹ Die Daten zum Stromverbrauch beziehen sich auf die Statistiken der E-Control. Der Stromverbrauch setzt sich zusammen aus Bruttostromerzeugung + physikalische Importe – physikalische Exporte. Der Anteil Pumpstrom ist inkludiert.

¹⁰ Anmerkung: Die finalen Daten werden erst Mitte/Ende des Jahres 2016 zur Verfügung stehen. Basierend auf Erfahrungswerten wurden die im Augenblick als „sonstiger Strom“ angeführten Mengen den einzelnen Erzeugungstechnologien zugeordnet. Dies wurde in der Grafik durch die unterbrochene Linie berücksichtigt.

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

Abbildung 27
 Ausbauziele laut ÖSG 2012
 – zusätzlich installierte
 Leistung verglichen mit 2010

Quelle: ÖSG 2012

2012 konnte somit aber erneut nicht erreicht werden. Dieser konnte damals vor allem aufgrund einer sehr guten Wasserführung erzielt werden. In Abbildung 26 ist die Entwicklung des Verbrauchs im öffentlichen Netz inklusive Pumpstrom dargestellt sowie der Anteil von Strom aus Erneuerbaren (gefördertem Ökostrom und Wasserkraft).

Zielerreichungsgrad

In Abbildung 27 sind die im Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012) definierten Ausbauziele dargestellt.

Zielerreichung 2015

Für die Berechnung des Zielerreichungsgrades auf Basis § 4 (2) ÖSG 2012 ist die Abgabe an Endverbraucher aus dem öffentlichen Netz ausschlaggebend. Dieser Wert liegt im Jahr 2015 bei 57.501 GWh. Betrachtet man ausschließlich die von der Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG) abgenommene Menge von 9.168 GWh, so ergibt sich dabei ein Anteil des kontrahierten Ökostroms von 15,94%. Würde man die gesamte zum Marktpreis ab-

genommene Menge der OeMAG exkludieren (377 GWh im Jahr 2015), so würde sich der Anteil auf 15,29% belaufen. Dabei ist jedoch zu sagen, dass dies ein Minimalszenario darstellt, da sicherlich einige mittels Investitionszuschüssen geförderte Kleinwasserkraftanlagen ihren Strom zum Marktpreis an die OeMAG verkaufen und hier Berücksichtigung finden müssten.

Für die kleine und mittlere Wasserkraft wurden in der Folge auch die investitionsgeförderten Anlagen einbezogen. In Summe ergibt sich dadurch eine installierte Leistung von 3.916 MW (Zielwert 3.252 MW) und erzeugtem Strom von 10.276 GWh (Zielwert 9.413 GWh). Daraus würde sich ein Anteil an der Abgabe an Endverbraucher von 17,9% ergeben.

Weiters wurden Auswertungen basierend auf Daten der OeMAG, welche sich auf den Brutto-Zubau der einzelnen Jahre konzentrieren, erstellt. Dabei wurde also nicht die Differenz von Ende 2009 und Ende 2015 gebildet, son-

dern der tatsächliche Ausbau von jedem einzelnen Jahr. Anlagen, die aus dem Fördersystem herausfallen, mindern somit nicht den tatsächlich getätigten Zubau.

Dabei gab es folgende Unschärfen bezüglich der Datengrundlage:

- > Erweiterungen (Erweiterungsteile) werden berücksichtigt.
- > Bei Kleinwasserkraftwerken (KWKW) wird die gesamte Revitalisierungsleistung berücksichtigt, z.B. ursprüngliche Engpassleistung 250 kW, nach Revitalisierung 320 kW – 320 kW werden berücksichtigt.
- > Differenzen zu den veröffentlichten Bilanzgruppe (BG)-Jahressalden begründen sich durch:
 - > Zugänge (Wechsel) in die BG mit Inbetriebnahme-Datum in einem Vorjahr: Wenn beispielsweise ein Vertrag das Inbetriebnahme-Datum 2009 besitzt, aber erst 2011 in die BG der OeMAG gewechselt ist, ist dieser im BG-Jahressaldo 2011 berücksichtigt (zum 31. Dezember 2011 aktiv), aber nicht im Zubau.
 - > Abgänge (Wechsel) aus der BG: Wenn z.B. ein Vertrag das IB-Datum 2012 besitzt, aber 2012 auch aus der BG gewechselt ist, ist dieser im Zubau berücksichtigt, aber nicht im BG-Jahressaldo (da nicht zum 31. Dezember 2012 aktiv).
 - > Verzug beim Anlegen der Verträge (vor allem 2012 bedingt durch Wartelistenabbau). Verträge wurden erst nach

Datenstichtag (Februar 2013) angelegt. Somit sind Verträge nicht im BG-Jahressaldo, aber im Zubau berücksichtigt.

In Summe ergibt sich hieraus eine zusätzlich installierte Leistung von 2.379 MW – das Ziel laut ÖSG 2012 für 2015 waren 1.650 MW. In dieser Betrachtungsweise werden die Ausbauziele für kleine und mittlere Wasserkraft und Wind erfüllt. Zwar werden sie bei Photovoltaik, Biomasse und Biogas nicht erfüllt, in Summe werden sie aber aufgrund des mehr als doppelt so hohen Windkraftausbaus übererfüllt.

Zielerreichung 2020

Ausgehend von den Ergebnissen für 2015 wurde eine Prognose für die weitere Entwicklung des Zubaus bis 2020 erstellt. Laut dieser Prognose sollten die Ziele in Summe bis 2020 erfüllt werden (siehe Abbildung 28).

Wie im letzten Jahr wurden die Tarife für rohstoffabhängige Technologien nicht reduziert. Für den weiteren Ausbau von kleiner und mittlerer Wasserkraft wurden aktualisierte Auswertungen der OeMAG herangezogen und mit dem potentiellen Ausbau aufgrund der garantierten Einspeisetarife kombiniert.

90% der Mittel aus dem Resttopf wurden für den Zeitraum 2016 bis 2020 der Windkraft zugerechnet, die übrigen 10% der Photovoltaik. Unter diesen Voraussetzungen zeigen beide Marktpreisszenarien, dass der Zubau über den gesetzlich festgelegten 8.500 GWh liegen würde. Bei einem Marktpreis von 3 Cent/kWh ergäben sich in Summe etwa

9.200 GWh und bei 4 Cent/kWh wären es zusätzliche 9.800 GWh. Für die einzelnen Technologien ergibt sich ein unterschiedliches Bild.

weil dies mittlerweile äußerst unrealistisch erscheint, ergibt sich für diese Technologien eine noch größere Differenz zum Ausbauziel.

Die Windkraft würde zwischen 1.300 bis 1.600 GWh über dem angestrebten Ziel liegen. Die Photovoltaik würde je nach Marktpreisszenario bis zu 180 GWh über dem Ausbauziel liegen. Im Bereich der Wasserkraft könnte das 2.000-GWh-Ziel aufgrund der aktuellen Prognose in beiden Fällen übertroffen werden. Bei den rohstoffabhängigen Technologien ist wie in den letzten Jahren zu erwarten, dass die Ausbauziele in keinem Fall erreicht werden. Da in dieser Prognose die Einspeisetarife für die rohstoffabhängigen Technologien nicht reduziert wurden,

Stromkennzeichnungsbericht

Stromlieferanten müssen Kunden die Primärenergieträgeranteile ihrer Lieferungen zur Kenntnis bringen. Diese müssen als Versorgermix (gesamte Stromaufbringung des Lieferanten an Endverbraucher) auf der Stromrechnung (Jahresabrechnung) und auf Werbe- und Informationsmaterialien dargestellt werden. Die österreichische Stromkennzeichnung basiert ausschließlich auf sogenannten Nachweisen und steht in keinem Zusammenhang mit der physikalischen Situation wie z.B. der Kraftwerksproduktion in Österreich.

- 4 Cent/kWh Marktpreis und sinkende Einspeisetarife
- 3 Cent/kWh Marktpreis und sinkende Einspeisetarife
- Ziel bis 2020 +8.500 GWh

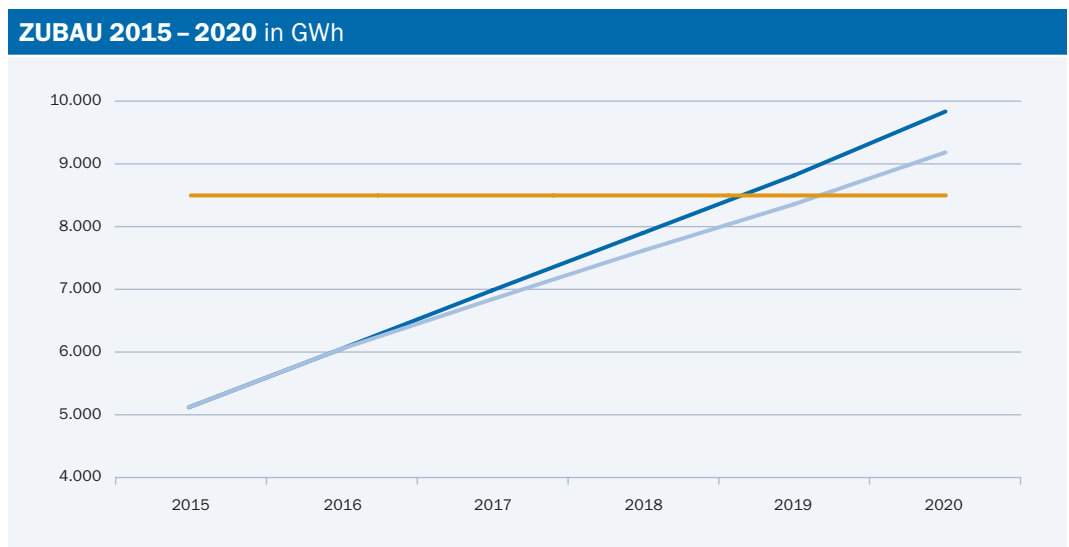


Abbildung 28
Zubau 2015 bis 2020

Quelle: OeMAG, E-Control, Juli 2016

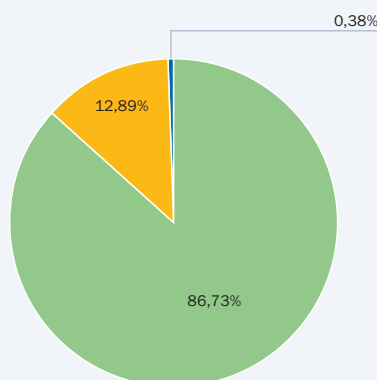
Die gesetzliche Funktion der E-Control umfasst die Überwachung, Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Nachweisen sowie die Überwachung der Richtigkeit der Stromkennzeichnung.

Jährlich wird die Stromkennzeichnung sämtlicher Lieferanten, die in Österreich Endkunden beliefern, geprüft. Die Ergebnisse dieser Überprüfung werden im ebenfalls jährlich veröffentlichten Stromkennzeichnungsbericht dargestellt.¹¹

Gemessen an der Gesamtabgabemenge für den Endverbrauch aus öffentlichen Netzen (67 TWh¹²) erhielt die E-Control im Zuge der diesjährigen Überprüfung Informationen über rund 84%¹³ dieser Menge. Auf Basis

der eingelangten Daten konnte eine Stromkennzeichnung für ganz Österreich berechnet werden. Im Vergleich zum Vorjahr ist der Anteil von Herkunftsnachweisen aus erneuerbaren Energieträgern von 89,10% auf 86,73% leicht gesunken. Der Anteil der fossilen Energieträger ist hingegen von 10,36% auf 12,89% gestiegen. Die sonstigen Primärenergieträger stiegen von 0,26% auf 0,38%. Aufgrund des Verbots von Strom unbekannter Herkunft liegt dieser erstmals bei 0%. Die durchschnittlichen Umweltauswirkungen stiegen von 58,04 g/kWh CO₂ auf 67 g/kWh. An dieser Stelle ist jedoch darauf hinzuweisen, dass es sich bei den CO₂-Emissionen sowie bei den Primärenergieträgeranteilen um Werte handelt, die in keinem Zusammenhang mit der tatsächlichen physikalischen Stromerzeugung

NÄHERUNGSWERT FÜR DIE ÖSTERREICHISCHE STROMKENNZEICHNUNG 2015



- Bekannte erneuerbare Energieträger
- Bekannte fossile Energieträger
- Bekannte sonstige Primärenergieträger

Abbildung 29
Näherungswert für die österreichische Stromkennzeichnung 2015

Quelle: E-Control

¹¹ Vgl. <https://www.e-control.at/documents/20903/388512/e-control-stromkennzeichnungsbericht-2016.pdf/fd951131-9d0c-401e-8565-d45b73f39a3f>.

¹² Quelle: E-Control für das Jahr 2015. Dazu noch eine Anmerkung: Dieser Summenwert umfasst sowohl die Abgabe an alle Endverbraucher-kategorien (Haushalte, Gewerbe, Industrie, Landwirtschaft, Verkehr) als auch die Abgabe für den Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken.

¹³ Lieferungen an Pumpspeicherkraftwerke werden unter Aufsicht der E-Control gekennzeichnet, fließen jedoch nicht mit in die Stromkennzeichnungsstatistik ein. Dies sorgt unter anderem für die fehlenden 16%. Die Kennzeichnung von Lieferungen an Pumpspeicher wurde in der Vergangenheit von allen Lieferanten korrekt durchgeführt.

gung bzw. mit dem CO₂-Ausstoß der Kraftwerke in Österreich stehen.

Der Großteil der eingesetzten Nachweise kam mit 65,24% aus Österreich (Vorjahreswert 69,11%). Bei den ausländischen Nachweisen stammt, wie auch in den Vorjahren, mit 24% der größte Teil aus Norwegen. Für die Stromkennzeichnung wurden keine den Anforderungen widersprechenden Nachweise aus dem Ausland eingesetzt.

Im Jahr 2015 wurden von 117 Lieferanten Herkunftsnachweise aus 100% erneuerbaren Energien angeboten¹⁴. Im Vorjahr waren es noch 107 Anbieter. Innerhalb eines Jahres sind zehn Lieferanten auf Herkunftsnachweise aus erneuerbarer Energie umgestiegen bzw. neu in den Markt eingetreten. Alle Anbieter mit Herkunftsnachweisen aus erneuerbarer Energie haben eine Gesamtabgabemenge von 31.070 GWh. Im Vorjahr waren es noch 30.456 GWh.

Gasmarkt

REGULIERUNG DER NETZE: KOSTENERMITTLUNG UND TARIFIERUNG GAS IM JAHR 2016

Die Kosten der Gas-Verteilernetzbetreiber werden ähnlich den Kosten der Strom-Verteilernetzbetreiber jährlich gemäß § 69 GWG 2011 neu festgestellt. Im Jahr 2008 wurde hierfür ein langfristig stabiles Anreizregulierungssystem implementiert. In diesem System werden die Kosten der Gas-Netzbetreiber mit Beginn einer Regulierungsperiode geprüft und jährlich bis zum Ende der Periode übergeleitet. Die zweite Regulierungsperiode für Gasnetzbetreiber begann am 1. Jänner 2013 und endet voraussichtlich am 31. Dezember 2017. Die Kosten und das Mengengerüst der Gas-Netzbetreiber für das Entgeltjahr 2017 wurden auf Basis der Daten von 2015 und der Daten der Vorjahre festgestellt.

Die dementsprechend festgestellten Kosten und Mengen wurden für die Gas-Systemnut-

zungsentgelte-Verordnung (GSNE VO 2013 – Novelle 2017) herangezogen. Die Höhe der darin festgesetzten Netznutzungsentgelte wird darüber hinaus durch weitere Faktoren beeinflusst. Dies sind im Wesentlichen die Kosten der Netzebene 1, welche auf die neun Netzbereiche überzuwälzen sind, die direkten Kosten der Netzbetreiber im Netzbereich sowie die Mengenentwicklung in den Netzbereichen.

Als Mengenbasis für die Netzentgelte wird ein Mittelwert der letzten drei verfügbaren Jahre herangezogen. Für die Novelle 2017 waren somit die Mengen der Jahre 2013 bis 2015 relevant. Betrachtet man die beiden Jahre einzeln, so ist die an Endverbraucher abgegebene Menge an Erdgas im Jahr 2015 gegenüber 2014 leicht angestiegen. Dennoch ging die Tarifierungsmenge um fast weitere 4 TWh (4,5%) zurück. Dies ist auf den Wegfall des verbrauchsstärkeren Jahres 2012 in

¹⁴ Es ist nicht auszuschließen, dass weitere (neue) Ökostromlieferanten am Markt tätig sind, die im Basisjahr 2015 noch keine Stromkennzeichnungsdocumentation zur Überprüfung abgeliefert haben.

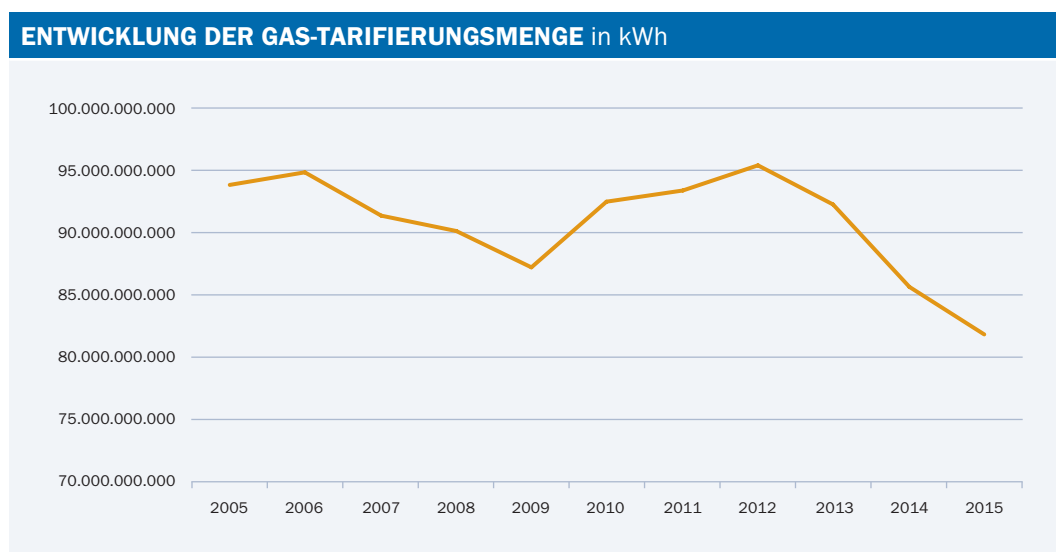


Abbildung 30
Entwicklung der
Gas-Tarifierungsmenge

Quelle: E-Control

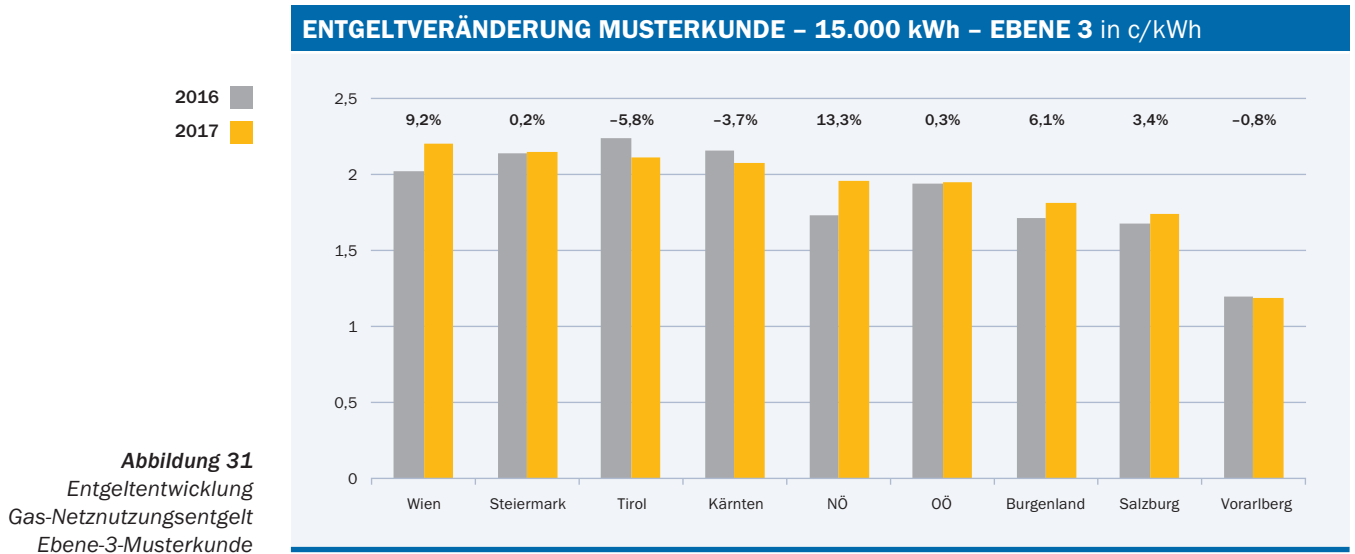
der Herleitung der Tarifierungsmenge und die damit stärkere Auswirkung des besonders verbrauchsschwachen Jahres 2014 zurückzuführen (Abbildung 30).

Der Rückgang der Mengenbasis, der vor allem auf der Netzebene 3 stattgefunden hat, bewirkt, dass die Entgelte in einzelnen Netzbereichen deutlich steigen, um die Kosten des Betriebes der Gasnetze trotz des geringeren Verbrauchs weiterhin decken zu können.

Durch die gesetzliche Anordnung der Aufrol- lung von Mindererlösen über das Regulie- rungskonto gemäß § 71 Abs. 1 GWG 2011 erhöhten sich außerdem die anzuerkennen- den Kosten der Netzbetreiber, um die Minder- erlöse des Kalenderjahres 2015 auszuglei-

chen. Diese Erhöhung verstärkte zusätzlich die Entgeltentwicklung, die durch die sin- kende Tarifierungsmenge verursacht wurde. Die Änderungen der verbrauchsabhängigen Netznutzungsentgelte führen auf der haus- haltsrelevanten Netzebene 3 (Zone 1) zu den stärksten Erhöhungen in den Netzbereichen Niederösterreich, Wien und Burgenland. Eine deutliche Senkung der Entgelte ergibt sich für die Netzbereiche Tirol und Kärnten.

Im Netzbereich Niederösterreich wurde die durchschnittliche Entgelterhöhung von 13,3% durch den Mengenrückgang und da- rauf folgend die Erhöhung der Kosten auf- grund des Regulierungskontos verursacht und durch vermehrte Investitionen verstärkt. Derartige Entwicklungen traten auch in den



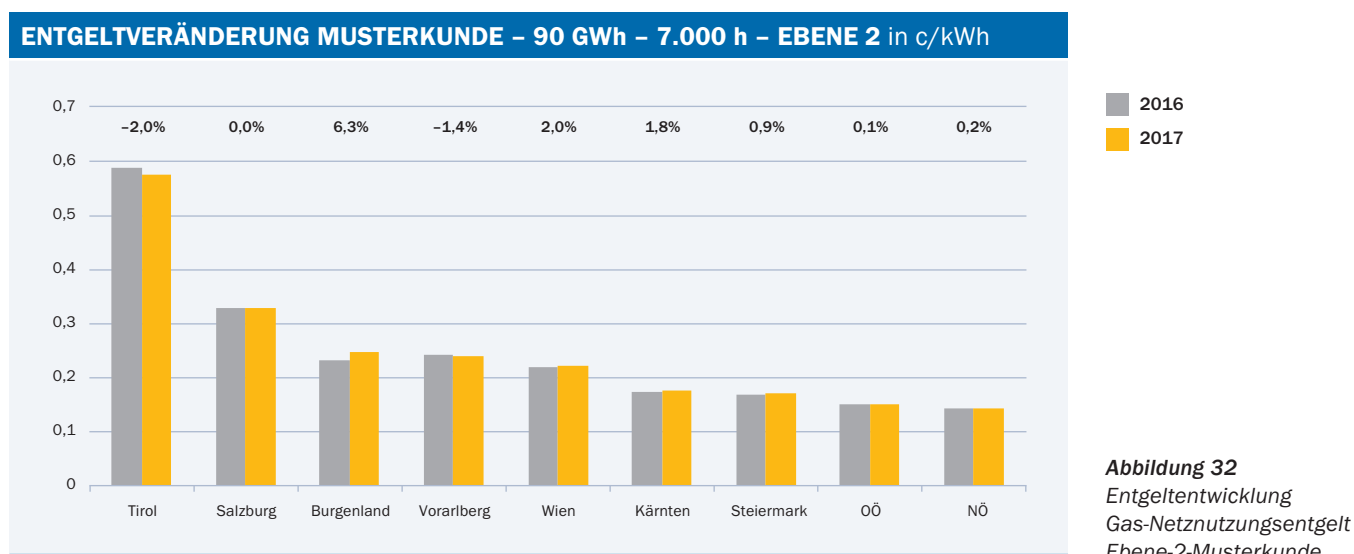
Quelle: E-Control

Netzbereichen Wien auf. Ähnlich wie im Netzbereich Niederösterreich ist der Anteil der Haushaltskunden an den Netzerlösen deutlich höher als in anderen Netzbereichen, womit ein Umsatzrückgang bei dieser Kundengruppe vergleichsweise schwerer wiegt. Daneben sank die aus dem Netzbereich Niederösterreich in andere Netzbereiche abgegebene Arbeit, wodurch sich die anteiligen Gesamtkosten der Netzebene 1 für Niederösterreich erhöhten.

Im Gegensatz dazu kam es im Netzbereich Tirol zu einer deutlichen Steigerung der Absatzmenge, die eine Senkung der Entgelte für Haushaltskunden von rund 5,8% zur Folge hatte. In Kärnten wurden die Entgelte für Haushaltskunden um rund 3,7% gesenkt.

Auf der Netzebene 2 waren im Gegensatz zum Vorjahr keine großen Entgelterhöhungen erforderlich. Dies resultierte aus den Mengensteigerungen, vor allem aufgrund vermehrter Einsätze der Gaskraftwerke. Mit Ausnahme vom Netzbereich Burgenland wurden die Entgelte der Netzebene 2 daher nur geringfügig angepasst. Der Effekt im Netzbereich Burgenland war auf die geringe Anzahl der an der Netzebene 2 angeschlossenen Kunden zurückzuführen. Dadurch wirkte sich eine Änderung des Verbrauchsverhaltens schon bei wenigen Kunden deutlich auf die Netzentgelte aus.

Das Netznutzungsentgelt für öffentliche Anlagen, die zum Betanken von erdgasbetriebenen Fahrzeugen dienen, wurde aufgrund der generellen Entwicklung am Gasmarkt erstma-



lig seit der Einführung im Jahr 2005 erhöht. Eine sofortige Parität mit der Entwicklung der Endkundenentgelte hätte zu einem deutlichen Anstieg geführt, weshalb für die Novelle 2017 eine Erhöhung der Pauschale um 5% und des arbeitsbezogenen Entgelts um rund 8% durchgeführt wurde.

Neben den Anpassungen des Netznutzungsentgelts für Verbraucher nahm die Behörde außerdem eine leichte Senkung der Netzentgelte für Speicherunternehmen und eine Anpassung der Netzentgelte für Einspeiser von Erdgas aus Förderquellen im Inland und für Einspeiser von Biogas vor.

Seit 1. Jänner 2013 basieren die Entgelte im Fernleitungsnetz auf einer im Jahr 2012 von

den Fernleitungsnetzbetreibern eingereichten und vom Vorstand der E-Control gemäß § 82 GWG 2011 genehmigten Methode. Diese Methode wurde bei der Bestimmung angemessener Kosten und Mengen für die betroffenen Netzbetreiber angewandt. Anschließend wurden die Systemnutzungsentgelte durch die Verordnung der Regulierungskommission gemäß § 70 Abs. 1 letzter Satz GWG 2011 festgelegt.

Die Methode zur Festlegung von Kosten und Mengen ist jedoch bis zum 31. Dezember 2016 befristet. Im Jahr 2016 war es notwendig, Fernleitungsnetzbetreibern eine neue Methode zu genehmigen, um auch nach dem Jahr 2017 Entgelte im Fernleitungsnetz verordnen zu können.

Die Methode hat den Anforderungen des Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (ABl. L Nr. 211 vom 14.08.2009, S 36) zu entsprechen. Nach diesen Bestimmungen müssen die Tarife der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen, die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, und eine angemessene Kapitalrendite umfassen. Es ist sicherzustellen, dass für Fernleitungsnetzbetreiber Anreize bestehen, einerseits die Effizienz zu steigern und andererseits auch notwendige Investitionen angemessen durchführen zu können. Erlöse aus marktorientierten Kapazitätsvergabeverfahren sind bei der Erstellung der Methode zu berücksichtigen. Darüber hinaus legt § 82 Abs. 1 GWG 2011 fest, dass § 80 GWG 2011 sinngemäß anzuwenden ist. Demnach müssen die Finanzierungskosten die angemessenen Kosten von Eigen- und Fremdkapital umfassen, wobei die Verhältnisse des Kapitalmarktes und die Kosten für Ertragssteuern zu berücksichtigen sind. Auch geförderte Finanzierungen sind angemessen zu berücksichtigen.

Die durch Anwendung der Methode durch den Fernleitungsnetzbetreiber ermittelte Höhe der Kosten sowie das Mengengerüst sind der Regulierungsbehörde nachzuweisen und zu belegen. Die Genehmigung hat jedenfalls zu erfolgen, wenn die Voraussetzungen gemäß § 82 Abs. 1 und 2 GWG 2011 erfüllt sind und die aus diesen Methoden resultierenden Tarife nicht wesentlich über dem Durchschnitt

veröffentlichter Fernleitungstarife (Fernleitungsentgelte) für vergleichbare Transportleistungen auf vergleichbaren Leitungssystemen in der Europäischen Union liegen. Diese sind der Regulierungsbehörde gleichzeitig mit der zu genehmigenden Methode vorzulegen.

Als Grundlage für die neue Methode diente die Methode des Jahres 2012. Diese wurde in einigen Punkten präzisiert, aktualisiert (z.B. wurden die Finanzierungskosten an die aktuellen Werte angepasst) und erweitert. Bei der Entwicklung der Methode (und im Anschluss daran, bei der Festsetzung der Entgelte) musste noch berücksichtigt werden, dass im Jahr 2016 auf europäischer Ebene der Entwurf des europäischen Netzkodex für harmonisierte Gas-Fernleitungsentgeltstrukturen (NC TAR) weiterentwickelt wurde. Auf Basis des aktuellen Standes ist davon auszugehen, dass der NC TAR im Laufe der beginnenden Regulierungsperiode in Kraft treten wird. Deswegen wurde versucht, in der Methode möglichst viele Elemente des NC TAR zu antizipieren und diese bereits entsprechend auszugestalten.

Es wurden somit im Zuge der Verfahren mit den verbliebenen zwei Fernleitungsnetzbetreibern in Österreich die in der Methode 2012 prognostizierten Kosten und Erlöse mit den tatsächlich angefallenen Kosten und Erlösen verglichen und die Differenzen aufgerollt. Darüber hinaus wurden die von den Unternehmen für die nächsten Jahre prognostizierten Kosten, Investitionen und kompromittierten Kapazitäten einer Prüfung

unterzogen und nach mehreren Korrekturen schlussendlich die von den Unternehmen jeweils eingereichte Methode vom Vorstand der E-Control per Bescheid genehmigt. Somit war die Voraussetzung geschaffen, dass die Regulierungskommission die Entry/Exit-Entgelte für die nächsten Jahre festsetzen konnte.

Auf Basis des neu festgelegten Kosten- und Mengengerüsts konnte ein Großteil der Entgelte für internationale Netzbenutzer gesenkt werden.

REGULIERUNG DER NETZE: NETZZUGANG (UND BILANZIERUNG)

Gebündelte Vermarktung an den Punkten Oberkappel, Überackern ABG und Überackern SUDAL

Aufgrund der komplexen Situation an den Punkten Oberkappel, Überackern ABG (Austrian-Bavarian-Gasline) und Überackern SUDAL (es liegt bei Gas Connect Austria, GCA, eine asynchrone Konkurrenz vor, bei der zwei TSO-interne Vermarktungsrestriktionen unterschiedlichen Umfangs für ein Kapazitätsprodukt bestehen) bestanden Risiken hinsichtlich der korrekten Abwicklung bei der Vermarktung gebündelter Kapazitäten auf der gemeinsamen Vermarktungsplattform PRISMA European Capacity Platform GmbH (PRISMA). Die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber Open Grid Europe GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH, bayernets GmbH und Gas Connect Austria GmbH haben daher ein abgestimmtes Vorgehen zur Vermarktung gebündelter Kapazitäten erarbeitet. Die

E-Control und die Bundesnetzagentur haben diese Abstimmung aktiv unterstützt.

Anfang Mai 2016 konnte das abgestimmte Vorgehen gestartet werden und es wurde durch die Implementierung eines entsprechenden Change Requests durch PRISMA mit 1. Oktober 2016 vollständig umgesetzt. Somit kann die konkurrierende und gebündelte Vermarktung CAM-Netzwerkkodex-konform durchgeführt werden.

Buchungsplattform für den Punkt Mosonmagyaróvár

Am Punkt Mosonmagyaróvár an der ungarischen Grenze war es notwendig, eine Einigung auf eine gemeinsame Buchungsplattform für die gebündelte Vergabe von Kapazität zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern Gas Connect Austria und FGSZ zu erzielen. Gas Connect Austria verwendet bereits seit Anfang 2013 die Buchungsplattform PRISMA für die Kapazitätsvergabe an sämtlichen Grenzkopplungspunkten. Der ungarische Fernleitungsnetzbetreiber FGSZ hat eine eigene Buchungsplattform entwickelt, die Regional Booking Platform (RBP), die bereits von den rumänischen, bulgarischen und griechischen Fernleitungsnetzbetreibern verwendet wird.

In enger Abstimmung mit der ungarischen Regulierungsbehörde (HEA) und den Fernleitungsnetzbetreibern hat die E-Control aktiv an der Lösung mitgewirkt. Alle Beteiligten konnten sich auf ein gemeinsames Vorgehen einigen, das die Ausschreibung der Plattform-Dienstleistung auf Basis eines abgestimmten

Anforderungskatalogs umfasste. Das Ergebnis dieses Prozesses war eine Entscheidung für die RBP, die mit Anfang 2017 operativ zur Verfügung stehen wird. Die Jahresauktion im März 2017 wird daher bereits über die gemeinsame Plattform stattfinden können.

„Netzinseln“

In einigen Gemeinden in Oberösterreich (Erdgas-Inseln) fehlte bislang ein ausreichender Netzverbund mit dem inländischen Leitungssystem, sodass ein Versorgerwechsel gemäß Wechselverordnung in diesen Regionen nicht möglich war. Mit Oktober 2016 konnte die Netz OÖ diese Erdgas-Inseln an das restliche Netz anschließen, womit nun auch in diesen Gemeinden ein Versorgerwechsel möglich ist.

Kooperation mit Liechtenstein

In enger Zusammenarbeit zwischen den Energieregulatoren E-Control und der liechtensteinischen Kommission für Energiemarktaufsicht sowie den Systembetreibern wurde der Gasmarkt in Liechtenstein für ausländische Anbieter weiter geöffnet. Bisher bestehende vertragliche Engpässe an der Grenze wurden durch ein neues Gasmarktmodell beseitigt. Das vereinfacht den Markteintritt für österreichische Anbieter und sorgt für schärferen Wettbewerb am liechtensteinischen Gasmarkt.

Studien zum Status des Großhandelsmarktes zur Marktintegration

Dreieinhalb Jahre nach der Einführung des neuen Marktmodells zu Beginn des Jahres 2013 wurde der Fokus auf die Erhebung des Funktionierens des österreichischen Gas-

großhandelsmarktes inklusive dessen Entwicklung in den letzten Jahren gelegt. Für die Evaluierung wurde ein breites Set an Indikatoren verwendet, um ein möglichst vollständiges Bild des Großhandelsmarktes zu erhalten. Die Evaluierung orientierte sich auch an den Vorgaben des europäischen Zielmarktmodells, welches 2015 von ACER veröffentlicht wurde. Die Ergebnisse zeigen vor allem hinsichtlich der Liquidität im Terminmarkt wesentliche Defizite des österreichischen Gasgroßhandelsmarktes auf.

In einer weiteren Studie wurde der Frage nach konkreten Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Großhandelsmarktes nachgegangen. Dabei erarbeitete die E-Control speziell Maßnahmen zur besseren Verbindung mit Nachbarmärkten und zur regionalen Marktintegration. In einem ersten Schritt wurden die strukturellen Eigenschaften von Integrationsvarianten im Vergleich zum Status quo erhoben und darauf aufbauend die Auswirkungen auf den Kapazitätsausweis und die Versorgungssicherheit untersucht. Zu allen Maßnahmen führte die E-Control auch eine indikative Kosten-Nutzen-Analyse durch.

Trading Region Upgrade

In enger Zusammenarbeit zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern Gas Connect Austria und NET4GAS sowie der tschechischen Regulierungsbehörde und der E-Control wurde das Trading Region Upgrade (TRU) zur besseren Verbindung des tschechischen mit dem österreichischen Gasmarkt erarbeitet. Die Zusammenarbeit umfasste auch die Analyse

verschiedener Marktintegrationsvarianten, die jedoch aufgrund des derzeitigen Verbindungsdefizits zwischen den beiden Märkten als nicht realisierbar betrachtet wurden. Im April 2016 fand eine Konsultation statt, welche eine generelle Unterstützung der Konsultationsteilnehmer für eine bessere Verbindung der Märkte zeigte. Die Vermarktung der TRU Option ist für Mitte 2017 geplant.

AUFSICHT MARKTTEILNEHMER

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

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

Bei der Erstellung dieser beiden Netzausbauminstrumente sind die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, die Interessen aller Marktteilnehmer, die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP) sowie die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Artikel 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

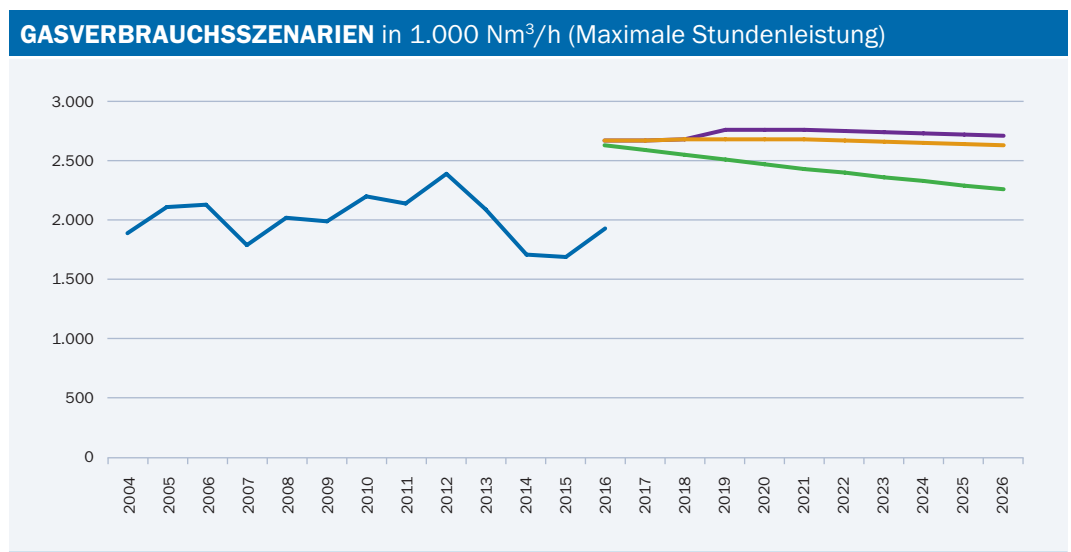
- > Deckung der Nachfrage an Kapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- > Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazitäten (Versorgungssicherheit der Infrastruktur),
- > Deckung der Transporterfordernisse bzw. der Kapazitätsanforderungen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

Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost beträgt laut Berechnungen des VGM und MGM 233% und gilt damit als erfüllt.

Die LFP und der KNEP für den Zeitraum 2017–2026 wurden im September 2016 vom Vorstand der E-Control genehmigt. Um sicherzustellen, dass die Anforderungen der Marktteilnehmer in den beiden Planungsinstrumenten berücksichtigt wurden und der gesamte Investitionsbedarf abgebildet ist, wurde im August 2016 von Seite der Behörde eine Konsultation durchgeführt. Die eingelangten Stellungnahmen wurden auf der Webseite der E-Control veröffentlicht und in der Entscheidungsfindung entsprechend berücksichtigt.

Im Rahmen der Genehmigung des KNEP 2016 und der LFP 2016 wurden in Summe vorab Investitionen in Höhe von rund 825 Mio. dem Grunde nach genehmigt, wobei diese Gesamtsumme eine potenzielle Investitionssumme ist und eine abschließende Angemes-

Abbildung 33
Gasverbrauchsszenarien
für das Marktgebiet Ost,
maximal mögliche Stunden-
leistung in 1.000 Nm³/h



Quelle: AGGM LFP 2016

senheitsprüfung im Rahmen der Kostenprüfung durchgeführt wird.

Langfristige Planung 2016

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.

In der Langfristigen Planung 2014 wurden drei Absatzszenarien entwickelt, die im Rahmen der Erarbeitung der aktuellen LFP aktualisiert wurden. Bei diesen Szenarien werden zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten der Gaskraftwerksleistung und zwei unterschiedliche Entwicklungen der sonstigen Endkunden kombiniert:

- (1) Das Baseline-Szenario geht von einer Weiterentwicklung des Absatzes ohne Berücksichtigung zusätzlicher Kraftwerksprojekte aus.
- (2) Im Maximal-Szenario werden alle gemeldeten Kraftwerksprojekte berücksichtigt.
- (3) 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 zwei abgeänderte Projekte und fünf neu eingereichte Projekte genehmigt. Zwei bereits genehmigte Projekte werden unverändert weitergeführt. Die fünf neu eingereichten Pro-

jekte sind Ersatzinvestitionen in Leitungen und Leitungsteile und eine Erneuerung einer Filteranlage.

Fünf Projekte der letztjährigen LFP – Reverse Flow Auersthal, Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten, Druckanhebung Oberösterreich, Adaptierung Station St. Margarethen und Leitungssegment Velm – Mannersdorf sowie Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf – sind in Umsetzung.

Koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP) 2016

Voraussetzung für die Genehmigung der Projekte im KNEP ist gemäß § 64 Abs. 1 GWG 2011 der Nachweis der technischen Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit der Investitionen durch die Fernleitungsnetzbetreiber. Die Genehmigung kann unter Vorschreibung von Auflagen und Bedingungen erteilt werden, soweit diese zur Erfüllung der Zielsetzungen dieses Gesetzes erforderlich sind.

Der KNEP umfasst die Infrastrukturplanung der Fernleitungen. Fernleitungen des Marktgebietes Ost sind die Trans-Austria-Gasleitung (TAG), die West-Austria-Gasleitung (WAG), das Primärverteilungssystem 1 (PVS 1), die Hungaria-Austria-Leitung (HAG), die Süd-Ost-Leitung (SOL), die Penta West (PW) und die Kittsee-Petrzalka-Gasleitung (KIP). Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) sind die Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG) sowie die Gas Connect Austria GmbH (PVS 1, HAG, SOL, PW, KIP, WAG).

Die beiden FNB des Marktgebietes Ost, TAG und die GCA, haben bis zum Stichtag 1. April 2016 eine Kapazitätsdatenerhebung durchgeführt, bei der die Marktteilnehmer die Möglichkeit hatten, ihre Kapazitätsbedarfe pro Kalenderjahr im Planungszeitraum 2017–2026 anzugeben. Im selben Zeitraum hat der MGM eine Projektdatenerhebung durchgeführt. Projektsponsoren hatten die Möglichkeit, ihre Projekte an den MGM zu übermitteln.

Aufgrund der Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebungen und ausgewählter Projekte hat der MGM in Zusammenarbeit mit den FNB und unter Mitarbeit des Verteilergiebtsmanagers Austrian Gas Grid Management AG (VGM) Kapazitätsszenarien erstellt und diese am 18. April 2016 gesammelt an die FNB zur weiteren Analyse in den Netzentwicklungsplänen übermittelt. Die jeweiligen Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebung bilden zusammen mit den definierten Kapazitätsszenarien die Basis für die Netzentwicklungspläne der FNB. Bis zum 3. Juni 2016 wurden die Netzentwicklungspläne an den MGM übermittelt. Der MGM hat diese in der Konsultationsversion des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2017–2026 (KNEP) zusammengeführt. Diese Version des KNEP in deutscher und englischer Sprache wurde vom 1. bis 15. Juli 2016 den Marktteilnehmern zur Konsultation auf der Webseite des MGM zur Verfügung gestellt.

Projekte im KNEP

28 Projekte wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern GCA und TAG zur Genehmigung

eingereicht, zum Teil sind dies korrespondierende, d.h. aufeinander aufbauende Projekte von GCA und TAG. Zwölf Projekte sind Ersatzinvestitionen. Drei Projekte aus dem KNEP 2015 wurden zurückgezogen. Alle eingereichten Projekte wurden mit dem Bescheid der E-Control im September 2016 genehmigt, acht Projekte jedoch mit Auflagen.

Vier Projekte wurden als sogenannte Planungsprojekte eingereicht und genehmigt. Als Planungsprojekte können Projekte genehmigt werden, die sich noch in der Konzeptionsphase befinden, bei denen die Planungsüberlegungen noch nicht abgeschlossen sind und deren Umsetzungszeitplan noch offen ist, weshalb deren Kosten und zusätzliche Kapazität (noch) nicht mit hinreichender Genauigkeit abgeschätzt werden können. Aus diesem Grund können in weiterer Folge für zusätzliche Kapazitäten, die aus derartigen Projekten resultieren, (noch) keine Kosten und Mengen mittels Bescheid gemäß § 82 GWG 2011 genehmigt werden. Für diese Projekte besteht daher keine Umsetzungsverpflichtung.

Die genehmigten Projekte sind zum Teil auch grenzüberschreitende Projekte, die im Europäischen TYNDP eingemeldet wurden und zum Teil auch PCI-Status haben (z.B. GCA 2015/01a BACI oder GCA 2015/05 Entry Mosonmagyaróvár).

Insgesamt wurde die Genehmigung des KNEP 2016 unter der Auflage erteilt, dass der Marktgebietsmanager in Kooperation mit den beiden Fernleitungsnetzbetreibern eine Ana-

lyse der Auswirkungen des Verhältnisses von Elektrokompessorleistung zu Gaskompessorleistung auf die Versorgungssicherheit des österreichischen Marktes erstellt, um für den Koordinierten Netzentwicklungsplan 2017 eine diesbezügliche Bewertung und Prognose zu erstellen.

Weiteres Verbesserungspotenzial

Allgemein ist auszuführen, dass bei der Gestaltung des KNEP 2017–2026 im Verhältnis zum Vorjahresdokument zwar wieder Fortschritte erkennbar sind und die Netzausbauplanung transparenter dargestellt wird. Allerdings finden sich auch im diesjährigen KNEP – trotz einer entsprechenden Aufforderung durch die Behörde – keine Lastflussszenarien für die Netzkopplungspunkte, die das österreichische Fernleitungsnetz mit anderen Fernleitungsnetzen und Verteilernetzen verbinden, und ebenfalls keine Übergabepunkte zu Speichereinrichtungen, die aufgrund ihrer Anschlusssituation auch grenzüberschreitend genutzt werden können. Auch wurden keine Engpassindikatoren für die erwähnten Punkte dargestellt und in die gemäß § 63 Abs. 5 GWG 2011 getroffenen Annahmen einbezogen. Die FNB wurden daher erneut aufgefordert, dem nächsten KNEP für jeden der genannten Punkte aktuelle und erwartete Lastflüsse im Rahmen einer Lastflusssimulationen gemäß § 34 Abs. 2 GWG 2011 anhand der jeweils technisch verfügbaren und der gebuchten Kapazität zugrunde zu legen sowie weitere Engpassindikatoren, die zumindest die in Anhang 1 Punkt 3.3. Abs. 1 lit h–k VO (EG) Nr. 715/2009 angeführten Daten umfassen, darzustellen.

Die Abstimmung hinsichtlich des Kapazitätsbedarfs in Bezug auf konkrete Projekte mit den angrenzenden Netzbetreibern hat sich im Vergleich zu den Vorjahren verbessert, erscheint allerdings ebenfalls noch immer verbesserungswürdig. In diesem Zusammenhang ist explizit darauf hinzuweisen, dass dies nicht nur eine Verpflichtung für österreichische FNB ist, sondern eine Vorgabe, die direkt aus dem EU-Recht (Artikel 6 der VO (EU) 984/2013 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen) ableitbar ist. Die FNB wurden daher aufgefordert, diese Abstimmung weiter zu verbessern, damit die erforderlichen Entscheidungsgrundlagen für die Genehmigung des KNEP rechtzeitig und in einem ausreichenden Detaillierungsgrad vorliegen.

Kapazitätsmonitoringbericht

Der MGM hat gemäß § 14 Abs. 1 Z4 iVm § 34 und § 35 GWG 2011 die Aufgabe, ein einheitliches Berechnungsschema zur Ermittlung und zum Ausweis der Ein- und Ausspeisekapazitäten zu erstellen. Die Einführung des neuen Marktmodells und einer Entry-Exit-Zone hat es notwendig gemacht, die bestehenden Punkt-zu-Punkt-(P2P)-Verträge in Entry-Exit-Verträge zu überführen. Dieser Prozess wurde vom MGM als Koordinierungsstelle der österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber mittels eines von der E-Control genehmigten Kapazitätsberechnungsmodells durchgeführt. Im Laufe der Überprüfung des Kapazitätsberechnungsmodells wurden die FNB ersucht, die hydraulischen Berechnungen nachzuweisen

und vor allem einen Bericht vorzubereiten. Im Dezember 2014 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die hydraulische Berechnung des Netzsystems an die E-Control übermittelt. Die E-Control hat allerdings einige Mängel bemerkt und die FNB aufgefordert, die Darstellung entsprechend zu verbessern. Um ein genaueres Verständnis der Gasflüsse und der maximalen technischen Kapazitäten im Marktgebiet Ost zu bekommen, hat sich die E-Control entschlossen, selbst hydraulische Berechnungen auf Basis der von den FNB vorgelegten Netzdaten durchzuführen. Diese hydraulischen Berechnungen und die Modellierung der bestehenden Netzsysteme dienen der E-Control zur Überprüfung der Richtigkeit der Annahmen des Kapazitätsberechnungsmodells und zur Verifizierung der Auswirkungen von neuen Netzausbauprojekten auf die bestehenden Leitungssysteme.

Netzdienstleistungsqualität

Die Qualität der Netzdienstleistung wird unter dem Überbegriff „Versorgungsqualität“ eingeordnet. Versorgungsqualität wird dabei als laufende Qualität der Versorgung der Kunden mit Erdgas verstanden und kann in drei unterschiedliche Qualitätstypen unterteilt werden:

- > technische Qualität
(Ausfall- und Störungsdaten)
- > kommerzielle Qualität
- > chemische Gasqualität
(Gasqualitätsstandards)

Die technische Qualität der Netzdienstleistung ergibt sich primär aus dem Betrieb und

der Instandhaltung der Verteilernetze. Beim Betrieb und der Instandhaltung der Verteilernetze haben die Verteilernetzbetreiber die einschlägigen Regeln der Technik (ÖNORMEN, Richtlinien der Österreichischen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach ÖVGW) einzuhalten. Wesentliche Aspekte der technischen Qualität der Netzdienstleistung sind die Versorgungszuverlässigkeit und die operative Versorgungssicherheit (Netzbetrieb, Instandhaltung), mit dem Ziel, eine unterbrechungsfreie Verteilung von Erdgas in ausreichender Qualität und Menge mit dem erforderlichen Betriebsdruck bis zur Kundenanlage sicherzustellen.

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

Bei der chemischen Gasqualität werden die chemische Zusammensetzung des Gases betrachtet und Limits für bestimmte Gaskomponenten, wie beispielsweise Stickstoff (N_2), Sauerstoff (O_2) oder Wasserstoff (H_2), gesetzt. Die chemische Gasqualität wird nicht per Verordnung, sondern im Rahmen der ÖVGW-Richtlinie G31 festgelegt.

Gesetzliche Grundlage

Gemäß § 30 Abs. 1 GWG 2011 hat die Regulierungsbehörde Standards für Netzbetreiber

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

Zur Wahrnehmung der ihr vom Gesetzgeber übertragenen Aufgabe wurde seitens der E-Control die Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung auf Basis des § 30 GWG 2011, BGBl. I Nr. 107/2011, iVm § 7 Abs. 1 Energie-Control-Gesetz – E-ControlG, BGBl. Nr. 110/2010 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 107/2011 erlassen. Um die Erhebung effizienter und benutzerfreundlicher zu gestalten, wurde im Herbst 2015 ein Online-Portal für die Netzdienstleistungsqualität eingerichtet. Der jährliche Monitoringbericht zur Qualität der Netzdienstleistung wird auf der Webseite der E-Control veröffentlicht (<https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/versorgungssicherheit/versorgungsqualitaet/qualitaet-der-netzdienstleistung>).

Ausfall- und Störungsdaten

Zum Monitoring der technischen Qualität der Netzdienstleistung werden Daten zu Störfällen und Versorgungsunterbrechungen erhoben. Dabei sind durch den Netzbetreiber für jeden Störfall und jede Versorgungsunterbrechung folgende Angaben zu machen:

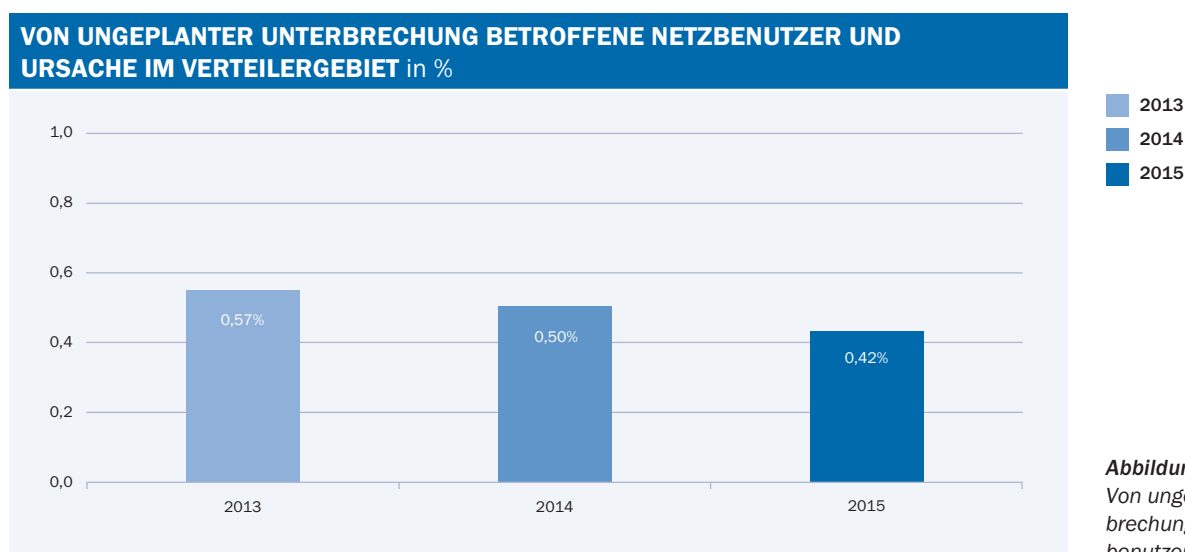


Abbildung 34
Von ungeplanter Unterbrechung betroffene Netzbewerber

Quelle: E-Control

- > Beschreibung des Ereignisses
- > Auswahl der Netzebene
- > Beginn und Ende der Versorgungsunterbrechung
- > Anzahl der durch die Versorgungsunterbrechung betroffenen Kunden (Netzbewerber)
- > Handelt es sich um eine geplante Versorgungsunterbrechung oder einen ungeplanten Störfall?
- > Liegt die Ursache für die Versorgungsunterbrechung innerhalb oder außerhalb des Verteilernetzes? Sollte sie innerhalb des Verteilernetzes liegen, so wird noch weiter unterschieden in Ursache mit Fremdverschulden, ohne Fremdverschulden und Ursache in gastechnischer Anlage (z.B. Gasdruckregelanlagen, Gaszähler, Zähler-

regler, Hausdruckregler)

- > Handelt es sich um ein regional außergewöhnliches Ereignis? (nicht verpflichtende Angabe)

Für Österreich zeigt sich, dass im Jahr 2015 0,42% der Netzbewerber von einer ungeplanten Unterbrechung im Verteilergebiet betroffen waren. Dies bedeutet einen Rückgang der betroffenen Netzbewerber von rund 27% gegenüber 2013.

Kommerzielle Qualität

Ein Großteil der Erhebungen zur Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung bezieht sich auf die kommerzielle Qualität der Netzdienstleistung. Zu diesem Zwecke werden

qualitative Daten hinsichtlich

- > Netzzutritt,
- > Netzzugang,
- > Netzrechnungslegung,
- > Abschaltung und Wiederherstellung des Netzzugangs,
- > Ermittlung des Zählerstandes,
- > Termineinhaltung sowie
- > Kundeninformation und Beschwerdemanagement erhoben.

Gemäß § 3 Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung i.d.F. Novelle 2013 gelten die festgelegten Standards als erfüllt, wenn sie vom Netzbetreiber in mindestens 95% der entsprechenden Fälle je Standard eingehalten werden.

Bezüglich Netzzutritt wurden Daten zu Anzahl und durchschnittlicher Bearbeitungsdauer von

- > eingelangten vollständigen Anträgen auf Netzzutritt,
- > Anfragen für pauschalisierte Kostenvoranschläge sowie
- > Anfragen für kostenorientierte Kostenvoranschläge erhoben.

Gemäß § 4 Abs. 2 Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung i.d.F. Novelle 2013 ist der Verteilernetzbetreiber verpflichtet, auf vollständige Anträge auf Netzzutritt innerhalb angemessener, vierzehn Tage nicht überschreitender Frist mit einem konkreten Vorschlag betreffend die weitere Vorgehenswei-

se zu reagieren. Hierbei gilt zu beachten, dass gemäß § 75 GWG 2011 dem Verteilernetzbetreiber durch das Netzzutrittsentgelt alle angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Aufwendungen abgegolten werden, die mit dem Netzzutritt unmittelbar verbunden sind. Das Netzzutrittsentgelt ist aufwandsorientiert zu verrechnen, wobei der Verteilernetzbetreiber eine Pauschalierung für vergleichbare Netzbenutzer einer Netzebene vorsehen kann. Gemäß den Angaben der Verteilernetzbetreiber liegt die Bearbeitungsdauer von eingelangten Anträgen auf Netzzutritt sowie Anfragen für pauschalisierte und kostenorientierte Kostenvoranschläge im Durchschnitt deutlich unter 14 Tagen.

Gasqualitätsstandard

Ende vergangenen Jahres wurde die Europäische Norm EN 16726 betreffend „Gasinfrastruktur – Beschaffenheit von Gas – Gruppe H“ verabschiedet und am 15. März 2016 als ÖNORM EN 16726 veröffentlicht. Mit den Inhalten dieser Norm, mit ihrem Bezug zur derzeit in Österreich gültigen Richtlinie G 31 („Gasbeschaffenheit“) der ÖVGW sowie mit einer Änderung dieser Richtlinie G 31 befasst sich derzeit der Technische Arbeitskreis „Gasqualität“ der ÖVGW. Auf europäischer Ebene hat die EU-Kommission geplant, die EN Norm 16726 für verbindlich zu erklären. Geschehen soll dies durch eine Novellierung des Netzkodex Interoperabilität („Verordnung (EU) 2015/703 der Kommission vom 30. April 2015). Die Europäische Kommission hat deswegen die ENTSG beauftragt, bis Juli 2017 eine Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen.

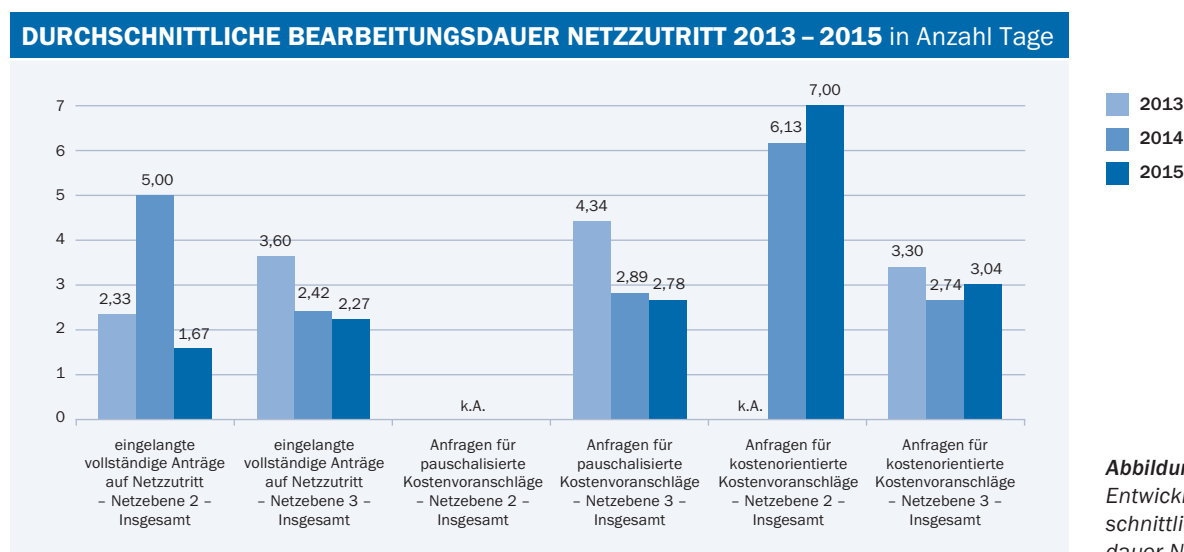


Abbildung 35
Entwicklung der durchschnittlichen Bearbeitungsdauer Netzzutritt

Quelle: E-Control

Da bis dato keine positiven Nutzen durch die europaweite Anwendung derselben Gasqualitätsparameter von der ENTSG bewiesen werden konnten, hat sich die Europäische Kommission für die Einstellung des Prozesses ausgesprochen. Auf österreichischer Ebene haben Speicherbetreiber im Laufe der Marktbefragungen, die auch von der E-Control angeregt wurden, die Änderung der Richtlinie G 31 mit erhöhten Umstellungskosten in Verbindung gesetzt. Aufgrund der neuen Entwicklung auf europäischer Ebene wird die ÖVGW die bestehende Richtlinie G 31 beibehalten.

Genehmigung Allgemeine Bedingungen

Infolge der GMMO-VO Novelle 2016 (BGBl. II 2016/238) wurde eine Änderung der Allge-

meinen Bedingungen des Verteilergiebtsmanagers erforderlich. Neben Anpassungen der allgemeinen Teile der Allgemeinen Bedingungen bezogen sich die Änderungen insbesondere auf die Einbeziehung der Grenzkopplungspunkte zu Liechtenstein. Für den Verteilergiebtsmanager bestehen Allgemeine Bedingungen, die zum einen sein Rechtsverhältnis zu den Verteilernetzbetreibern und zum anderen zu den Bilanzgruppenverantwortlichen jeweils getrennt nach Marktgebieten regeln und von der E-Control zu genehmigen sind.

Die für 1. Dezember 2016 geplante Umstellung der Erdgasbörse am Virtuellen Handelsplatz machte eine Anpassung der All-

gemeinen Bedingungen des Betreibers des Virtuellen Handelspunktes notwendig, die ebenso von der E-Control genehmigt wurden.

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

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

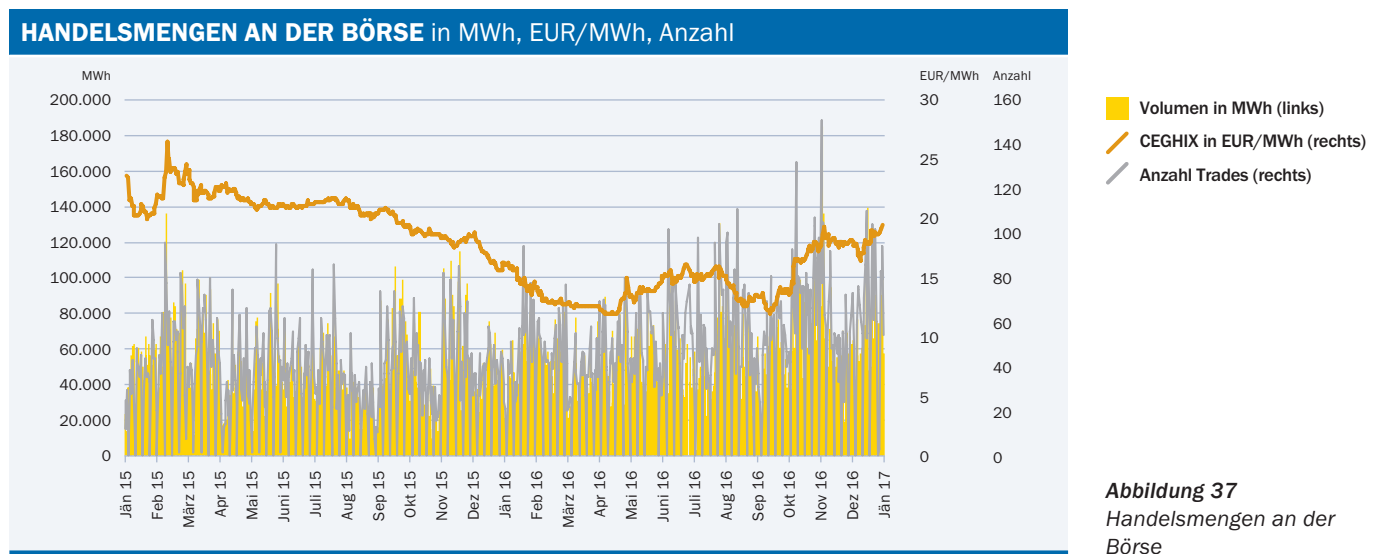
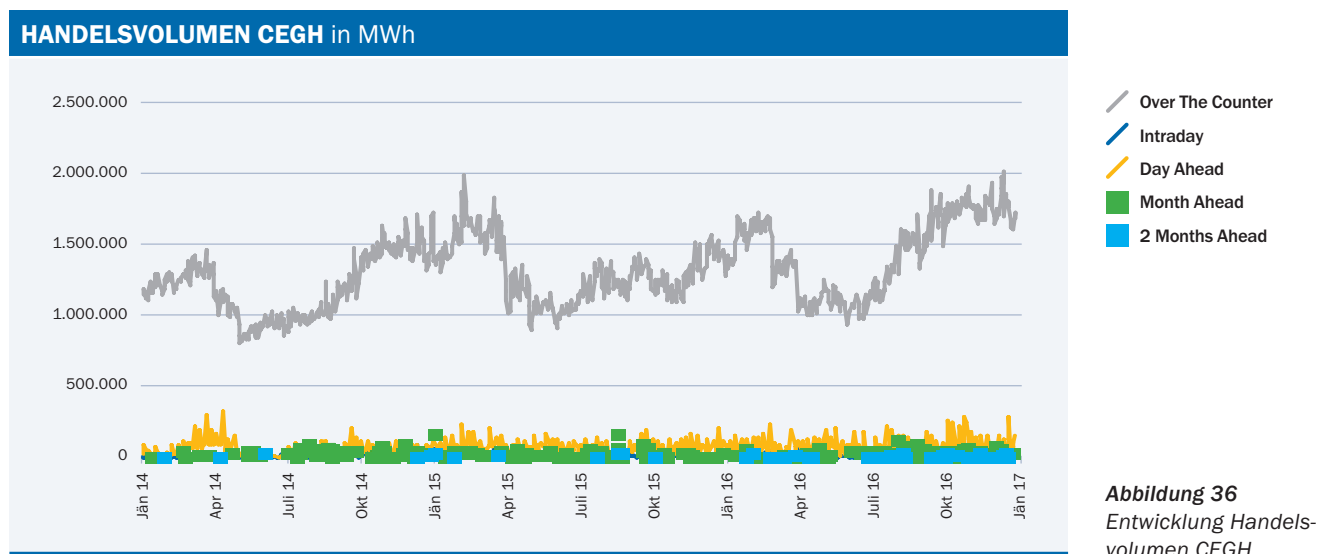
Im Jahr 2016 zeigten acht Gaslieferanten erstmalig AGB an, weitere vier Gaslieferanten zeigten Änderungen ihrer bereits bestehenden AGB an. Wie in den vorangegangenen Jahren hat sich auch im Jahr 2016 die informelle Vorabstimmung der AGB der E-Control mit den Gaslieferanten bewährt, wobei bedenkliche Klauseln schon frühzeitig erkannt

und aufgezeigt werden konnten. Die Lieferanten waren in Bezug auf die als erforderlich erachteten Änderungen in den überwiegenden Fällen durchaus kooperativ, partiell wurden einzelne Klauseln von der Regulierungskommission aufgegriffen und diskutiert und allenfalls erforderliche Änderungsaufträge erteilt bzw. Änderungsanregungen geäußert. Allgemein konnten alle Prüfungsverfahren im Jahr 2016 durch Nicht-Untersagung eingestellt werden, sodass kein Verfahren mit einer Untersagung der Anwendung von AGB beendet werden musste.

Aufsicht Handelsplätze – CEGH

Wie in Abbildung 36 ersichtlich, weisen die OTC-Handelsmengen im Jahresverlauf eine deutliche Saisonalität auf. Anzumerken ist hierbei auch, dass die OTC-Handelsmengen im Sommer 2016 in etwa den Mengen von 2015 entsprochen haben. Jedoch stieg das Handelsvolumen deutlich schneller als noch im Vorjahr, wodurch bereits mit Ende September annähernd der Maximalstand von Jänner 2016 erreicht wurde.

Im Hinblick auf den Day-ahead-Markt an der CEGH-Börse erkennt man, dass die Volumenspitze vom März 2014 erst im Oktober 2016 wieder annähernd erreicht wurde. Zudem ist auch auffällig, dass der Börsereferenzpreis (CEGHIX) seit dem Peak im Februar 2015 konstant gesunken ist und im April 2016 einen Tiefststand von 12,05 Euro/MWh erreichte. Nach einer geringen Erhöhung im Sommer 2016 bewegt sich der Börsereferenzpreis An-



fang November 2016 auf einem Preisniveau von rund 18,50 Euro/MWh.

Auch die Marktkonzentrationsdaten (HHI, CR3, CR4 und CR5) zeigen sowohl umsatz- als auch mengengewichtet eine tendenzielle Verbesserung der Marktkonzentration am CEGH-Spot von 2014 bis 2016. Anzumerken ist hierbei, dass dies in erster Linie auf eine deutliche Reduzierung der Marktkonzentration im Jahr 2014 zurückzuführen ist. In den Jahren 2015 und 2016 blieb diese annähernd konstant.

Bericht Unbundling / Zertifizierung

Hinsichtlich der Entflechtungsvorgaben für Fernleitungsnetzbetreiber ist es bereits in den vergangenen Jahren zu positiven Zertifizierungsentscheidungen in Bezug auf die Gas Connect Austria GmbH und die Trans Austria Gasleitung GmbH gekommen. Aufgrund der Ausgestaltung von Gas Connect Austria GmbH und Trans Austria Gasleitung GmbH als unabhängige Fernleitungsnetzbetreiber (ITO) müssen alle Verträge zwischen Gas Connect Austria GmbH bzw. Trans Austria Gasleitung GmbH und dem vertikal integrierten Unternehmen in der OMV-Gruppe von der Regulierungsbehörde bei Vorliegen der gesetzlichen Voraussetzungen genehmigt werden. Dadurch werden insbesondere Quersubventionen vom Netzbetreiber zum vertikal integrierten Unternehmen verhindert.

In Bezug auf den im Jahr 2016 erfolgten Verkauf von 49% der Anteile der Gas Connect

Austria GmbH durch die OMV-Gruppe an ein Investorenkonsortium ist aufgrund des erfolgten teilweisen Eigentümerwechsels eine Neubewertung der Einhaltung aller ITO-Voraussetzungen durch die Gas Connect Austria GmbH erforderlich.

Verstöße gegen Entflechtungsvorgaben

Die E-Control hat im Berichtszeitraum, wie auch bisher, Verstöße gegen das gesetzliche Diskriminierungsverbot (§ 9 EIWOG 2010 bzw. § 9 GWG 2011) aufgegriffen und entsprechende Verfahren eingeleitet. Zumeist betrafen die Fälle die Verwechslungsgefahr zwischen dem Verteilernetzbetreiber und der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens (vgl. § 42 Abs. 6 EIWOG 2010 iVm Ausführungsgesetzen der Länder bzw. § 106 Abs. 3 GWG 2011), wie etwa Kundenschriften und die Darstellung von Inhalten auf Webseiten. In einigen Fällen konnte die E-Control durch Verpflichtungszusagen der betroffenen Unternehmen eine Einhaltung dieser rechtlichen Vorgaben erreichen.

MARKTAUFSICHT

Ausgleichsenergiemarkt

Abbildung 38 zeigt zu den physikalischen Ausgleichsenergieabrufen im Marktgebiet Ost, dass rund eineinhalbmals mehr Ausgleichsenergie vom Virtuellen Handelspunkt (VHP) im Jahr 2016 bezogen als an diesen geliefert wurde, wohingegen im Jahr 2015 dreimal so viel vom VHP abgerufen als verkauft wurde. Des Weiteren ist ersichtlich,

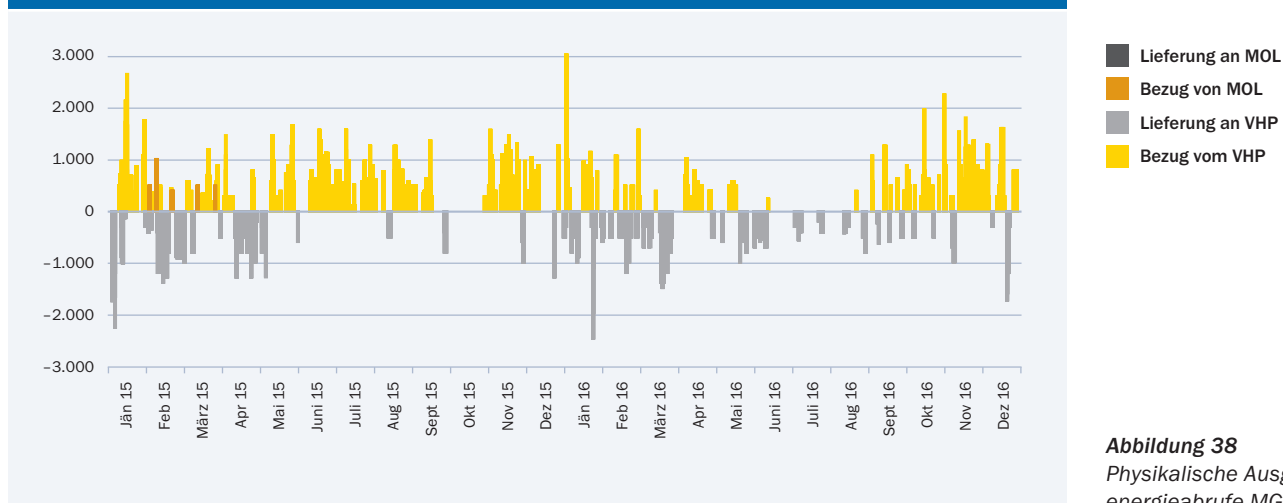
PHYSIKALISCHE AUSGLEICHSENERGIEABRUFE MG OST in MWh

Abbildung 38
Physikalische Ausgleichsenergieabrufe MG Ost

Quelle: AGCS

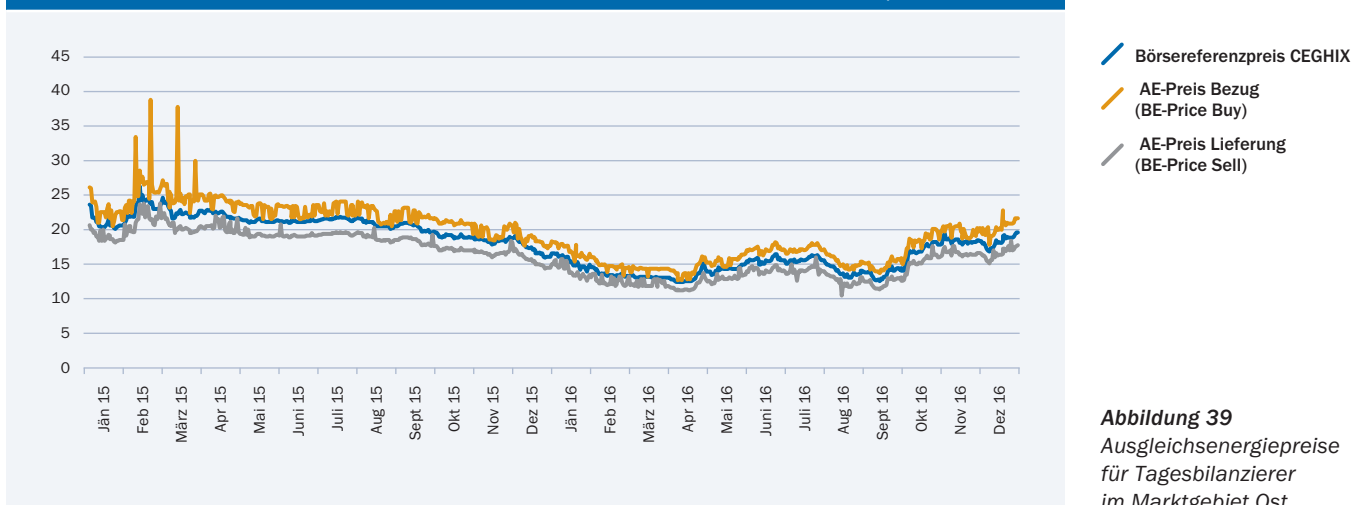
AUSGLEICHSENERGIEPREISE FÜR TAGESBILANZIERER IM MG OST in EUR/MWh

Abbildung 39
Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer im Marktgebiet Ost

Quelle: AGCS

dass seit März 2015 keine Ausgleichsenergieabrufe über die Merit-Order-List (MOL) mehr getätigt wurden.

Ausgleichsenergiepreise für stundenbilanzierende Bilanzgruppen sind gegenüber 2015 gesunken. Die niedrigsten Preise sind im August und September 2016 zu verzeichnen, gefolgt von einem relativ raschen Anstieg im Oktober. Die in Abbildung 39 dargestellten Preisspitzen im Marktgebiet Ost während des ersten Quartals 2015 resultieren in erster Linie aus Bezügen über die Merit-Order-List.

Aufwendungen und Erlöse am Umlagekonto der AGCS (AGCS Gas Clearing and Settlement AG) zeigen im Marktgebiet Ost bis Mitte 2015 einen deutlich saisonalen Verlauf. Die Monate Juli bis September 2015 wiesen einen stark negativen Stand des Umlagekontos auf. Diese Entwicklung konnte jedoch in den darauffolgenden Monaten gestoppt und auch die saisonalen Spreads der Erlöse und Aufwände reduziert werden.

In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg zeigen hingegen die Aufwendungen und Erlöse des Bilanzgruppenkoordinators A & B (A & B Ausgleichsenergie & Bilanzgruppen-Management AG) aufgrund der kleineren Mengen geringere Ausschläge. Jedoch hat sich hier in den vergangenen Jahren kontinuierlich ein Polster am Umlagekonto aufgebaut. Im Zuge der Novelle 2016 der GMMO-VO wurde daher nun auch die Möglichkeit geschaffen, zu hohe Stände am Umlagekonto an die Marktteilnehmer refundieren zu können.

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 und wurde 2016 nicht verändert.

Der Zugang zu Gasspeichern ist in § 98 Abs. 1 GWG 2011 auf verhandelter Basis festgelegt worden. Die Regulierung der Speicherentgelte erfolgt auf 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 Abs. 2 GWG 2011). Nach wie vor müssen alle Speicherverträge der E-Control vorgelegt werden (§ 101 GWG 2011).

Seit dem 3. März 2011 gelten die Transparenzvorschriften des Artikels 19 Verordnung (EG) Nr. 715/2009 für die Betreiber von Speicheranlagen sowie die Bestimmungen des Artikels 15 betreffend die Dienstleistungen für den Zugang Dritter zu Speicheranlagen. Eine Umsetzung in nationales Recht war nicht erforderlich, da europäische Verordnungen unmittelbar gelten. Seitens der E-Control wurden 2012 Auslegungsgrundsätze entwickelt, die

die Rechtsansicht der Regulierungsbehörde zur Umsetzung der Transparenzanforderungen von Speichereinrichtungen (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.

Artikel 19 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 sieht für die Betreiber von Speichereinrichtungen 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 Webseite der Speicherunternehmen zu veröffentlichen.

In Umsetzung des Art. 15 RL 2009/73/EG in nationales Recht haben Speicherunternehmen eine gesellschaftsrechtliche und organisatorische Entflechtung vorzunehmen. Diese Vorgabe haben alle österreichischen Speicherunternehmen umgesetzt.

Speicherkapazitäten im Jahr 2016

Die Speicherkapazitäten sind in Österreich im Jahr 2016 bezogen auf das Arbeitsgasvolumen um 3% auf 92.173 GWh gestiegen. Speicher der OMV Gas Storage (OGS), RAG Energy Storage (RES) und Uniper, die direkt an das Marktgebiet Ost angebunden sind, hatten im September 2016 ein Arbeitsgasvolumen von 62.193 GWh, das bedeutet einen Anstieg von 4% im Vergleich zum Vorjahresmonat. Auch die Einspeicher- und Entnahmeraten sind leicht erhöht worden. Der Speicher Haidach, der von

SPEICHERUNTERNEHMEN UND SPEICHERKAPAZITÄTEN IN ÖSTERREICH						
Speicherunternehmen	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 Gas Storage GmbH	8.709	25%	12.170	28%	24.350.430	26%
RAG Energy Storage GmbH	8.033	23%	8.369	19%	17.123.000	19%
Uniper Energy Storage GmbH	6.742	19%	10.112	23%	20.720.000	22%
Summe Marktgebiet Ost	23.483		30.651		62.193.430	
astora GmbH & Co. KG	3.757	11%	4.358	10%	10.443.533	11%
GSA LLC	7.400	21%	8.140	19%	19.536.000	21%
Summe Österreich	34.640	100%	43.149	100%	92.172.963	100%

Abbildung 40
Speicherunternehmen und Speicherkapazitäten in Österreich, Stand September 2016

Quelle: E-Control

GSA LLC und Astora vermarktet wird, ist an das deutsche Transportnetz angebunden, kann aber über das deutsche Netz für das MG Ost genutzt werden. Auch im Speicher Haidach wurde das vermarktbar Arbeitsgasvolumen leicht erhöht.

Den größten Anteil an den Speicherkapazitäten (Arbeitsgasvolumen) hält OGS mit 26% bezogen auf Österreich und 39% bezogen auf die an das MG Ost angebotenen Speicher.

Buchungssituation und Speichernutzung

Die österreichischen Speicherkapazitäten (Arbeitsgasvolumen) waren 2015 bis September 2016 zwischen 94% und 100% ausgebucht (bezogen auf das angebotene Arbeitsgasvolumen).

Aufgrund des milden Winters 2015/2016 und der niedrigen Gaspreise an den Han-

delsplätzen sind die Speicherfüllstände am 1. April 2016, zu Beginn des neuen Speicherjahres, um 37% höher gewesen als nach dem Winter 2014/2015.

Preisentwicklung

Festzustellen ist, dass bei der Preisbildung für Speicherkapazitäten weiterhin ein hybrides Preissystem auf der Basis unterschiedlicher Allokationsverfahren besteht:

- > Zum einen werden Speicherentgelte von den Speicherunternehmen für Standard Bundled Units (SBU) veröffentlicht, die bei der Vergabe der Speicherkapazitäten über die Reihenfolge des zeitlichen Einlangens (first come, first served) angewandt werden.
- > Zum anderen werden bei der Vergabe über Auktionen die Speicherentgelte als Ergebnis des Vergabeprozesses bestimmt. Die veröf-

Speicherinhalt
maximales
Speichervolumen
Speichervolumen
vertraglich gebunden

SPEICHERVOLUMEN DER ÖSTERREICHISCHEN GASSPEICHER in MWh

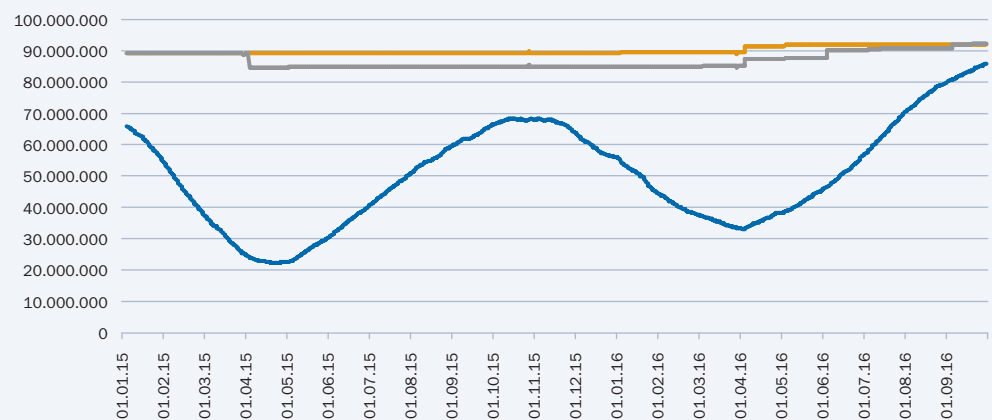


Abbildung 41
Buchung und Nutzung des
Speichervolumens der öster-
reichischen Gasspeicher

Quelle: E-Control

fentlichten Speicherentgelte spielen dabei keine Rolle, da bei der Auktion die Zahlungsbereitschaft der Speicherkunden wesentlichen Einfluss auf die Preisfindung hat.

Auktionen wurden in Österreich bisher von OGS, Uniper, Astora und GSA LLC durchgeführt. OGS und Astora verwendeten dafür die Versteigerungsplattform Store-X.

Der E-Control obliegt die Pflicht, den Zugang zu Speicherkapazitäten auf Gleichbehandlung zu prüfen; dies wird durch die Vorlagepflicht der Speicherverträge ermöglicht.

Großhandel

Die Liquiditätskennzahlen am Virtuellen Handelspunkt haben sich 2016 weiter verbessert. Die Handelsmengen am OTC-Spotmarkt sind auch dieses Jahr gestiegen. Tendenziell

kann man eine Saisonalität der Handelsaktivitäten erkennen. Diese Saisonalität ist in der durchschnittlichen Anzahl und dem durchschnittlichen Volumen der getätigten Geschäfte erkennbar, nicht jedoch am Preis (Abbildung 42).

Betrachtet man den Day-ahead-Markt am CEGH, so zeigt sich, dass es im März 2016 keine so ausgeprägte Volumensspitze wie im März 2015 gab – dies ist somit das zweite Jahr in Folge, in dem das gehandelte Volumen im März rückläufig war. Auffällig ist, dass der Börsenreferenzpreis (CEGHIX) seit September stetig gestiegen ist – zur gleichen Zeit stiegen auch das gehandelte Volumen und die Anzahl der getätigten Geschäfte.

Auch die Day-ahead-Preisspreads zu anderen europäischen Hubs haben sich 2016 im

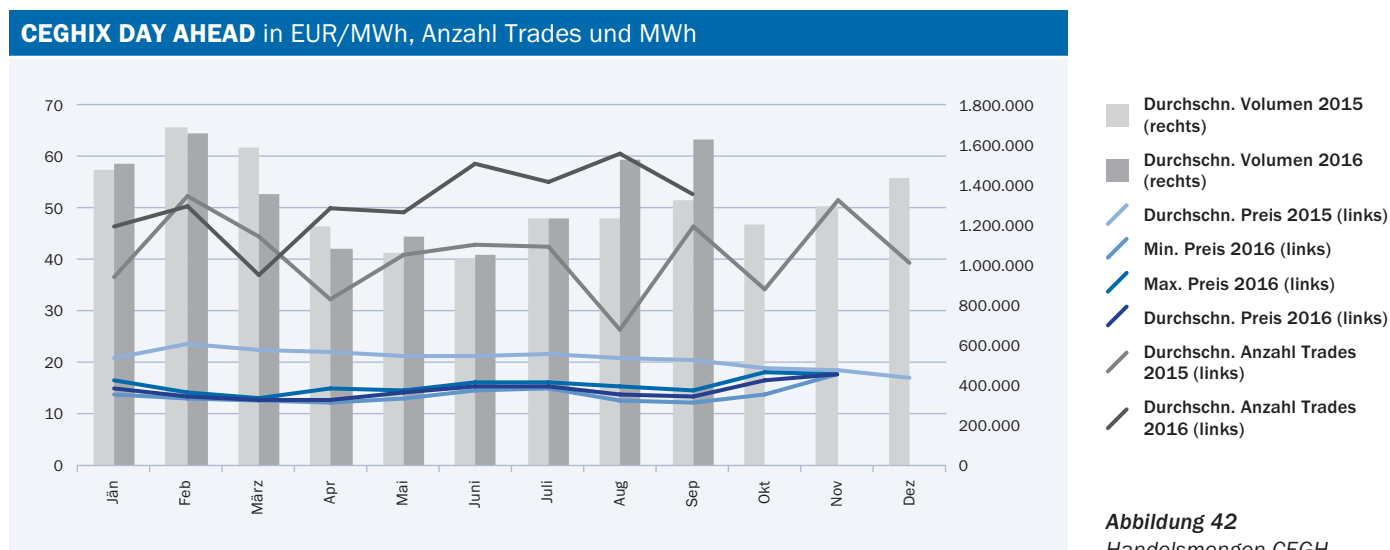
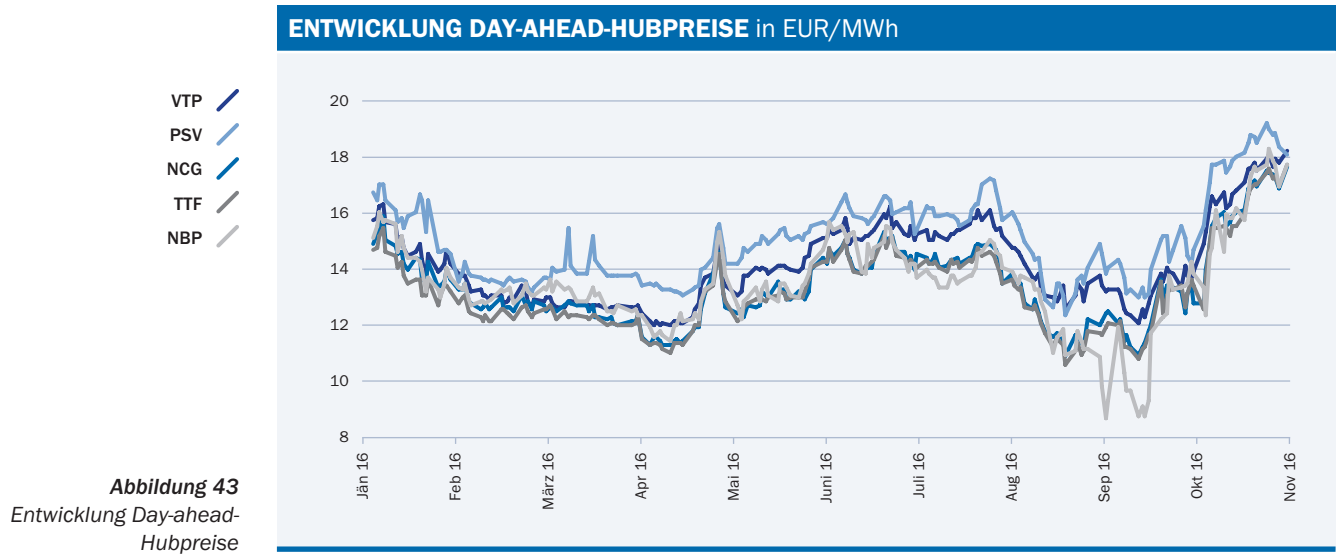


Abbildung 42
Handelsmengen CEGH

Quelle: CEGH, Wiener Börse



Quelle: ICIS Heren

Vergleich zu 2015 verringert, was auf eine weiterhin bestehende Konvergenz der Märkte hinweist (Abbildung 43). Am CEGH konnte auch dieses Jahr bei den kurzfristigen Produkten insgesamt eine merkliche Steigerung der Liquidität verzeichnet werden.

VERSORGUNGSSICHERHEIT GAS **Infrastrukturstandard, Risikobewertung,** **Notfall- und Präventionsplan**

Gemäß Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung (folgend „SoS-Verordnung“) sind die nationalen Präventions- und Notfallpläne der Mitgliedstaaten im Normalfall alle zwei Jahre

zu aktualisieren. Der erste nationale, österreichische Präventionsplan gemäß Artikel 5 SoS-Verordnung und der erste nationale, österreichische Notfallplan gemäß Artikel 10 SoS-Verordnung wurden der Europäischen Kommission im Dezember 2012 übermittelt. Die aktualisierten zweiten Versionen folgten im Dezember 2014. Die aktualisierten dritten Versionen waren somit bis spätestens Dezember 2016 zu erstellen. Die zuständige Behörde gemäß SoS-Verordnung ist hierfür das Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (BMWFW). Allerdings werden die nationalen Pläne sowie die beinhaltete Berechnung des Versorgungsstandards, des Infrastrukturstandards und die beinhaltete Erstellung der Risikobewer-

tung vom BMWFW in Kooperation mit der E-Control, dem Marktgebietsmanager und dem Verteilergebietsmanager erstellt.

Der nationale Präventionsplan gemäß Artikel 5 SoS-Verordnung enthält neben dem Rechtsrahmen und den Informationen über bestehende und zukünftige Verbindungsleitungen vor allem die Ergebnisse der Risikobewertung gemäß Artikel 9 SoS-Verordnung, der Berechnung des Infrastrukturstandards gemäß Artikel 6 SoS-Verordnung und der Berechnung des Versorgungsstandards gemäß Artikel 8 SoS-Verordnung (Letzteres wird separat im nächsten Punkt behandelt).

Der nationale Notfallplan gemäß Artikel 10 SoS-Verordnung enthält neben der allgemeinen Beschreibung der Infrastruktur und dem Verweis auf die präventiven Maßnahmen im nationalen Präventionsplan auch eine Auflistung der möglichen marktkonformen Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Erdgasversorgung. Darüber hinaus wird auf die rechtlichen Rahmenbedingungen und die resultierenden nichtmarktkonformen Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Erdgasversorgung im Sinne der Energielenkung (siehe Energielenkung Strom und Gas), auf die Definition der Krisenstufen und auf die Abläufe im Krisenfall im Detail eingegangen. Sowohl der nationale Präventionsplan als auch der nationale Notfallplan sind auf der Webseite des BMWFW veröffentlicht.

Die Risikobewertung für das Marktgebiet Ost wurde (auf Grundlage der Risikobewer-

tung 2014) vom BMWFW gemeinsam mit der E-Control, dem Marktgebietsmanager und dem Verteilergebietsmanager erstellt und untersuchte in Summe 284 mögliche Störungen, denen in weiterer Folge ein Risiko (gering, moderat, erhöht) zugeordnet wurde. Das Risiko ergibt sich aus der Kombination der Eintrittswahrscheinlichkeit (fünf Stufen von „sehr unwahrscheinlich“ bis „sehr wahrscheinlich“) und der Schwere der Auswirkung (fünf Stufen von „gering“ bis „sehr schwerwiegend“). Die Abschätzung der Eintrittswahrscheinlichkeit der möglichen Störungen erfolgt aufgrund von Erfahrungswerten, Literaturdaten bzw. durch Expertenurteil. Von diesen 284 möglichen Störungen liegen 232 (81,7%) im geringen, 37 (13%) im moderaten und 15 (5,3%) im erhöhten Risikobereich. Die 15 möglichen Störungen im erhöhten Risikobereich liegen außerhalb des Anwendungsbereichs der SoS-Verordnung, sie alle sind von lediglich regionaler/lokaler Bedeutung.

Die Risikobewertung für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg wurde (ebenfalls auf Grundlage der Risikobewertung 2014) vom BMWFW gemeinsam mit der E-Control und dem Verteilergebietsmanager in Abstimmung mit der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH und der VEG Vorarlberger Erdgas GmbH erstellt. Dabei wurde wie bei der Risikobewertung für das Marktgebiet Ost vorgegangen. In den beiden Marktgebieten Tirol und Vorarlberg gibt es jedoch weder Fernleitungsanlagen noch Produktionsstätten und Speichereinrichtungen. Die Versorgung erfolgt durch Leitungsverbindungen über Deutschland. Für die Marktgebiete

Tirol und Vorarlberg gilt, dass die Analyse im Infrastrukturbereich über das hinausgeht, was in der SoS-Verordnung vorgesehen ist, da die Betrachtung in beiden Marktgebieten – in Ermangelung von Fernleitungsinfrastruktur – die Übergabepunkte in die Verteilernetze zum Gegenstand hatte. Konkret wurden 24 mögliche Störungen untersucht, deren Risiko überwiegend im geringen Bereich liegt. Lediglich in vier Fällen wurde das Risiko als moderat eingestuft.

Die Berechnung des Infrastrukturstandards gibt Auskunft darüber, ob die Kapazität aus Import, Speicharentnahme und Produktion in einem berechneten Gebiet (in Österreich relevant das Marktgebiet Ost) so dimensioniert ist, dass eine sehr hohe Nachfrage auch bei Ausfall der größten Einzelinfrastruktur (im Marktgebiet Ost der Netzkopplungspunkt Baumgarten an der Grenze zur Slowakei) gedeckt werden kann. Das Ergebnis der Berechnung muss zur Erfüllung des vorgegebenen Infrastrukturstandards über 100% liegen. Im Marktgebiet Ost liegt das Ergebnis im Jahr 2016 bei 232,57%, der Infrastrukturstandard in Österreich wird also deutlich übererfüllt. Für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg ist der Infrastrukturstandard bei nationaler Betrachtung nicht anwendbar, da es sich bei der dort vorhandenen Infrastruktur um Verteilerleitungen handelt und somit um keine Infrastruktur im Sinne der SoS-Verordnung, allerdings werden die relevanten Netzkopplungspunkte bei der Berechnung des Infrastrukturstandards in Deutschland berücksichtigt. Die Erfüllung des Infrastruk-

turstandards ist auch eines der Ziele bei der Erstellung der langfristigen Planung des Verteilergebietsmanagers (gemäß § 22 Abs. 2 Z 3 Gaswirtschaftsgesetz 2011) und auch bei der Erstellung des koordinierten Netzentwicklungsplans des Marktgebietsmanagers (gemäß § 63 Abs. 4 Z 4 Gaswirtschaftsgesetz 2011). Somit haben also sowohl der Verteilergebietsmanager als auch der Marktgebietsmanager den gesetzlichen Auftrag, darauf zu achten, dass der derzeit erfüllte Infrastrukturstandard auch weiterhin erfüllt wird. Die Einhaltung wird auch im Zuge der bescheidmäßigen Genehmigung der vorab genannten Netzentwicklungspläne durch die E-Control beurteilt.

Versorgungsstandard

Versorgungsstandard (Art. 8)

SoS Verordnung 994/2010

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

Gesetzliche Grundlage

Artikel 8 Verordnung (EU) Nr. 994/2010 (SoS-Verordnung) iVm § 121 Abs. 5 GWG 2011 verpflichtet Versorger, die geschützte Kunden gemäß Art. 2 der SoS-Verordnung mit Erdgas beliefern, den Versorgungsstandard gemäß Art. 8 der SoS-Verordnung zu gewährleisten. Geschützte Kunden sind im Falle Österreichs

Haushaltskunden, da Österreich von der Möglichkeit abgesehen hat, den Kreis der geschützten Kunden darüber hinaus auszudehnen. Demnach müssen Versorger die Haushaltskundenversorgung in folgenden Fällen gewährleisten:

- (1) extreme Temperaturen an sieben aufeinanderfolgenden Tagen mit Spitzenlast, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommen;
- (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.

Bei Nichterfüllung der Verpflichtung gemäß § 121 Abs. 5 GWG 2011 droht eine Verwaltungsstrafe von bis zu Euro 75.000,- (§ 159 Abs. 2 Z. 12 des GWG 2011).

Durchführung des Monitorings

Die Überwachung der Einhaltung wurde anhand einer detaillierten Befragung der Versorger von Endkunden durchgeführt. Für die Befragung wurde ein Internetportal entwickelt, in dem die Versorger unter anderem die Anzahl der durch sie versorgten Zählpunkte angeben sollten. Die benötigten Mengen und Leistungen für die Erfüllung des Versorgungsstandards wurden dann anhand hinterlegter Formeln berechnet.

Betrachtungszeitraum für die Erhebung war die Heizperiode, also der Zeitraum vom 1. Oktober 2016 bis zum 1. April 2017. Für die Erfüllung des Versorgungsstandards (1) sind die angegebenen Tagesleistungen über einen Zeitraum von sieben Tagen vorzuhalten, für die des Versorgungsstandards (2) sind die Tagesmaximalmengen über einen Zeitraum von 30 Tagen 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 wurden die in den Verträgen vereinbarten Laufzeiten, die Vertragspartner und der Vertragsübergabepunkt erhoben, um die für die Erfüllung des Versorgungsstandards notwendigen monatlichen Mengen und Leistungen vorzuhalten.

Es sollten alle Beschaffungsverträge, über die die Belieferung von geschützten Kunden im Betrachtungszeitraum gesichert ist, angegeben werden. 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 sind auch die prognostizierten Speicherstände und Entnahmeleistungen je Monat zwischen Oktober 2016 und März 2017 anzugeben und dann monatlich mit Istwerten bzw.

neuen Prognosen zu aktualisieren. Lieferanten können zum 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 Transportleistungen vorgehalten werden, daher sind auch diese Daten anzugeben. Die Speicherstände und Entnahmeleistungen zum jeweils 1. des Monats für Oktober, November, Dezember 2016 sowie Jänner, Februar und März 2017 sind monatlich zu übermitteln.

Berechnung der benötigten Mengen und Leistungen

Da nicht alle Versorger den gleichen Zugang zu historischen Verbrauchsdaten – und damit die Grundlage für die Berechnung der in der Verordnung verlangten Mengen und Leistungen – haben, wurden österreichweite Daten für die benötigten Mengen zur Erfüllung der Versorgungsstandards vom Verteilergiebtsmanager AGGM (Austrian Gas Grid Manage-

ment AG) auf der Basis der ihm vorliegenden historischen Daten berechnet und zur Verfügung 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 des Verrechnungsbrennwertes sowie der gemittelten Anzahl österreichischer Haushaltszählpunkte durch die E-Control die benötigten Mengen je Zählpunkt geschützter Kunden für die einzelnen Versorgungsstandards berechnet. Hierbei gilt zu erwähnen, dass gemäß Mitteilung von AGGM die maximalen Verbrauchswerte aus den Monaten Dezember bis Februar für die Szenarien (1) und (2) der SoS-Verordnung gleichermaßen je Monat auftreten können. Aus diesem Grund wählte die E-Control einen sicherheitsbewussten Ansatz und zog den jeweiligen Maximalwert der ein-

MENGEN UND LEISTUNGEN FÜR DIE BELIEFERUNG DER GESCHÜTZTEN KUNDEN in kWh

Benötigte Gasmengen, um folgende Kriterien zu erfüllen:	Okt 16	Nov 16	Dez 16	Jän 17	Feb 17	März 17
extreme Temperaturen an sieben aufeinander folgenden Tagen mit Spitzenlast, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt	53	79	119	119	119	80
ein außergewöhnlich hoher Gasverbrauch über einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt	34	63	95	95	95	66
für einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen	29	47	73	77	75	52

Abbildung 44
Benötigte Mengen und Leistungen für die Belieferung der geschützten Kunden (Haushaltskunden) zur Erfüllung des Versorgungsstandards je Zählpunkt in kWh

Quelle: AGGM und eigene Berechnungen E-Control

zelenen Szenarien aus den Monaten Dezember bis Februar für alle drei Monate heran.

Vorgaben für die Erfüllung des Versorgungsstandards

Folgende Voraussetzungen müssen 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 diese Mengen in der Heizperiode vorgehalten werden und nicht kurzfristig zugekauft werden müssen, wenn ein Engpass auftritt. Im Falle eines Ausfalles der größten Infrastruktur könnte dies zu Problemen führen.
- > Als gesichert gelten nur feste Liefer-, Speicher- und Transportverträge, keine unterbrechbaren Verträge, da nur diese eine über den Betrachtungszeitraum gesicherte Dienstleistung garantieren.

Für die Erfüllung konnten Gasbezugs- und ergänzend Speicherverträge angegeben werden, es gibt jedoch keine Speicherverpflichtungen für Versorger geschützter Kunden.

Ergebnisse der Befragung und Mengengerüst

Versorger geschützter Kunden wurden im Juli 2016 ersucht, bis zum 19. August 2016 ihre entsprechenden Daten zum Zwecke der Versorgungsstandarterhebung im Internetportal zu erfassen. 47 Versorger wurden hierzu

kontaktiert. Sechs Versorger belieferten zum Erhebungszeitpunkt noch keine geschützten Kunden und haben daher keine Daten rückgemeldet. Die Anzahl der für den Versorgungsstandard relevanten meldenden Unternehmen liegt somit bei 41, wobei davon acht Versorger geschützter Kunden ihre Meldungen über ihre Vorlieferanten abgegeben haben. Auch neue Versorger von Haushaltskunden, die planen, während der Wintermonate mit der Versorgung geschützter Kunden zu beginnen, wurden bei der Erhebung kontaktiert.

Für die Berechnung der Erfüllung des Versorgungsstandards wurden die maximalen Mengen und Leistungen aus den Beschaffungs- und Speicherverträgen herangezogen. Da nicht nur die maximale Entnahmeleistung der Speicherverträge, sondern auch der Speicherstand für die Lieferfähigkeit des Versorgers wesentlich ist, wird die maximale Entnahmeleistung dann in die Berechnung einbezogen, wenn mehr im Speicher enthalten ist, als über diese maximale Entnahmeleistung im Monat entnommen werden kann. Ist die aus der maximalen Entnahmeleistung berechnete monatliche Menge höher als der verfügbare Speicherstand im jeweiligen Monat, so wurde der Speicherstand als maximale Liefermenge des Versorgers angenommen.

Ähnlich verhält es sich auch bei Beschaffungsverträgen und Speicherverträgen mit Vertragsübergabepunkt außerhalb der österreichischen Marktgebiete. In beiden Fällen müssen gesicherte Transportkapazitäten vorgehalten werden, um beschaffte bzw. aus-

gespeicherte Mengen nach Österreich transportieren zu können. Für den Fall, dass weniger Transportkapazität vertraglich vorhanden war, als basierend auf den entsprechenden Beschaffungs- oder Speicherverträgen nach Österreich transportiert hätte werden können, so wurde anstatt der beschafften bzw. gespeicherten Menge die maximale Menge aus den Transportverträgen des Versorgers für die Berechnung herangezogen.

Die Summe der maximalen Leistungen und Mengen aus Beschaffungsverträgen und Speicherverträgen (eingespeichertes Arbeitsgasvolumen) musste mindestens den geforderten Mengen und Leistungen der verschiedenen Ausprägungen des Versor-

gungsstandards entsprechen. Unternehmen, die aufgrund von Vollversorgungsverträgen keine exakten Mengen und Leistungen angeben konnten, mussten zusätzliche Nachweise durch ihre Vorlieferanten erbringen. Bei allen befragten Versorgern von geschützten Kunden konnte festgestellt werden, dass sie ausreichend Gas zur Verfügung haben, um den verschiedenen Ausprägungen des Versorgungsstandards zu entsprechen.

Versorger von Haushaltskunden haben daher individuell nachweisen können, dass sie ausreichend Mengen vorhalten, um ihre Kunden auch in den in Artikel 8 der SoS-Verordnung angegebenen Extremsituationen in den Wintermonaten versorgen zu können.

Strom und Gas – gemeinsame Agenden

MONITORING ENDKUNDENWETTBEWERB (HAUSHALTE UND GEWERBE)

Im Jahr 2010 waren am Markt nur zwölf alternative Stromanbieter tätig, die ihre Produkte österreichweit anboten, im November 2016 waren es je nach Region mehr als 40.

2015 traten zehn neue Marktteilnehmer in den Endkundenmarkt ein, sechs davon sind Stromlieferanten, die im Kleinkundenbereich tätig sind. Auch 2016 setzte sich dieser Trend mit dem Markteintritt von neun neuen Stromlieferanten fort: McStrom und Sturm Energie, beides private österreichische Unternehmen, sowie die Firmen Gutmann und Vitalis, die seit 2013 als Gaslieferanten tätig sind. Dazu sind

Ende März bzw. Anfang April noch zwei neue Lieferanten aus Deutschland gekommen, LCG Energy und Envitra. Envitra Energiehandel Ges.m.b.H. ist eine Tochtergesellschaft der DEG Deutsche Energie GmbH, LCG Energy GmbH ein in Hamburg ansässiges Unternehmen. Anfang September starteten zwei weitere Unternehmen aus Deutschland ihre Aktivitäten, Maingau und Enstroga – ein privater Diskontstromanbieter, der seit 2012 tätig ist, und im Dezember Grünwelt Energie.

Insgesamt sind 151 Stromlieferanten am Strommarkt zu finden, die 4,3 Millionen Haushalte und 1,4 Millionen Gewerbebetriebe und sonstige Kleinkunden beliefern. Davon sind

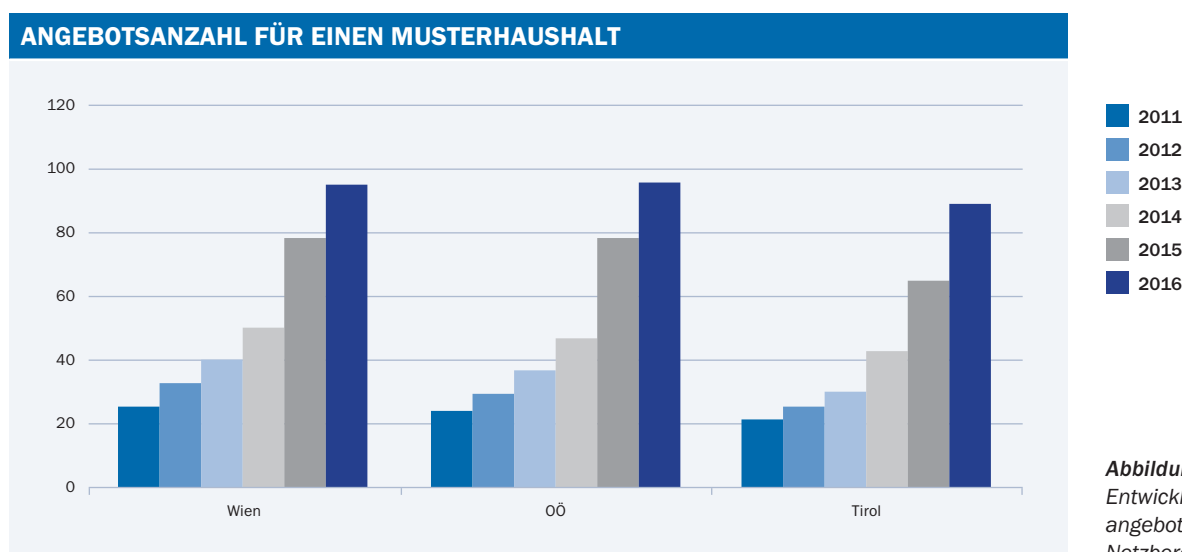


Abbildung 45
Entwicklung der Strom-
angebote für Haushalte nach
Netzbereichen

Quelle: E-Control

118 regionale Anbieter, die in ihrem Liefergebiet die meisten Kunden haben. Je nach Region stehen in der Regel einem angestammten Lieferanten 27 alternative Lieferanten, gegebenenfalls eine oder zwei Tochtergesellschaften der regionalen Anbieter und bis zu 15 regionale Lieferanten, die auch österreichweit anbieten, gegenüber. In Wien kann ein Haushaltskunde zwischen 95 Angeboten von mehr als 40 Anbietern wählen, in Vorarlberg und Tirol ist das Angebot im Vergleich zu Wien nur geringfügig eingeschränkt.

Auch im Gasmarkt hat sich die Anzahl der Gaslieferanten erhöht, neun sind dazu gekommen: McGas, Sturm Energie und TopEnergy, neu gegründete österreichische Unternehmen, EnergieDirect – ein alteingesessener Heizöl-, Schmier- und Treibstoffhändler, der nur für Gewerbebetriebe anbietet –, die Firmen Maingau, Grünwelt und E WIE EINFACH aus Deutschland, die neben Strom auch Gas für Haushalts- und Gewerbekunden anbieten. Oekostrom AG startete im November mit Gasverkauf an Massenkunden und Montana erweiterte ihr Liefergebiet auf die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg. Insgesamt 40 Gaslieferanten, fast die Hälfte davon sind alternative Anbieter, beliefern 1,3 Millionen Haushalts- und Kleinkunden in Österreich.

Das Gasangebot in Tirol und Vorarlberg hat sich seit der Einführung des neuen Marktmodells und der Öffnung des Retailmarktes im Oktober 2013 kontinuierlich erweitert. Während es noch im Jahr 2012 mit goldgas nur

Das Gasangebot in Tirol und Vorarlberg hat sich seit der Einführung des neuen Marktmodells und der Öffnung des Retailmarktes im Oktober 2013 kontinuierlich erweitert. Während es noch im Jahr 2012 mit goldgas nur

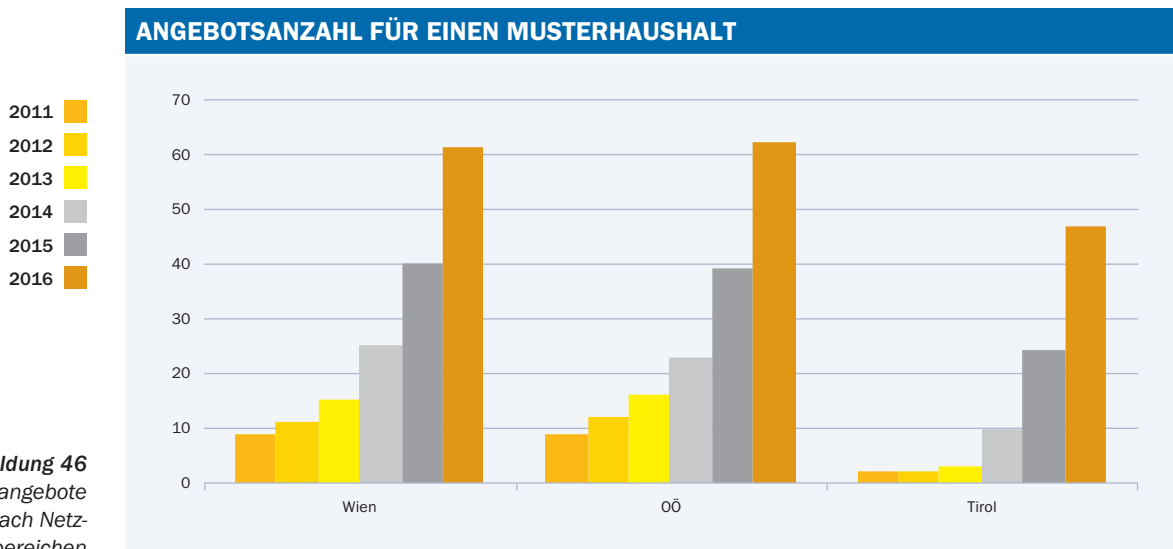


Abbildung 46
Entwicklung der Gasangebote
für Haushalte nach Netz-
bereichen

Quelle: E-Control

einen alternativen Anbieter gab, bekommen Kleinkunden in Tirol inzwischen bis zu 47 Angebote (im Vorjahr 24) von 19 unterschiedlichen Anbietern. Im Marktgebiet Ost haben Haushalte eine etwas breitere Auswahl mit über 61 Angeboten (im Vorjahr 40) von 25 und mehr Anbietern (Abbildung 46).

Die Steigerung der Angebotsanzahl ist nicht nur auf die neuen Markteintritte zurückzuführen, sondern auch auf die weitere Angebotsdifferenzierung, die bei vielen Lieferanten stattfindet. Die Produkte unterscheiden sich durch Einführung von weiteren Merkmalen, wie Online- und Offline-Produkte, integrierte und nicht integrierte Rechnungslegung, Bindungsfristen, Zertifizierung des Stroms aus

erneuerbaren Energien, wie z.B. Umweltzeichen, bis zu speziellen Dienstleistungsangeboten, wie Energieberatungen, Installation und Förderung von Photovoltaik (PV)-Anlagen, spezielle Begünstigungen für Wärmepumpenbetreiber, Versicherungen und dgl. Die Preise variieren zwischen Preisen mit bis zu 24 Monaten langen Garantien und Preisen mit monatlicher Preisanpassung nach einem bestimmten Preisindex. Für Kunden mit schon installiertem Smart Meter werden Produkte mit mehreren, nach Zeitintervall abhängigen Preisen angeboten.

Das Gesamtangebot lässt sich nach Produkten mit und ohne Neukundenrabatte als Hauptmerkmal unterteilen. Die reinen Online-

Diskontanbieter bieten in der Regel sehr hohe Neukundenrabatte an, die je nach Region sogar 80% und mehr der Energiekosten im ersten Belieferungsjahr ausmachen können. Ein wichtiges Merkmal ist auch der Zeitpunkt der Auszahlung von Neukundenrabatten. Bei einigen sehr günstigen Angeboten erfolgt die Auszahlung erst bei der Jahresabrechnung, nachdem der Kunde schon zwölf volle Monate in Belieferung war, also erst im zweiten Belieferungsjahr, sofern der Kunde davor nicht kündigt. Die Rabatte sind sehr oft eng gestaffelt, sodass es bei Abweichungen zwischen den tatsächlichen und angemeldeten Verbrauchsmengen zu wesentlichen Änderungen der vereinbarten Rabatte kommen kann, die mitunter sogar zum Entfall des Rabattes führen können. Hinter sehr hohen Rabatten ist sehr oft ein hoher Energiepreis zu finden,

der nach dem ersten Belieferungsjahr oder eben bei Mengenabweichungen zum Tragen kommt. Mäßige Neukundenrabatte, deren Höhe nicht vom Verbrauch abhängig ist, sind bei den günstigsten Anbietern fast gar nicht mehr zu finden, das Gleiche gilt für Angebote ohne Neukundenrabatte. Diese können wohl bei längeren Lieferzeiten (zwei und drei Jahre) günstiger ausfallen. Die Angebote ohne Neukundenrabatte haben meistens günstigere Energiepreise, die allerdings seltener an eine Preisgarantie gekoppelt sind.

Das Einsparpotenzial beim Wechsel¹⁵ vom angestammten Stromlieferanten zum Bestbieter ist im Jahr 2016 am stärksten gestiegen. Ein Haushaltskunde in Oberösterreich kann sich beim Wechsel vom angestammten Lieferanten zum Bestbieter inzwischen bis

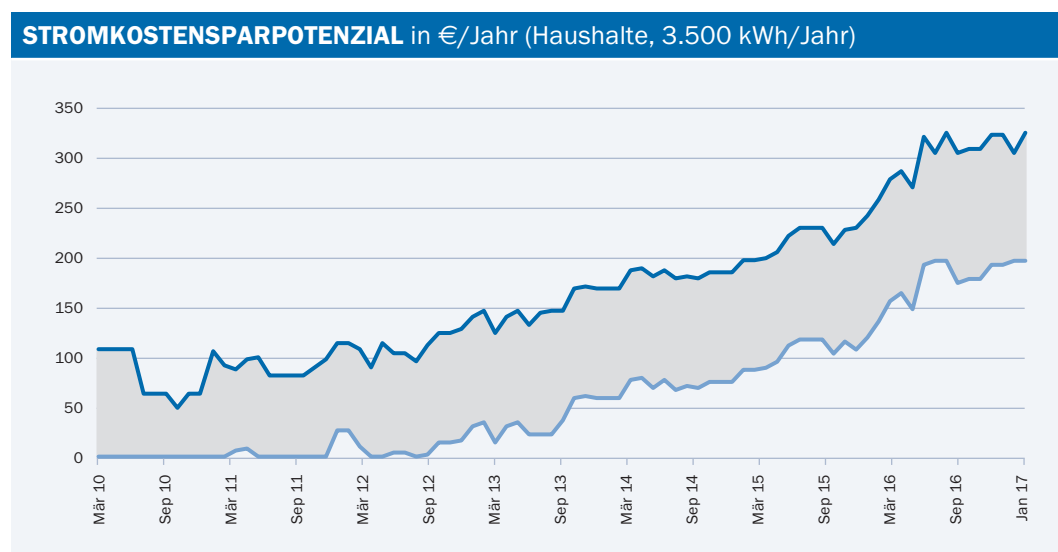


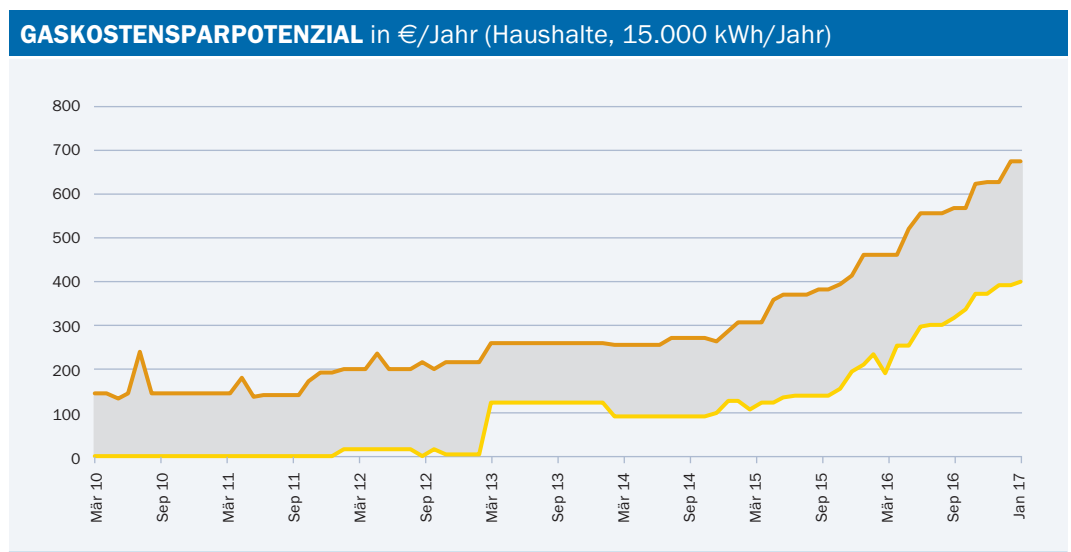
Abbildung 47

Entwicklung Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/Jahr) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Stromlieferanten

Quelle: E-Control

¹⁵ Musterhaushalt 3.500 kWh Stromverbrauch und 15.000 kWh Gasverbrauch, Stand November 2016

Abbildung 48
Entwicklung Einsparpotenzial
(Energiekosten inkl. Umsatz-
steuer) eines Musterhaus-
haltes (15.000 kWh/Jahr)
durch den Wechsel vom
angestammten zum günstig-
sten Gaslieferanten



Quelle: E-Control

zu 320 Euro im Jahr inkl. Neukundenrabatten ersparen, ohne Neukundenrabatte bis zu 240 Euro, was genau der Ersparnis vom Vorjahr inkl. Neukundenrabatten entspricht. Beim Gas beträgt die Ersparnis für einen Kunden in Klagenfurt bis zu 640 Euro im Jahr inkl. Neukundenrabatten bzw. für einen Haushalt in Linz 360 Euro ohne Neukundenrabatte (Abbildung 47, Abbildung 48).

Die Wechselraten sind im Jahr 2016 in den drei ersten Jahresquartalen deutlich höher ausgefallen als im Vorjahr, bei Strom erreichte sie 2,6% und bei Gas 3,4%. Mehr als 205.000 Kunden haben in dieser Zeit ihren Lieferanten gewechselt, ein Plus von 41% und das zweithöchste Ergebnis seit der Marktliberalisierung. Am häufigsten wechselten ihren Strom- und Gaslieferanten die Oberösterreicher mit Wech-

selraten von 4,2% bei Strom und 5,5% bei Gas (insgesamt 50.700 Wechsel). Auf Platz zwei folgte die Steiermark mit 3,2% bei Strom und 4,6% bei Gas (33.000 Strom- oder Gaswechsler). Rang drei erreichten die Kärntner Strom- und Gaskunden mit knapp 13.000 Wechseln. In absoluten Zahlen am häufigsten wechselten die Wiener ihre Lieferanten für Strom und Gas (62.500), die Wechselraten lagen in Wien bei 2,8% (Strom) und 3,1% (Gas).

Zusammengefasst kann festgestellt werden, dass sich die Intensivierung des Wettbewerbs am österreichischen Markt der letzten zwei Jahre weiterhin fortgesetzt hat. Zu beobachten sind gestiegene Wechselzahlen, ein deutlich höheres Einsparpotenzial beim Lieferantenwechsel und ein bedeutender Anstieg der Produktvielfalt.

Das Thema Digitalisierung in der Energiewirtschaft ist in den letzten Jahren eines der Hauptthemen der Branche geworden. Es zeigt sich, dass Lieferanten bzw. der Vertrieb ihre Kommunikation zur Kundenbindung diversifizieren müssen. Dies bedeutet eine Einbindung aller digitalen Vertriebskanäle, wie mobile Webseiten und Apps, Online-Kundenservices, Online-Möglichkeiten zum Vertragsabschluss und zum Kauf von Produkten auf der eigenen Webseite oder über Partner, Kundenservices per Chat, Social-Media-Aktivitäten etc. Lieferanten, wie der Verbund, die Wien Energie, die EVN, aber auch kleinere Lieferanten, wie die oekostrom ag, sind Vorreiter auf diesem Gebiet.

Einige alternative Lieferanten sind mit ihren Marken nur digital vertreten und bieten reine Onlineprodukte an, z.B. Pullstrom, Maxenergy, stromdiskont, redgas, schlaustrom, Voltino und viele mehr.

Nach einer Umfrage im Auftrag der E-Control stellte sich heraus, dass der Anteil jener Kunden, die ihren Lieferanten online gewechselt haben, von 2015 auf 2016 nur geringfügig von 28 auf 29% gestiegen ist, allerdings ist der Anteil jener Personen, die den Vertrag per Post zurückgeschickt haben, von 31% auf 27% gesunken. Fast die Hälfte aller Kunden sucht im Internet Informationen zum Anbieterwechsel.

Einige alternative Anbieter setzen auf Vertriebspartner und suchen Kooperationen mit Unternehmen aus anderen Branchen. So hat die oekostrom ag eine Kooperation mit der „Krone“ gestartet, in der mit atomstromfreien

und zu 100% aus erneuerbaren Energien erzeugtem Strom geworben wird.

Der Verein für Konsumenteninformation (VKI) startete im Herbst 2014 seine erste Energiekosten-Stop Aktion, ein landesweiter Gemeinschaftseinkauf für Ökostrom und Gas, die mit großem Erfolg im Laufe des Jahres 2015 abgeschlossen wurde. Der mediale Effekt, der durch den Neuigkeitscharakter des ersten Anlaufs erzielt wurde, konnte erwartungsgemäß bei der zweiten und dritten Aktion nicht wiederholt werden. Immerhin wurden in der letzten Aktion 22.000 Wechselaufträge bis Ende Mai 2016 abgewickelt, davon 14.900 für Strom und 7.100 für Gas. Die vierte Aktion startete im Oktober und ein Bestbieterverfahren wird im Jänner 2017 stattfinden.

In den letzten Jahren sind neben dem unabhängigen und umfassenden Tarifikalkulator der E-Control auch mehrere private Preisvergleichsplattformen am Markt entstanden. Mittels dieser können die Haushaltskunden Strom- und Gaspreisvergleiche durchführen, direkt wechseln oder sich auch beraten lassen. Derzeit bekannte Plattformen sind: durchblicker.at, stromgas24.at, stromliste.at, chilli-e-services.at und das zuletzt im Dezember 2016 gestarteten Start-up OHHO.at. Laut Angaben von durchblicker.at wechselten 2016 schon 25% der Kunden ihren Strom- oder Gaslieferanten über diese Plattform.

Die Post AG bietet seit Sommer 2016 mit ihrem Energiekostenrechner in ihren Filialen ein Wechselservice inklusive Beratung vor Ort

an, das vor allem für die Offline-Kunden eine Hilfe darstellt. Der Rechner ist auch als Teil des Online-Services verfügbar.

Daneben bieten auch immer mehr Lieferanten ihren Kunden die Möglichkeit an, online Preisvergleiche durchzuführen. Dabei wird in den meisten Fällen das eigene Angebot mit denen der Mitbewerber verglichen.

INFORMATIONSTELLE FÜR MARKTEINTRITT STROM UND GAS

In den letzten Jahren verzeichnete die E-Control einen deutlichen Anstieg von Anfragen zu regulatorischen Erfordernissen beim Eintritt in den österreichischen Strom- und Gasmarkt. Um Interessenten weiterhin rasch Informationen zum Markteintritt als Händler und/oder Lieferant in den Strom- und/oder Gasmarkt zukommen zu lassen, wurde im Jahr 2015 die sogenannte Markteintrittsstelle eingerichtet. Von dieser werden sowohl Standardfragen als auch komplexe, themenübergreifende Fragestellungen im vorbehördlichen Kontakt beantwortet.

Eine wesentliche Rolle bei der Beantwortung von Standardfragen spielen die Leitfäden zu fünf typischen Markteintrittsvorhaben. Sie wurden in enger Zusammenarbeit mit den übrigen Marktteilnehmern, wie beispielsweise APCS (APCS Power Clearing and Settlement AG), MGM, AGCS, A & B, OeMAG, CEGH, EnergyLink und Energieeffizienzstelle, erstellt. Die Leitfäden stehen als Download auf der Webseite der E-Control zur Verfügung. Interessierte Strom- oder Gaslieferanten bzw. -händler erfahren hier alle Schritte, die zur Erfüllung des regulatorischen Rahmens notwendig sind. Die Zu-

griffszahlen auf den Webbereich der Leitfäden weisen auf eine rege Nutzung hin. Im Jahr 2016 wurden die Leitfäden von 1.098 Interessenten als Download genutzt.

Neue, oft innovative Geschäftsideen von Unternehmen führen häufig zu sehr spezifischen Fragestellungen, die durch die standardmäßige Bereitstellung von Informationen in den Leitfäden nicht beantwortet werden können. Eine rasche Behandlung solcher vermehrt auftretender spezifischer und komplexer Fragestellungen wurde insbesondere durch den Bedarf der Zusammenarbeit mehrerer Fachrichtungen bzw. Marktteilnehmer erschwert. Um dem verstärkten Aufkommen an solchen Fragen weiterhin rasch und effizient begegnen zu können, wurde eine Kontaktstelle bei der E-Control eingerichtet. An diese können vor dem behördlichen Eintritt Fragen, die den regulatorischen Rahmen betreffen, gerichtet werden. Die Beantwortung durch die erforderlichen Fachexperten und/oder die Vermittlung der genauen Kontaktdaten erfolgt nunmehr gesammelt über diese Stelle. Somit wird der Aufwand zur Informationsbeschaffung zum Markteintritt für Unternehmen im Vorfeld reduziert. Für die E-Control wurden die erforderlichen internen (und externen) Kommunikationsabläufe damit deutlich verbessert. Gleichzeitig können so die behördlichen Abläufe mit der E-Control zum Markteintritt oft rascher abgewickelt werden.

Im Jahr 2016 haben sich 79 neue Interessenten mit spezifischen Fragestellungen zum Markteintritt an diese Stelle gewandt. Das Interesse zum Markteintritt in den Gasmarkt war mit 44 Interessenten etwas höher als für den Strommarkt. Dort hatten 35 Interessen-

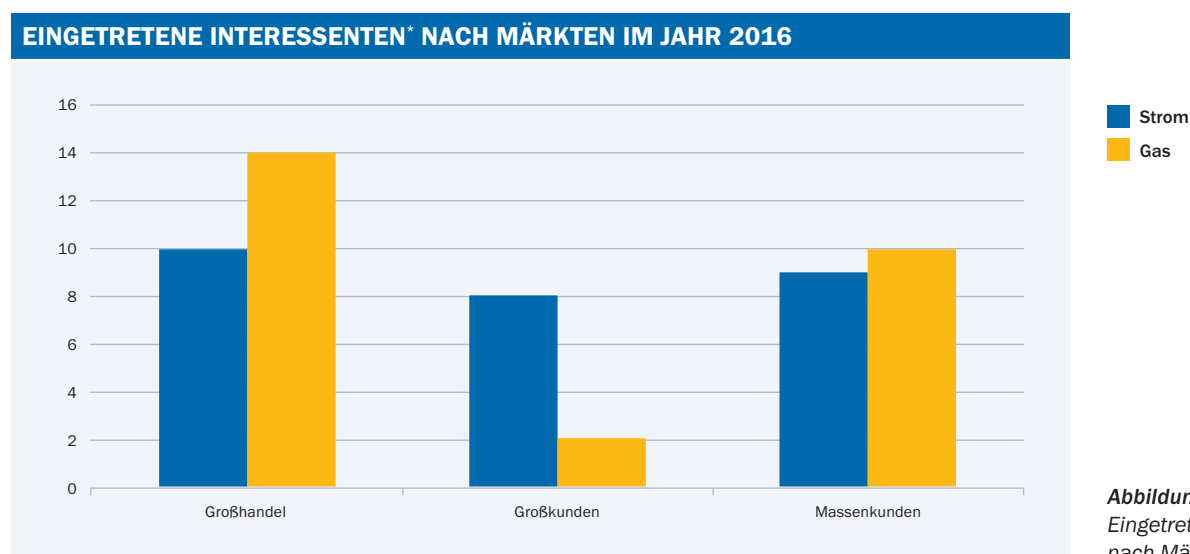


Abbildung 49
Eingetretene Interessenten*
nach Märkten im Jahr 2016

Quelle: E-Control

* Mehrfachangaben pro Unternehmen möglich

ten konkrete Fragestellungen zum Eintritt in den Strombereich. Die Interessenten kamen dabei aus insgesamt 17 Ländern, wobei gut ein Drittel der Unternehmen aus Deutschland und knapp ein Viertel aus Österreich kam. Der Rest stammte aus den anderen Nachbarländern Österreichs, aber auch aus dem Vereinigten Königreich, Spanien, Norwegen, Polen, Finnland, Bulgarien und Dänemark. Manche Unternehmen interessierten sich hierbei mehrfach für verschiedene Bereiche (Gas-, Strom-, Großhandels- und/oder Endkundenmarkt) in Zusammenhang mit dem Markteintritt. Von diesen Interessenten haben im Jahr 2016 insgesamt 39 mit der Umsetzung ihres Eintrittsvorhabens begonnen.

Betrachtet man alle – auch vor 2016 verzeichneten – Interessenten, so haben 53 im Jahr

2016 ihr Vorhaben durch den Abschluss des Behördenweges finalisieren können. Knapp die Hälfte wurde im Großhandel aktiv, wobei mit 14 Eintritten im Gas- und zehn im Stromhandel die Gasbranche mehr neue Händler erhalten hat. Im Endkundenmarkt zeigt sich ein anderes Bild. Hier sind im Strommarkt im Jahr 2016 für Groß- und für Massenkunden (Haushalte und Kleingewerbe) acht bzw. neun Lieferanten neu hinzugekommen. Am Gasmarkt sind für Großkunden lediglich zwei neue Lieferanten neu aufgetreten. Am Massenkundenmarkt haben mit zehn Gaslieferanten einer mehr den Eintritt abgeschlossen als am Strommarkt (siehe Abbildung 49).

REMIT

Die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Ener-

giegroßhandelsmarktes (REMIT-Verordnung) ist seit Dezember 2011 in Kraft. Sie verbietet Insider-Handel und Marktmanipulation im Energiegroßhandel und legt fest, wie die Überwachung des Handels mit Energiegroßhandelsprodukten auf europäischer Ebene durch ACER und die nationalen Regulatoren zu erfolgen hat. Im Jahr 2016 wurden die vorbereitenden Maßnahmen für den operativen Betrieb der Energiegroßhandelsmarktüberwachung in wesentlichen Bereichen weiter vorangetrieben bzw. abgeschlossen sowie bereits bestehende Prozesse optimiert.

Registrierung von Marktteilnehmern

Ein wesentlicher Schritt für die Aufnahme der operativen Marktüberwachung im Zuge der REMIT-Verordnung ist die Registrierung der Marktteilnehmer durch die nationalen Regulierungsbehörden. Die E-Control hat hierfür ein eigenes nationales Registrierungssystem (NRS) entwickelt und den Marktteilnehmern zur Verfügung gestellt. Die erste Phase der Registrierungsphase ist mit 7. Oktober 2015 in Kraft getreten. Diese legt fest, dass alle Marktteilnehmer, die Standardverträge über Energiegroßhandelsprodukte iSd REMIT-Verordnung handeln, sich bei der nationalen Regulierungsbehörde registrieren müssen. Seit 7. April 2016 ist nun auch die zweite Phase der REMIT-Verordnung Registrierung in Kraft getreten, gemäß der sich auch Marktteilnehmer, die Nicht-Standardverträge zu Energiegroßhandelsprodukten iSd REMIT-Verordnung handeln, bei den nationalen Regulierungsbehörden registrieren müssen. Im Rahmen der Umsetzung dieser Verpflichtung hat die E-Control bis Oktober 2016 insgesamt 250 Unternehmen im Registrierungsprozess begleitet, die angegebenen Informationen der

Unternehmen verifiziert und die Zuteilung eines ACER-Codes, der für die weitere Handelstätigkeit im Energiegroßhandelsmarkt erforderlich ist, veranlasst.

REMIT Security Policy

Gemäß Artikel 12 REMIT-Verordnung gewährleistet ACER die Vertraulichkeit, Integrität und den Schutz der durch sie gesammelten Informationen und ergreift alle erforderlichen Maßnahmen, um den Missbrauch sowie den nicht autorisierten Zugang zu diesen Informationen zu verhindern. Zur Erfüllung dieser Verpflichtung richtet ACER Verfahren für den Austausch der bei ihr eingehenden Informationen ein. Sie gewährt nur denjenigen Behörden Zugang zu diesen Verfahren, die Systeme eingerichtet haben, welche ACER die Einhaltung von Artikel 12 REMIT-Verordnung ermöglichen. Um dies sicherzustellen, hat ACER im Frühjahr 2015 konkrete Sicherheitsanforderungen definiert, die von den nationalen Regulatoren einzuhalten sind. Die nationalen Regulatoren müssen hierfür spezielle „REMIT Security Policies“ erarbeiten und intern umsetzen. Die Überprüfung erfolgt durch ein Peer-Review-Panel, bestehend aus Sicherheitsexperten der ACER sowie der nationalen Regulatoren. Die E-Control hat im Oktober 2015 bereits eine erste Überprüfung durch das Peer-Review-Panel positiv absolviert und als erster europäischer Regulator Zugang zu den Informationen der ACER erhalten. Im Mai 2016 wurde auch eine zweite, abschließende Prüfung durch das Peer-Review-Panel erfolgreich absolviert, womit der bis dato interimistische Status bestätigt und der E-Control permanenter Zugang zu den Informationen von ACER gewährt wurde. Um entsprechenden

Entwicklungen im Bereich der Informationssicherheit und den gewonnenen Erkenntnissen im praktischen Umgang mit den Informationen von ACER Rechnung zu tragen, werden die „REMIT Security Policies“ regelmäßig angepasst und bei Bedarf, spätestens jedoch alle drei Jahre, einer neuerlichen Überprüfung durch das Peer-Review-Panel unterzogen. Zweck ist es, einen kontinuierlichen Verbesserungsprozess im Umgang mit REMIT-Informationen zu etablieren.

Operative Energie-großhandelsmarktüberwachung

Im Jahr 2016 wurden die internen Prozesse der Marktüberwachung weiter angepasst und optimiert, um eine möglichst effiziente und effektive Energiegroßhandelsmarktüberwachung zu gewährleisten. Hierfür wurden notwendige Dokumentations- und Trainingsunterlagen für die Mitarbeiter erstellt, Prozesse des operativen Betriebs sowie im Verfahrensablauf definiert (siehe exemplarisch Abbildung 50) und beglei-



Abbildung 50
Prozess der Energiegroßhandelsmarktüberwachung der E-Control

Quelle: E-Control

tende Maßnahmen, wie ein fortlaufendes Kontrollsystem, implementiert. Im Zuge der operativen Energiegroßhandelsmarktüberwachung wurden zudem in Zusammenarbeit mit ACER ein Prozess zur Sicherung der Datenqualität etabliert und weitere Prozesse im Rahmen eines Handbuchs für eine gemeinsame Marktbeobachtung definiert.

Kooperation auf regionaler Ebene

Neben der Kooperation mit ACER wurde auch die Zusammenarbeit mit den Regulatoren auf regionaler Ebene intensiviert. So schloss die E-Control ein Memorandum of Understanding (MoU) mit den nationalen Regulatoren aus Deutschland und Luxemburg ab. Mit dem Schweizer Regulator ElCom wurde ein generelles Abkommen zur Kooperation im Bereich der Stromgroßhandelsmarktaufsicht unterzeichnet. Zudem setzte die E-Control die Erarbeitung eines MoUs mit den nationalen Regulatoren aus Slowenien, Kroatien, Ungarn und Tschechien fort. Ziel dieser Vereinbarungen ist es, eine regionale abgestimmte und effiziente Energiegroßhandelsmarktüberwachung sowie einen gemeinsamen Wissens- und Erfahrungsaustausch sicherzustellen.

Start der Sammlung von

Nicht-Standardverträgen durch ACER

Mit 7. April 2016 ist die zweite Phase der Datenmeldung an ACER in Kraft getreten. Damit müssen Marktteilnehmer nicht nur Standardverträge über Energiegroßhandelsprodukte, sondern auch Nicht-Standardverträge an ACER übermitteln. Durch diese zusätzlichen

Informationen ist es ACER und den nationalen Regulatoren nun möglich, eine noch umfassendere Energiegroßhandelsmarktüberwachung auf europäischer, regionaler und nationaler Ebene sicherzustellen. Um gleichzeitig Doppelmeldungen österreichischer Marktteilnehmer zu vermeiden, müssen diese Informationen, welche sie bereits im Zuge der REMIT-Verordnung an ACER übermitteln, nicht mehr zeitgleich im Zuge der Energiegroßhandelsdatenverordnung (EGHD-VO) an die E-Control senden. Stattdessen werden diese Informationen der E-Control durch ACER zur Verfügung gestellt. Die für die Energiegroßhandelsmarktüberwachung durch ACER zur Verfügung gestellten Daten umfassen Informationen zu Standard- und Nicht-Standardverträgen für die Lieferung und den Transport von Erdgas und Strom in der Union sowie Fundamentaldaten im Bereich Strom und Gas einschließlich Nominierungsdaten. Im Zuge ihrer Untersuchungs- und Überwachungsbefugnisse gemäß REMIT-Verordnung ist es der E-Control und den anderen nationalen Regulatoren zudem möglich, weitere Informationen zu erheben. Somit kann ein umfassender Überblick über die Marktverhältnisse im Energiegroßhandel gewährleistet werden.

STATISTISCHE AUFGABEN

Die statistischen Aufgaben der E-Control erfolgen auf Basis des Bundesstatistikgesetzes 2000 sowie der entsprechenden Bestimmungen im ElWOG 2010 und GWG 2011. In diesem Zusammenhang erstellt die E-Control

die Elektrizitäts- und Erdgasstatistik und ist damit Teil des Europäischen Statistischen Systems.

Im Bereich der Elektrizitätsstatistik liegt die Verordnungskompetenz – und damit die Definition des Umfangs der Statistik – beim zuständigen Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft, für den Bereich der Gasstatistik liegt sie bei der E-Control. Die Durchführung der statistischen Erhebungen und sonstigen statistischen Arbeiten hat in jedem Fall durch die E-Control zu erfolgen.

Als Teil der österreichischen Bundesstatistik übermittelt die E-Control die im Rahmen der beiden Statistiken erfassten Daten der Bundesanstalt Statistik Österreich, wobei nicht nur die Einzeldaten, sondern vielmehr überprüfte Daten und Teilauswertungen zur Verfügung gestellt werden.

Die Aufgaben der E-Control reichen im statistischen Bereich von der Definition des Umfangs – bei der Elektrizitätsstatistik allerdings nur in beratender Weise – über die Erstellung der entsprechenden Erhebungsformulare bzw. -unterlagen, die Erfassung, Mahnung, Prüfung, Aufbereitung bis zur Analyse und Publikation. Die Daten werden dabei auf der Webseite der E-Control sowie in der jährlichen Statistikbroschüre veröffentlicht.

Darüber hinaus obliegt der E-Control die Aufbereitung und Übermittlung von Daten an internationale Organisationen wie Eurostat,

IEA (International Energy Agency) oder ACER. Teilweise übermittelt die E-Control die Daten und Informationen direkt, teilweise stellt sie nur die Auswertungen zur Verfügung und die eigentliche Übermittlung erfolgt durch Dritte. Aufgrund ihrer Expertise ist die E-Control in verschiedenen Gremien teilweise direkt nominiert, teilweise in beratender bzw. unterstützender Rolle tätig.

ÖFFENTLICHKEITSARBEIT

Die E-Control hat im liberalisierten Strom- und Gasmarkt nicht nur regulatorische Aufgaben, sondern auch eine Informations- und Servicefunktion. Im Zuge dieser Informationspflicht führte die E-Control 2016 eine Reihe von Maßnahmen im Bereich der Öffentlichkeitsarbeit durch. Ziel ist es unter anderem, die Konsumenten über ihre Möglichkeiten und Rechte am freien Strom- und Gasmarkt zu informieren.

Die relevanten Informationen wurden in zahlreichen Pressemitteilungen, Pressekonferenzen, Hintergrund- und Einzelgesprächen mit Journalisten sowie anderen zielgerichteten Medienaktivitäten transportiert. Zudem stehen Konsumenten verschiedenste Informationsangebote zur Verfügung, etwa Publikationen (Konsumentenbroschüre, Smart-Meter-Broschüre etc.), E-Mail-Newsletter, Webseite, Social-Media-Kanäle und die 2015 eingerichtete Webseite frag.e-control.at, auf der Konsumenten etwa Fragen zum Wechsel des Strom- oder Gasanbieters posten können und von Experten der

E-Control Antwort erhalten. Persönlich wurden Konsumenten bei Messen und Beratungstagen informiert.

Die E-Control führte 2016 zudem Webinare und Informationsveranstaltungen für Branchenvertreter und Entscheidungsträger zu österreichischen und internationalen Themen des Energiebereichs durch. Bei zahlreichen nationalen und internationalen Veranstaltungen, Tagungen und Konferenzen waren auch im Jahr 2016 Experten der E-Control vertreten, um über energierelevante Themen zu referieren.

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

E-CONTROL ALS ANLAUFSTELLE FÜR KONSUMENTEN

Die E-Control erfüllt im liberalisierten Energiemarkt eine wichtige Funktion: Konsumenten haben die Möglichkeit, sich über sämtliche Themen, die für sie relevant sind, zu informieren und Unterstützung zu erhalten. Vom Preisvergleich und Preisentwicklungen bis hin zu Rechnungskontrollen und Beschwerden über Marktteilnehmer: Die E-Control ist die Anlaufstelle für Kunden in ganz Österreich.

Preisvergleiche

Für Endverbraucher führt die E-Control Preisvergleiche durch. Dafür werden je nach Verbrauchergruppe unterschiedliche Methoden und Applikationen verwendet: Tarifikalkula-

toren für Haushalte und Gewerbebetriebe für Kunden mit Standardlastprofil, der KMU-Energiepreis-Check für Geschäftskunden mit gemessener Leistung und einem Stromverbrauch von bis zu 10 GWh bzw. einem Gasverbrauch von bis zu 5 GWh und die Industriepreiserhebung für Kunden mit einem höheren Verbrauch.

Tarifikalkulator

Entsprechend dem § 22 Abs. 3 E-ControlG, § 65 Abs. 2 ElWOG 2010, § 121 Abs. 2 GWG 2011, § 18 Abs. 4 Statistik-VO Strom und § 10 Statistik-VO Gas werden die Strom- bzw. Erdgaspreisvergleiche für Haushalte und Gewerbebetriebe im Tarifikalkulator erstellt und veröffentlicht. Mit rund 400.000 Besuchen im Jahr ist der Tarifikalkulator die meistgenutzte Applikation für Strom und Gas der E-Control. In die Datenbank werden Lieferanten- und Netzbetreiberdaten sowie gesetzlich verordnete Steuern und Abgaben eingepflegt.

Lieferanten sind ihrerseits gesetzlich verpflichtet, sämtliche preisrelevanten Daten für mit Standardprodukten versorgte Endverbraucher unverzüglich nach ihrer Verfügbarkeit der Regulierungsbehörde in einer von dieser vorgegebenen elektronischen Form für die Eingabe in den Tarifikalkulator zu übermitteln.

Insgesamt 150 Strom- und 40 Gasanbieter waren Ende 2016 im Tarifikalkulator registriert. Ungefähr 1.100 Produkte befinden sich in der Datenbank des Tarifikalkulators.

Der Tarifikalkulator erstellt einen Preisvergleich für die eingegebenen Daten: Energie (Strom oder Gas), Postleitzahl und Verbrauch. Ein monatlicher Preisvergleich der Bestbieter mit dem angestammten Lieferanten und die Ersparnis beim Wechsel werden im Preismonitor auf der Webseite der E-Control dargestellt. Hier sind auch die aktuellen Preisänderungen sämtlicher Lieferanten zu finden.

Die E-Control erstellt auf Basis der Tarifikalkulator-Daten die monatlichen Preisreports, die den Bestbieter pro Region, mit und ohne Neukundenrabatte, und das entsprechende gesamte Ersparnispotenzial darstellen. In etwas anderer Form werden die Preisreports auch für das Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft erstellt (Abbildung 51, Abbildung 52).

Tarifikalkulator-Gewerbe

Gewerbebetriebe mit einem Standardlastprofil können im Tarifikalkulator-Gewerbe Angebotsvergleiche und Ersparnisberechnungen durchführen und schließlich den Bestbieter finden. Über 20.000 Unternehmen haben dieses Angebot genutzt, um Preisvergleiche durchzuführen.

Tarifikalkulator Neu

Der Tarifikalkulator für Haushalte wurde das erste Mal 2001/2002 entwickelt. Das Design des Frontends wurde seitdem mehrmals optimiert und den Marktbedingungen angepasst, auch wurde die Performance des Systems verbessert. In den Jahren 2013/2014 wurde im Rahmen der Entwicklung des Tarifikalkulators für Gewerbebetriebe der letzte Relaunch abgeschlossen. Das Backend, das als Admi-

PREISMONITOR STROM – JAHRESGESAMTPREIS EINES MUSTERHAUSHALTES

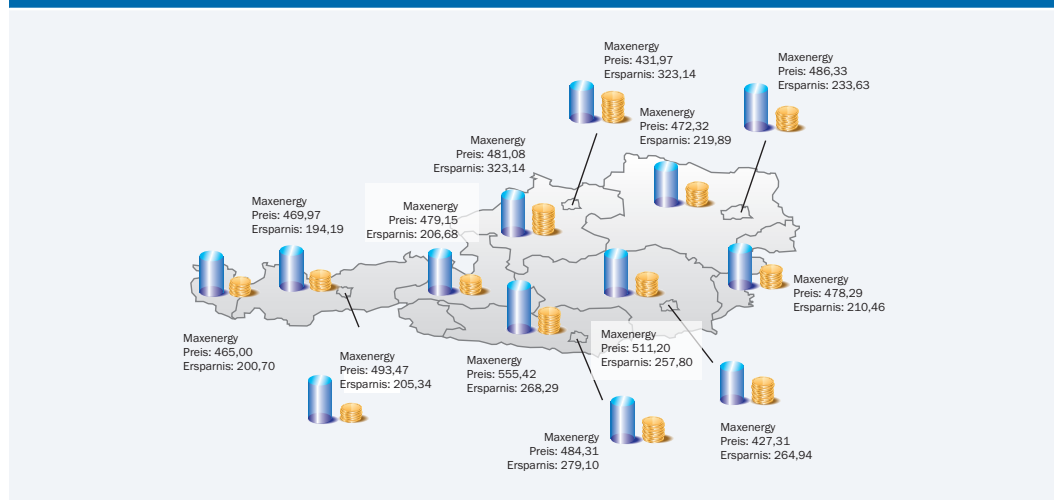


Abbildung 51

Preismonitor Strom – Jahresgesamtpreis eines Musterhaushaltes (3.500 kWh Strom) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatte, November 2016

Quelle: E-Control, Tarifikalkulator

PREISMONITOR GAS – JAHRESGESAMTPREIS EINES MUSTERHAUSHALTES

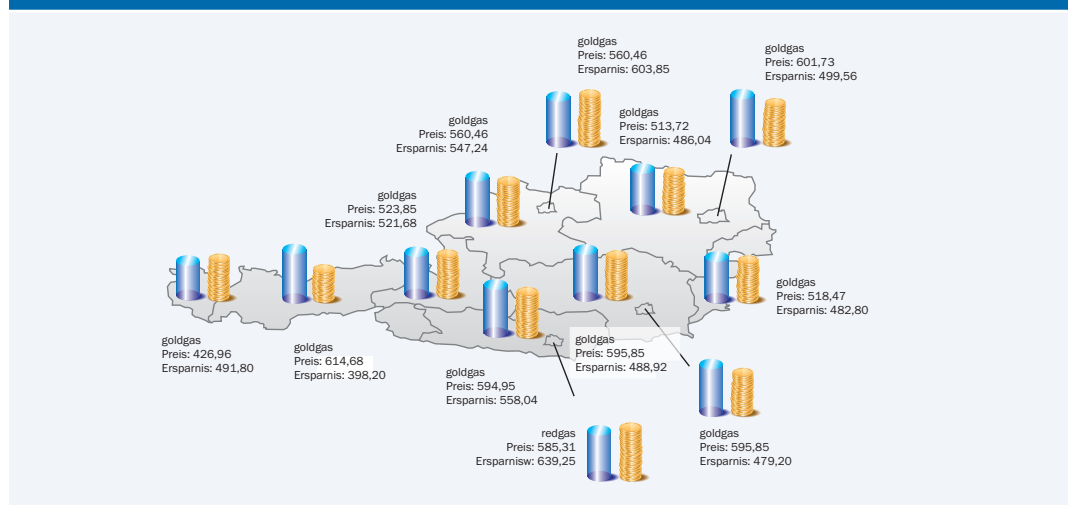


Abbildung 52
Preismonitor Gas – Jahresgesamtprice eines Musterhaushaltes (15.000 kWh Gas) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatte, November 2016

Quelle: E-Control, Tarifikalkulator

nistrationstool sowohl von Lieferanten als auch von der E-Control benutzt wird, wurde in dieser Zeit nur in begrenztem Ausmaß angepasst.

Seit dem letzten Relaunch des Tarifikalkulators hat sich der Wettbewerb am Retailmarkt wesentlich intensiviert, neue Lieferanten sind dazugekommen und das Angebot hat sich stark diversifiziert. Das Roll-out der Smart Meter ermöglicht es Lieferanten, andere Produkte anzubieten, wie z.B. komplexere zeitvariable Tarife. Immer mehr Haushaltskunden werden durch die Installation und den Betrieb von PV-Anlagen in ihren Häusern zu Prosumern, d. h. Verbrauchern, die nicht nur Strom beziehen, sondern auch Strom erzeugen. Für

sie werden spezielle Produkte für die Einspeisung und die Entnahme entwickelt. Diese Marktentwicklungen stellen den Produktvergleich vor neue Herausforderungen, denen, um die Transparenz des Marktes für Kleinkunden zu wahren, begegnet werden muss. Darüber hinaus hat die Anzahl der Produkte und Lieferanten im Tarifikalkulator durch die gesetzliche Verpflichtung aller Lieferanten, ihre Produkte in den Tarifikalkulator einzupflegen, stark zugenommen, was wiederum die Notwendigkeit einer weiteren Effizienz- und Kapazitätssteigerung des Tarifikalkulator-Systems nach sich zieht. Aus diesen Gründen wurde bereits 2014 das Projekt einer umfassenden Neuentwicklung des Tarifikalkulators gestartet.

Ein neues Konzept bezüglich Design und Usability für die beiden Tarifikalkulatoren (Haushalt und Gewerbe) sowie für den Administrationsbereich wurde mit einem externen Spezialisten entwickelt und Ende 2014 Branche und Stakeholdern vorgestellt. Ein Technologiewechsel, die Integration beider Frontends und des Administrationstools in das neue E-Control Web-Portal, eine neue Datenbank, Konzeption und Umsetzung diverser Schnittstellen sowie die Erarbeitung umfassender Datendokumentationen, bilden wesentliche Teile des Projekts.

Im Jahr 2015 startete die Umsetzungsphase des Projekts mit dem Ausschreibungsverfahren, Ende des Jahres wurde dem Bestbieter der Zuschlag erteilt. Die tatsächliche Umsetzung, die Programmierung, die Datenmigration sowie das

Testen folgten im Laufe des Jahres 2016. Ein Projektabschluss mit den Schulungen für Lieferanten und dem Roll-out ist für 2017 geplant.

KMU-Energiepreis-Check

Das Tool KMU-Energiepreis-Check funktioniert nach dem Prinzip „Kunden informieren Kunden“ und ist anwendbar für Unternehmen mit Leistungsmessung und einem Stromverbrauch zwischen 100.000 kWh/Jahr und 5 GWh/Jahr und/oder einem Gasverbrauch zwischen 400.000 kWh/Jahr und 10 GWh/Jahr. Die Einträge stammen zu 80% von Unternehmen mit einem Jahresstrombedarf von bis zu 1,2 GWh bzw. einem Gasbedarf von bis zu 3 GWh.

Die Applikation wurde Mitte des Jahres in das neue Web-Portal der E-Control übernommen.

BEISPIEL ABFRAGESEITE KMU-ENERGIEPREIS-CHECK

KMU Energiepreis-Check

PDF Export Drucken

Jetzt Preis-Check starten

Strom Gas

Daten zu Ihrem Unternehmen

Ihre Postleitzahl: 1010

Art Ihres Gewerbes: Bank und Versichert

Ihre Branche: Bank

Ihr Leistungsprofil: Betriebszeiten verкл.

Detaillierte Preisvergleich

Zeitraum: 2016

Ihr Verbrauch in kWh / Jahr: 550.000

Ihr Energiepreis in Cent / kWh: 5,8

Jetzt vergleichen

Ihr Preis im Vergleich

5,8 Cent/kWh

3,2 Cent/kWh 10,0 Cent/kWh

Ihr Energiepreis liegt
18,5% über dem Durchschnitt von 4,9 Cent/kWh
27,5% über dem Median von 4,6 Cent/kWh
54,9% über dem Großhandelspreis von 3,744 Cent/kWh

untere 25% mittlere 50% obere 25%

Anbieter 24 Einträge gefunden

AAE Naturstrom Vertrieb GmbH	http://www.aae.at
Aupo Austria GmbH	http://www.aupo.com
EHA Energie-Handelsgesellschaft-Gesellschaft mbH & Co. KG	http://www.eha.net
ENAMO GmbH	http://www.enamo.at
ENAMO Oloosstrom GmbH	http://www.enamo-oloosstrom.at/
Energie Klagenfurt GmbH	http://www.energieklagenfurt.at
Energie Steiermark AG	http://www.e-steiermark.com

Abbildung 53
Beispiel Abfrageseite
KMU-Energiepreis-Check

Quelle: E-Control, KMU-Energiepreis-Check

Diese Gelegenheit wurde auch genutzt, um die Applikation technologisch auf den neuesten Stand zu bringen sowie Verbesserungen betreffend Usability und Design durchzuführen. Insbesondere die grafische Darstellung des Energiepreises wurde transparenter und übersichtlicher gestaltet. Ferner wurde eine effizientere Plausibilitätsprüfung für die Daten eingeführt sowie eine Verbindung zu internen Kontaktdaten der Großkundenlieferanten.

Weitere Verbesserungen, wie eine Anbindung an die internen Tools zur automatischen Erstellung der Großhandelsdaten, sind für das Jahr 2017 eingeplant.

Industriekunden. Dies erfolgt auf Basis der Jänner- und Juli-Rechnungen. Der Fragenkatalog ist gegenüber dem Vorjahr gleichgeblieben. In beiden Erhebungen wird neben dem Energiepreis und den Verbrauchswerten auch die Vertragsdauer abgefragt. Im Jänner werden zusätzlich noch Fragen zur Einkaufsstrategie bzw. zur Einholung von Angeboten gestellt. Die Ergebnisse nach unterschiedlichen Kategorien werden anschließend auf der Webseite der E-Control (www.e-control.at) veröffentlicht und an die teilnehmenden Unternehmen versandt. Die Möglichkeit der Eingabe der Daten über das Service Portal der E-Control wird von den Unternehmen gut angenommen.

Industriepreiserhebung

Die E-Control erhebt zweimal jährlich die Energiepreise direkt bei den österreichischen In-

Eurostat-Preiserhebungen

Die E-Control meldet die durchschnittlichen Haushaltspreise für Strom und Gas nach

HAUSHALTSTROMPREISE IM EUROPÄISCHEN VERGLEICH in Cent/kWh

2016S1
EU28 inkl. aller
Steuern und Abgaben
Euroraum inkl. aller
Steuern und Abgaben

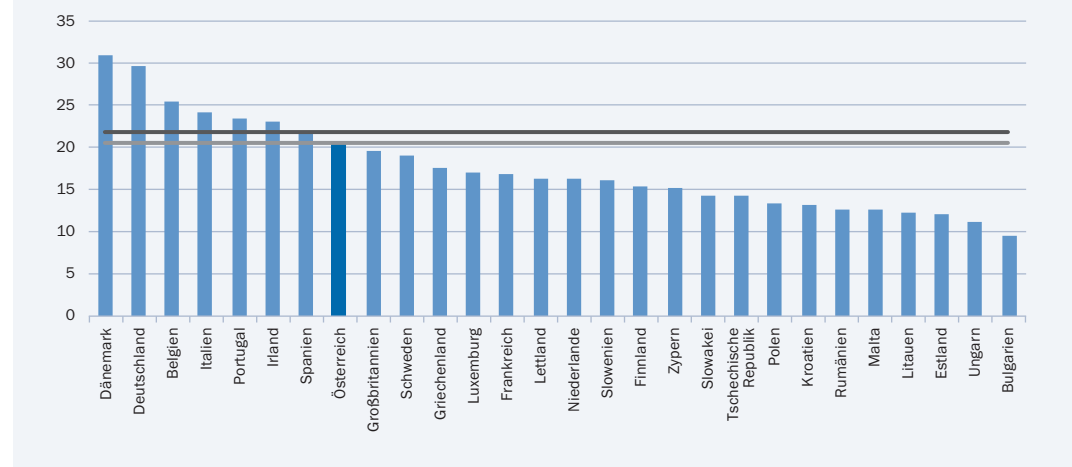


Abbildung 54
Haushaltsstrompreise
(Energie, Netz, Steuern
und Abgaben) im
europäischen Vergleich
(1. Halbjahr 2016, Gruppe DC
2.500 kWh – 5.000 kWh/Jahr)

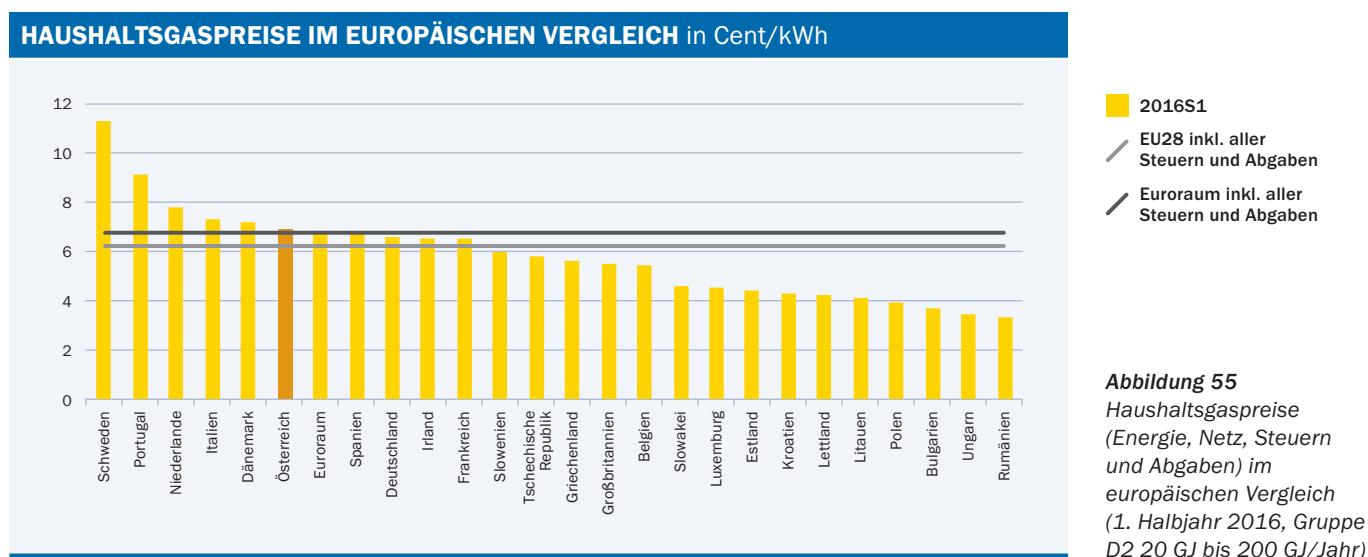
Quelle: Eurostat, Stand 10. November 2016

Verbrauchergruppen an Eurostat und kommt damit ihren internationalen Meldepflichten in diesem Bereich nach.

Entsprechend den Eurostat-Daten haben sich die Strompreise¹⁶ für Haushalte im europäischen Vergleich sehr unterschiedlich entwickelt. Während sie in der ersten Hälfte 2016, im Vergleich zum Vorjahreszeitraum, in den Niederlanden ein Minus von 18,4% und in Großbritannien von 8,2% verzeichnen konnten, sind sie in der Tschechischen Republik um 2,5% und in Belgien sogar um 19,7% gestiegen. In Österreich gab es eine Erhöhung von 1,2%, von 20,09 Cent/kWh auf 20,34 Cent/kWh. Nach wie vor steht Österreich im oberen Mittelfeld an achter Stelle, teurer ist es u.a. in Deutschland, Italien und Spanien, günstiger in Frankreich und in den Nieder-

landen. Die niedrigsten Stromkosten haben Kunden in Bulgarien (9,56 Cent/kWh), fast das Dreifache zahlen dagegen Haushalte in Dänemark (30,88 Cent/kWh) (Abbildung 54).

Vergleicht man die Gesamtpreise der Haushaltskunden im ersten Halbjahr 2016, liegt Österreich am sechststeuersten Platz und über dem Durchschnitt der EU-28. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum sind die Gesamtkosten je nach Verbrauchsmenge um ca. 5,5 Prozentpunkte von 7,3 auf 6,9 Cent/kWh gesunken. Dennoch zahlen Kunden hierzulande mehr als in Deutschland (Platz 8), Tschechien (Platz 12) oder Belgien (Platz 15). Die niedrigsten Gaskosten haben Kunden in Rumänien (3,33 Cent/kWh), mehr als das Dreifache zahlen dagegen Haushalte in Schweden (11,29 Cent/kWh) (Abbildung 55).



Quelle: Eurostat, Stand 10. November 2016

¹⁶ Gesamtkosten: Energie, Netz, Steuern und Abgaben

Household Energy Price Index (HEPI)

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

Der HEPI für Strompreise (Energie und Netz ohne Steuern und Abgaben in den EU-15-Hauptstädten), der im Jänner 2015 mit 120,5 Indexpunkten seinen bisherigen Höchststand erreicht hatte, schwankte im ersten Halbjahr 2016 zwischen 113,7 und 116,8 Indexpunkten. Im zweiten Halbjahr ist ein leichter Abwärtstrend zu verzeichnen, basierend auf an die Kunden weitergegebenen

Preissenkungen im Großhandelsmarkt (z.B. Rom und Bratislava), wobei die Preise gegen Jahresende wieder etwas anzogen.

Der Preisindex für Wien, der sowohl die Preise beim regionalen als auch beim größten alternativen Anbieter berücksichtigt, erreichte im Oktober 2016 mit 79,7 Indexpunkten den tiefsten Stand seit Beginn der Erhebung (Abbildung 56).

Im Gesamtvergleich liegen die Strompreise in Wien im oberen Drittel. Der höchste Preis wird Kunden in Kopenhagen verrechnet, wo Steuern und Abgaben für rund 60% der Stromrechnung verantwortlich sind (Abbildung 57).

Der Gasindex für Wien zeigte sich volatiler als jener für Strom. Für das Jahr 2016 schwankt

HEPI STROM (HOUSEHOLD ENERGY PRICE INDEX)

HEPI
Index Wien

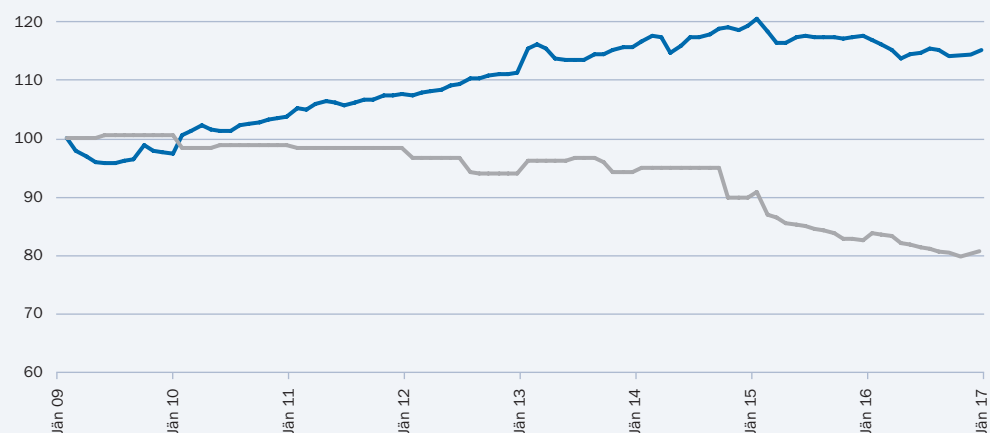
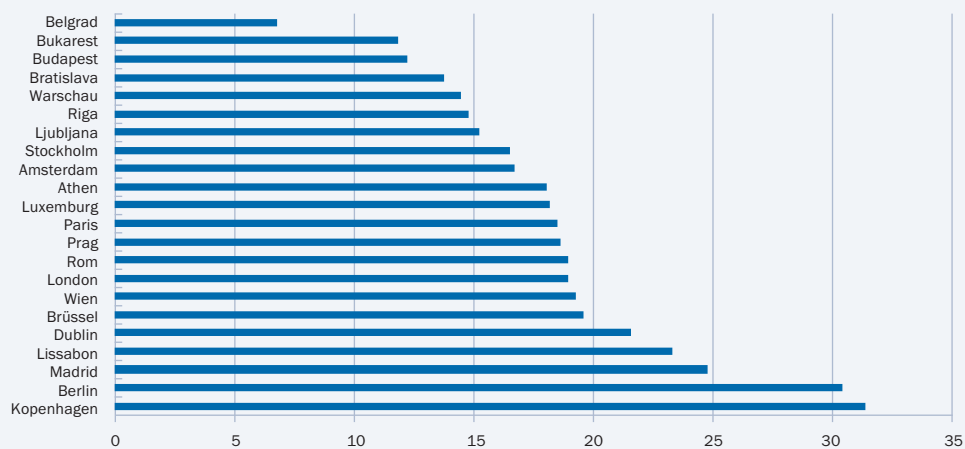


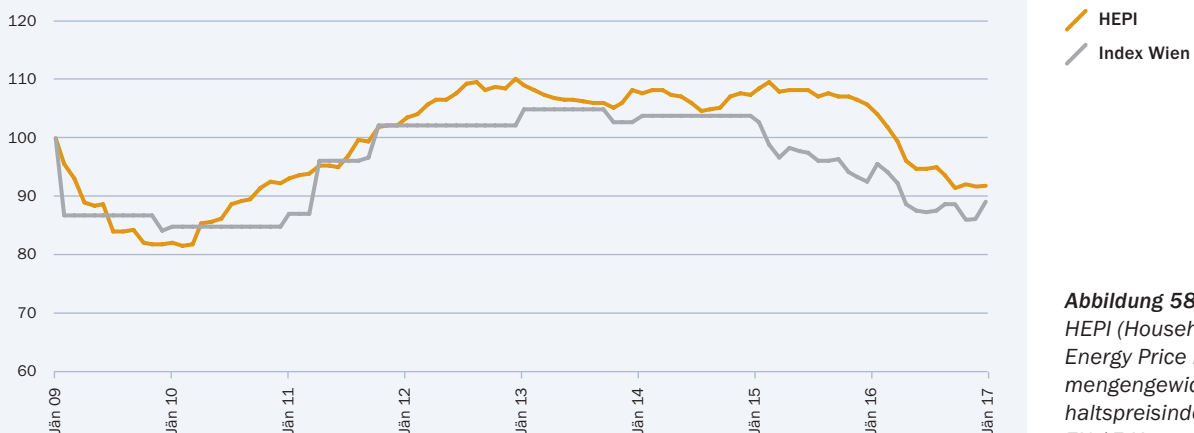
Abbildung 56
HEPI (Household Energy Price Index) –
mengengewichteter Haus-
haltspreisindex für Strom der
EU-15-Hauptstädte – versus
Preisindex Wien

Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH

STROMPREISE IN AUSGEWÄHLTEN EU-HAUPTSTÄDTEN in Cent/kWh**Abbildung 57**

Strompreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in ausgewählten EU-Hauptstädten in Cent/kWh, Stand Dez. 2016

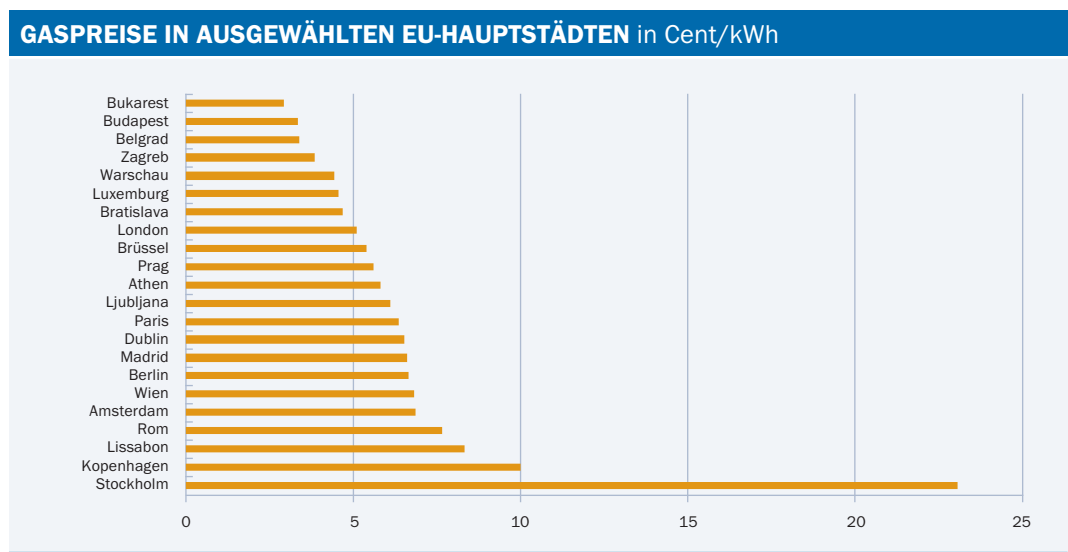
Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH

HEPI GAS (HOUSEHOLD ENERGY PRICE INDEX)**Abbildung 58**

HEPI (Household Energy Price Index) – mengengewichteter Haushaltspreisindex für Gas der EU-15-Hauptstädte – versus Preisindex Wien

Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH

Abbildung 59
Gaspreise (Energie, Netz,
Steuern und Abgaben)
in ausgewählten EU-
Hauptstädten in Cent/kWh,
Stand Dez. 2016



Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH

er zwischen 86,1 und 95,4 Indexpunkten, nähert sich jedoch dem Wert des HEPI an (Differenz im Dezember 2016 lediglich 1,5 Indexpunkte, Abbildung 58). Dessen Abschwächung ist auf Preissenkungen in einigen Hauptstädten, darunter Berlin, Kopenhagen und London, zurückzuführen.

Genau wie bei den Strompreisen liegt Wien auch bei den Gaspreisen im oberen Drittel der EU-Hauptstädte.

Onlineaktivitäten

Webportal und Online-Tools der E-Control

Das im Juli 2015 relaunched Webportal hat sich 2016 durch hohe Verfügbarkeit und durch seinen gesteigerten Administrations-

komfort bewährt. 2016 wurde der KMU-Energiepreis-Check als erste Applikation in das neue Portal überführt. Die aufwändigeren Upgrade-Projekte für den Tarifikalkulator sowie der Energiespar-Check werden 2017 abgeschlossen sein.

Insgesamt verzeichnete die Webseite im Jahr 2016 rund 950.000 Besuche, was in etwa dem Wert aus dem Vorjahr entspricht. Der Tarifikalkulator ist dabei nach wie vor die wichtigste Online-Applikation für Strom und Gas auf der Webseite der E-Control, wenngleich die Besuchszahlen von rund einer halben Million im Vorjahr auf knapp 400.000 im Jahr 2016 deutlich zurückgegangen sind. Hier lässt sich ein direkter Bezug zu den media-

len Aktivitäten der E-Control erkennen. Während der Tarifikalkulator 2015 über 200 Mal Erwähnung in der medialen Berichterstattung fand, wurde 2016 sowohl in Print, im Radio und TV als auch in Online-Medien nur rund 150 Mal auf die Applikation verwiesen. Damit taucht der Tarifikalkulator zwar immer noch häufig, jedoch weit seltener als im Vorjahr als verlässliche und objektive Informationsquelle für Konsumenten auf, was eine Ursache für die geringeren Nutzerzahlen ist.

Das Internet ist mobil

Die Zugriffe auf die Angebote der E-Control verdeutlichen, dass das Internet zunehmend über mobile Geräte genutzt wird. Während der Anteil der Verbraucher, welche die Internetseiten der E-Control über mobile Geräte – also Smartphones oder Tablets – besucht hat, 2012 noch bei rund 15% lag, waren dies 2014 bereits 24% und aktuell über 29%. Diesem sich ändernden Nutzerverhalten trägt die neue Webseite mit ihrem „responsiven Design“ bereits Rechnung, indem sie sich automatisch für jede Browsergröße optimiert darstellen lässt. Der Tarifikalkulator verfügt zwar über eine mobile Version, in seiner derzeitigen Form erfüllt er aber nicht mehr die gestiegenen Erwartungen der Nutzer.

Gleichzeitig hat sich auch der Markt für Endkunden vor allem in den letzten zwei Jahren stark entwickelt und diversifiziert. Viele neue Angebote und Produktvarianten sind im Tarifikalkulator in seiner derzeitigen Form nicht abbildbar. Das an anderer Stelle ausführlicher

beschriebene Projekt eines General-Updates der Tarifikalkulator-Applikation wird ab 2017 dafür sorgen, dass das Tool sowohl den technischen als auch den innovativen Marktgegebenheiten entspricht.

Dass die Besuchszahlen auf den Seiten der E-Control insgesamt jedoch auf dem hohen Niveau des Vorjahres geblieben sind, zeigt, dass mit fortlaufender Öffentlichkeitsarbeit das anhaltend hohe Interesse der Verbraucher an den Themen der E-Control auch auf das Gesamtinformationsangebot gelenkt werden konnte.

Der 2014 gestartete Gewerbe-Tarifikalkulator, der auch kleinen und mittleren Unternehmen den Vergleich aller Strom- und Gas tarife für Gewerbebetriebe bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh bei Strom bzw. 400.000 kWh bei Gas ermöglicht, wurde im Vorjahr – so wie 2015 – rund 20.000 Mal besucht. Der für größere KMU entwickelte KMU-Energiepreis-Check, mit dem Strom- und Gas-kunden, die ihre Preise mit den Lieferanten frei verhandeln, ihre branchenspezifischen Preise untereinander vergleichen können, wurde rund 10.000 Mal besucht.

Die am häufigsten genutzte Online-Applikation der E-Control war auch 2016 erneut der auf Initiative des Wirtschaftsministeriums eingeführte Spritpreisrechner. Mit ihm haben sich rund 4,2 Millionen Mal Autofahrer unter www.spritpreisrechner.at bzw. mobile.spritpreisrechner.at die günstigsten Tankstellen in ihrer Umgebung anzeigen lassen.

Social Media

Die im Frühjahr 2015 gestartete Plattform frag.e-control.at, auf der Besucher ihre Fragen rund um die Themen Strom, Gas, Öko-Energie etc. in Form einer offenen Frage-Antwort-Story-Wall stellen können, wurde auch 2016 häufig genutzt. Rund 50.000 Mal wurden die öffentlichen, individuellen Auskünfte der E-Control dort aufgerufen. Rund 600, teils aktuelle, teils allgemeingültige Fragen von Konsumenten wurden dabei kurz und verständlich beantwortet. Über 80% der Anfragen können dabei von den Experten der E-Control innerhalb eines Arbeitstages beantwortet werden. Dies ist in sozialen Netzwerken sehr wichtig, da hier von den Nutzern eine direkte Ansprechbarkeit erwartet wird. Die häufigsten Fragen wurden zum Thema Lieferantenwechsel (21% aller Anfragen) gestellt, gefolgt von Ökostrom-Themen (14%) und Fragen, die den Tarifikulator (11%) betreffen.

Mithilfe dieses Einstiegs-Dialogs konnte 2016 eine direkt mit der E-Control kommunizierende „Community“ von rund 2.000 Personen aufgebaut werden. Hierbei handelt es sich vor allem um thematisch sehr engagierte und interessierte Verbraucher, mithin klassische „Early Adopters“ und Multiplikatoren. Diese sind dabei durchaus bereit, sich aktiv in einzelne Themen ohne weitere Incentives einzubringen. So haben sich im Rahmen eines Testversuches mit einem neuen Informationsflyer der E-Control nicht nur über 15% der Beteiligten mit z. T. ausführlichen Rückmeldungen positiv an der Kommunikationsarbeit beteiligt, der Flyer wurde auch von 70%

dieser Personen mehrfach bestellt. Die hier in ersten Tests erzielten Response-Raten liegen weit höher als bei vergleichbaren Aktivitäten im „kommerziellen“ Bereich.

Die bereits seit 2010 bestehenden Präsenzen auf den beiden wichtigsten Sozialen Plattformen, Facebook und Twitter, wurden auch 2016 weiter ausgebaut und umfassend bedient.

Die Zahl der per „gefällt mir“ mit der E-Control verbundenen Facebook-Nutzer hat sich erneut von rund 5.500 auf über 13.000 mehr als verdoppelt, auch die Reichweite konnte gesteigert werden. Je nach Thema erreichen einzelne Postings der E-Control durchschnittlich rund 6.000 bis 7.000 Nutzer. Bei wichtigeren Themen wurden jedoch auch mehrfach knapp 20.000, in einigen besonders interessanten Fällen erneut über 40.000 Facebook-User mit einem einzigen Posting direkt erreicht. Monatlich werden so durchschnittlich ca. 60.000 Personen mit Informationen der E-Control in Kontakt gebracht.

Über Twitter verbreitet die E-Control nicht nur alle wichtigen Termine und Presseverlautbarungen, sondern weist die Twitter-Community auch auf interessante Presseartikel hin oder gibt kurze Auskunft über aktuelle Ersparnismöglichkeiten etc. Im Durchschnitt werden pro Woche zwei bis drei Nachrichten verbreitet. Über 850 „Follower“ nutzen den E-Control Twitter-Kanal als zuverlässige Informationsquelle, vorwiegend sind dies branchenverwandte Nutzer, Medienvertreter und engagierte Privatpersonen.

Leistbarkeit und Energiearmut

Ein wichtiger Schritt zur gegenwärtigen Beurteilung von Leistbarkeit von Energie in österreichischen Haushalten liegt darin, deren Einkommen in Relation zu deren Energiekosten zu setzen. Aus diesem Grund hat die E-Control die Statistik Austria mit der Ausarbeitung einer analytischen Studie beauftragt. Für diese Analyse wurden Einkommensdaten aus Verwaltungsdaten sowie aus der Einkommenserhebung EU-SILC 2014 (EU Statistics on Income and Living Conditions) mit den Daten des MZ-Energie (Mikrozensus-Sonderprogramm Energieeinsatz der Haushalte) 2013/2014 verknüpft. Dadurch konnten Analysen zu Energieverbrauch und Energiekosten für Wohnen (Warmwasser, Heizen etc.) nach verschiedenen Einkommensgruppen auf Basis eines großen Datensatzes der offiziellen Statistik durchgeführt werden.

Endkundenberatung*Energie-Hotline der E-Control*

In ihrer Rolle als zentrale Anlaufstelle für Strom- und Gaskonsumenten bietet die E-Control bereits seit 2001 eine Energie-Hotline an. Ein gut ausgebildetes Kernteam bearbeitet Anfragen und Beschwerden telefonisch und in wachsendem Ausmaß schriftlich, z.B. per E-Mail, Brief, Fax, Webformular oder über die Social-Media-Kanäle der E-Control. Neben diesem Kernteam stehen auch die Experten der Fachabteilungen für schriftliche und telefonische Rückfragen und spezifischere Auskünfte zur Verfügung.

Die Energie-Hotline ist montags bis donnerstags von 08:30 bis 17:30 Uhr und freitags von 08:30 bis 15:30 erreichbar. Außerhalb dieser Öffnungszeiten können Konsumenten ihr Anliegen auf einem Anrufbeantworter hinterlassen und werden am folgenden Arbeitstag kontaktiert.

Im Jahr 2016 wurden rund 6.800 Anrufe entgegengenommen und bearbeitet. Neue Markteintritte und damit einhergehende alternative Vermarktungspraktiken sowie eine steigende Produktvielfalt führten zu einem Anstieg der telefonischen Anfragen von rund 11% im Vergleich zum Vorjahr. Zudem wurden im Jahr 2016 1.300 Anfragen schriftlich an die Energie-Hotline gerichtet, was einem Rückgang von ca. 15% entspricht.

Am häufigsten kontaktieren Konsumenten die Energie-Hotline zu Themen rund um den Lieferantenwechsel und den Tarifikalkulator. Eine immer vielfältigere Marktlandschaft mit neuen Unternehmen, Vertriebskanälen und Produkten wirft auch bei zahlreichen Konsumenten neue Fragen auf. Darunter befinden sich viele Menschen, die selbst keinen Zugang zum Internet haben und sich telefonisch über ihre Möglichkeiten am liberalisierten Strom- und Gasmarkt informieren. Ein weiterer häufiger Anfragegrund sind Erläuterungen zur Strom- und Gasrechnung. Viele Konsumenten wenden sich mit Fragen zur Verrechnung der Rabatte, der Höhe der Teilzahlungsbeträge und der Entwicklung der Netztarife bzw. der Steuern und Abgaben an die E-Control und nehmen das Angebot eines Rechnungs-

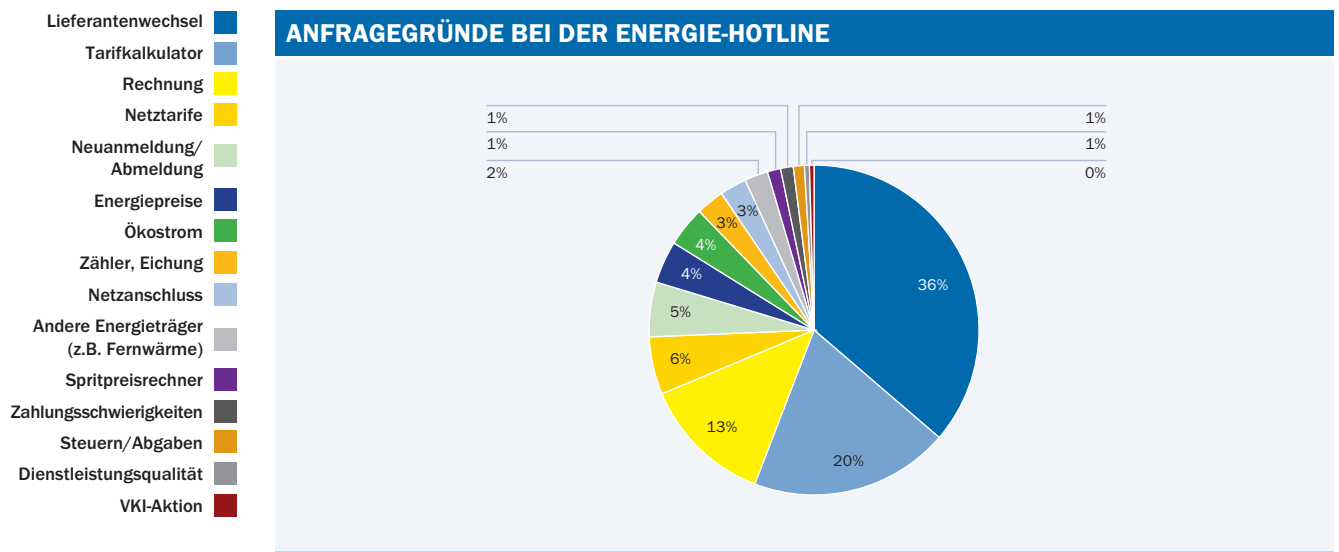


Abbildung 60
Anfragegründe bei der
Energie-Hotline

Quelle: E-Control

Checks durch das Team der Energie-Hotline gerne an. Im Jahr 2016 wurden außerdem vermehrt Anfragen zur Selbsterzeugung von Ökostrom und zur Einspeisung des erzeugten Überschusses an die Energie-Hotline gestellt. Im obigen Diagramm befindet sich eine Übersicht aller kategorisierten Anfragethemen.

Vor-Ort-Beratungen der E-Control

Um auch Menschen, die über keinen Internetzugang verfügen, oder generell nicht so versiert im Umgang mit Online-Angeboten sind, erreichen zu können und damit der gesetzlichen Informationsverpflichtung nachzukommen, werden in gewissem Umfang auch persönliche Beratungsangebote in ganz Österreich punktuell angeboten.

Im Jahr 2012 startete die E-Control ihre Beratungsoffensive in Gemeinden. In kostenlosen Einzelgesprächen und Vorträgen informieren Experten der E-Control Bürger über verschiedene Themen rund um den Strom- und Gasmarkt. Für die Mitarbeiter aller Fachabteilungen der E-Control eröffnet sich durch die Teilnahme an diesen Vor-Ort-Beratungen die Möglichkeit, direkt zu erfahren, welche Anliegen und Fragen die Bürger besonders beschäftigen. 2016 konnten insgesamt 13 dieser Beratungstermine organisiert werden.

Die Gemeinden als Kooperationspartner stellen ihrerseits Räumlichkeiten zur Verfügung und bewerben die Beratungsgespräche in den Gemeindemedien, wie etwa den gemein-

de eigenen Zeitungen, durch Postwürfe und auf ihren Social-Media-Kanälen.

Auch bei den Vor-Ort-Beratungen wurden vor allem Fragen rund um den Lieferantenwechsel und die Verwendung des Tarifikalkulators gestellt. Neben Rechnungserklärungen und Neuanschluss spielt auch das Thema der Selbsterzeugung von Strom eine große Rolle. In vielen Fällen nutzen auch die Gemeinden selbst das Angebot der E-Control und informieren sich über die Möglichkeit einer Kostenoptimierung von Strom und Gas.

Zielgruppe Migranten

Im Jahr 2016 bot die E-Control in insgesamt 23 Vereinen und Kulturzentren Beratungen für Bürger mit Migrationshintergrund an. Bei diesen Beratungen wurden nicht nur die Tätigkeiten und Services der E-Control vorgestellt, sondern auch Möglichkeiten für einen effizienteren Umgang mit Energie aufgezeigt.

Zielgruppe Senioren

Im Zeitraum Jänner bis Dezember 2016 fanden vier Beratungstermine für Senioren statt. Für diese Zielgruppe wurde ein eigenes Beratungsformat entwickelt, wobei auch hier die Tätigkeit und Services der E-Control vorgestellt und Einzelberatungen durchgeführt wurden.

Messen

Auch im Jahr 2016 waren die Experten der E-Control auf verschiedenen energiespezifischen Messen in Österreich beratend tätig. Insgesamt war die E-Control 2016 auf sechs verschiedenen Messen mit einem eigenen

Stand vertreten. Häufige Themen waren Fragen zum Lieferantenwechsel, Tarifikalkulatorabfragen, Einsparmöglichkeiten bei Energie sowie Anfragen zu Ökoenergie.

DIE SCHLICHTUNGSSTELLE DER E-CONTROL

Schlichtungsstelle neu ab 2016

Mit Beginn des Jahres 2016 wurde die bisherige gesetzliche Grundlage (§ 26 E-ControlG) für die Schlichtungsstelle, bei Streitigkeiten zwischen Marktteilnehmern (in erster Linie zwischen Netzbetreibern, Lieferanten und Strom- bzw. Gaskunden) zu vermitteln, durch das Inkrafttreten des neuen Alternative-Streitbeilegung-Gesetz weiter gestärkt. Demnach waren für Streitigkeiten zwischen Netzbetreibern und Lieferanten einerseits und Verbrauchern im Sinne des § 1 Konsumentenschutzgesetz andererseits natürliche Personen als Schlichter zu bestellen. Diese Personen haben ihr Amt unabhängig und unparteiisch auszuüben, sind auf drei Jahre zu bestellen und können nur unter besonderen Umständen (z.B. nicht nur vorübergehende Verhinderung an der Ausübung der Schlichtungstätigkeit) abberufen werden. Der Vorstand der E-Control hat zwei langjährige Mitarbeiter der E-Control mit umfassendem Know-how im Strom- und Gasbereich als Streitschlichter bestellt.

Strom- und Gaskunden profitieren von den neuen gesetzlichen Bestimmungen durch häufigere Informationen im Laufe des Verfahrens, verbesserte Verfahrensrichtlinien und eine Fülle von verpflichtend vorgeschriebenen Informationen auf der Webseite.

Wie kann der Strom- oder Gaskunde ein Schlichtungsverfahren beantragen?

Die Beantragung eines Schlichtungsverfahrens ist sehr einfach und unkompliziert möglich. Der Strom- bzw. Gaskunde kann sich per Post, Fax oder E-Mail an die Schlichtungsstelle wenden. In dem Schlichtungsantrag sollten nach Möglichkeit folgende Fragen beantwortet werden:

- > Was ist aus Sicht des Kunden passiert?
- > Wie stellt sich der Sachverhalt aus Sicht des Kunden dar?
- > Gegen welches Elektrizitäts- oder Erdgasunternehmen richtet sich der Schlichtungsantrag?
- > Wie kann nach Meinung des Kunden eine befriedigende Lösung des Streitfalls aussehen?

Vor Beantragung eines Verfahrens muss allerdings ein Lösungsversuch mit dem betroffenen Unternehmen initiiert worden sein.

Dem Antrag sind alle relevanten Unterlagen, wie vollständige Rechnungen, Mahnungen, Abschaltandrohungen, sonstiger Schrift- bzw. E-Mail-Verkehr mit den Unternehmen, beizulegen.

Schlichtungsstelle und Informationsservice in einem – Auskunfts- und Beratungsbedarf der Strom- und Gaskunden in stetigem Steigen begriffen

Neben der Verpflichtung nach § 26 E-ControlG (und ab 2016 nach § 4 Alternative-Streitbeilegung-Gesetz), bei Streitigkeiten zwischen

Endkunden und Strom- und Gasunternehmen zu vermitteln, ist die E-Control nach § 22 Abs. 6 E-ControlG für die zentrale Information von Verbrauchern über deren Rechte und die aktuellen gesetzlichen Bestimmungen zuständig. Die Schlichtungsstelle ist daher seit Anfang ihrer Tätigkeit auch Anlaufstelle der Strom- und Gaskunden für diverse Fragen rund um den liberalisierten Strom- und Gasmarkt. Die Informations- und Aufklärungstätigkeit nimmt einen immer größer werdenden Zeitaufwand in Anspruch. Die Themen reichen von Fragen zum Lieferantenwechsel, zur An- und Abmeldung von Strom- oder Gasanschlüssen, über Auskünfte zu Ökostromabgaben bis zu den Möglichkeiten, trotz Zahlungsschwierigkeiten die Strom- oder Gasversorgung doch noch aufrechterhalten zu können. Einige dieser telefonischen bzw. auch schriftlichen Anfragen bzw. Beschwerden führen auch zu Schlichtungsverfahren, weil aufgrund des dargestellten Sachverhaltes eine Klärung mit den betroffenen Netzbetreibern bzw. Lieferanten erforderlich ist.

Den ausführlichen Tätigkeitsbericht 2016 der Schlichtungsstelle finden Sie ab 2017 wieder unter www.e-control/publikationen.

EU-ENERGIE-INFRASTRUKTUR-PAKET

Seit 1. Juni 2013 ist die Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur¹⁷ (kurz Infrastruktur-Verordnung) in Kraft. Sie behandelt u.a. die Identifizierung von Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest, PCI), die für die rechtzeitige Realisierung

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

von vorrangigen transeuropäischen Energieinfrastrukturkorridoren und -gebieten erforderlich sind. Aus dem PCI-Status eines Projektes ergeben sich verschiedene mögliche Vorteile für ein Projekt hinsichtlich Genehmigungsverfahren, regulatorischer Behandlung und finanzieller Unterstützung durch die EU im Rahmen der Connecting Europe Fazilität (CEF).

Zweite Unionsliste

Am 18. November 2015 wurde die zweite Unionsliste mit 195 vorrangigen Energieinfrastrukturprojekten von der Europäischen Kommission veröffentlicht, die als delegierte Verordnung im Februar 2016 in Kraft getreten ist.¹⁸ Diese Liste umfasst zehn Strom- und vier Gasvorhaben aus Österreich bzw. mit österreichischer Beteiligung.

Die PCI-Liste ist gemäß Artikel 3 der Infrastruktur-Verordnung alle zwei Jahre zu aktualisieren, d. h., Vorhaben müssen neu eingereicht werden. 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 Infrastruktur-Verordnung genannten Infrastrukturkorridore und -gebiete erforderlich sein, zumindest zwei Mitgliedstaaten (oder einen Mitgliedstaat und einen EWR-Staat) betreffen und einen potenziellen Gesamtnutzen aufweisen, der die Kosten des Vorhabens übersteigt. Strom- und Gasvorhaben müssen überdies erheblich zur Marktintegration, zum Wettbewerb (nur bei Gas), zur Nachhaltigkeit oder Versorgungssicherheit beitragen. Die Aktivitäten zur Vorbereitung des

Auswahlprozesses für die dritte Unionsliste sind bereits 2016 unter Einbindung der nationalen Regulierungsbehörden angelaufen. Die E-Control ist gemäß Infrastruktur-Verordnung Teilnehmer der Regionalen Gruppen der Energieinfrastrukturkorridore Nord-Süd-Stromverbindungsleitungen in Westeuropa („NSI West Electricity“), Nord-Süd-Stromverbindungsleitungen in Mitteleuropa und Südosteuropa („NSI East Electricity“), Nord-Süd-Gasverbindungsleitungen in Mitteleuropa und Südosteuropa („NSI East Gas“) und Südlicher Gaskorridor („SGC“). Mitarbeiter der E-Control nehmen daher an den Sitzungen der relevanten Regionalen Gruppen teil und unterstützen aktiv den PCI-Auswahlprozess.

Aufteilung der Investitionskosten

Für PCI, die bestimmte Kriterien erfüllen, können die Vorhabenträger gemäß Artikel 12 der Infrastruktur-Verordnung bei den betroffenen Regulierungsbehörden einen Investitionsantrag einschließlich eines Antrages zur grenzüberschreitenden Kostenaufteilung einreichen. Die Regulierungsbehörden haben über diese Investitionsanträge innerhalb von sechs Monaten koordinierte Entscheidungen hinsichtlich der Aufteilung der Investitionskosten sowie über ihre Einbeziehung in die Nutzungsentgelte zu erlassen. Die im Rahmen von ACER zusammenarbeitenden nationalen Regulierungsbehörden haben auf Basis der ersten Investitionsanträge einen Review-Prozess durchgeführt, dessen Erkenntnisse in die überarbeitete ACER-Empfehlung Nr. 05/2015 über Kostenaufteilungsanträge eingeflossen sind. Nach der Veröffentlichung die-

¹⁸ Delegierte Verordnung (EU) 2016/89 der Kommission vom 18. November 2015 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates in Bezug auf die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse, ABl. 2016 L 19 S. 1.

ser Empfehlung auf der Webseite von ACER wurde im Februar 2016 ein ACER-Workshop zur Vorstellung der Inhalte durchgeführt.

Methoden für energiesystemweite Kosten-Nutzen-Analysen

Artikel 11 der Infrastruktur-Verordnung verpflichtet ENTSO-E und ENTSG zur Veröffentlichung von Methoden für eine harmonisierte energiesystemweite Kosten-Nutzen-Analyse, die bei der Ausarbeitung aller späteren TYNDPs zur Anwendung kommen. Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analysen bilden insbesondere die Grundlage für die Auswahl von PCI, etwaige Kostenaufteilungsverfahren sowie die Auswahl förderwürdiger Vorhaben durch die EU. Die Methoden, die erstmals am 4. Februar 2015 durch die Europäische Kommission genehmigt wurden, sind regelmäßig zu aktualisieren und zu verbessern. Die zweite Version der Kosten-Nutzen-Analyse für Strom-Vorhaben wurde am 6. Dezember 2016 von ENTSO-E an ACER zur Stellungnahme übermittelt.

ENTSO-E und ENTSG haben darüber hinaus bis zum 31. Dezember 2016 ein schlüssiges Strom- und Gasmarkt- sowie -verbundnetzmodell, das sowohl die Stromübertragungs- und Gasfernleitungsinfrastruktur als auch Speicher- und LNG-Anlagen einschließt, zu übermitteln. Nach der Genehmigung dieses Modells durch die Europäische Kommission wird es in die Methoden aufgenommen.

ENTSO-E und ENTSG haben bereits mit der Aktualisierung der Methoden begonnen und

zusätzlich am 21. Dezember 2016 einen Entwurf für das sogenannte schlüssige Strom- und Gasmarkt- sowie -verbundnetzmodell vorgelegt. Nach Übermittlung an ACER hat ACER jeweils drei Monate Zeit, um eine Stellungnahme abzugeben.

Gewährung angemessener Anreize

Geht ein Vorhabenträger im Vergleich zu den normalerweise mit einem vergleichbaren Infrastrukturvorhaben verbundenen Risiken mit der Entwicklung, dem Bau, dem Betrieb oder der Instandhaltung eines PCI höhere Risiken ein, sorgen die Mitgliedstaaten und die nationalen Regulierungsbehörden gemäß Artikel 13 der Infrastruktur-Verordnung dafür, dass für das Vorhaben angemessene Anreize gewährt werden.

Die Infrastruktur-Verordnung sieht ebenfalls vor, dass jede nationale Regulierungsbehörde ihre Methode und die Kriterien, die für die Bewertung von Investitionen in Strom- und Gasinfrastrukturvorhaben und der bei ihnen eingegangenen höheren Risiken verwendet werden, bis zum 31. März 2014 zu veröffentlichen hatte. Die E-Control hat ihre Methode und Kriterien auf ihrer Webseite veröffentlicht. 2016 führte die Europäische Kommission einen sogenannten Compliance Check durch, in dessen Rahmen verifiziert wurde, inwiefern die nationalen Regulierungsbehörden die Vorgaben der Infrastruktur-Verordnung einhalten. Die E-Control hat diesen Prozess aktiv unterstützt. Die Ergebnisse der Studie werden für 2017 erwartet.

Fortschrittsbericht über Strom- und Gas-PCI
ACER übermittelt jährlich den für die Zwecke der Projektauswahl eingerichteten Regionalen Gruppen einen konsolidierten Bericht über Strom- und Gas-PCI gemäß Artikel 5 der Infrastruktur-Verordnung. In diesem sind die erzielten Fortschritte zu bewerten und gegebenenfalls Empfehlungen für die Bewältigung der aufgetretenen Verzögerungen und Schwierigkeiten zu geben. Per 30. Juni 2016 wurde der zweite Fortschrittsbericht über Strom- und Gas-PCI veröffentlicht.¹⁹

Review der Infrastruktur-Verordnung

Die Europäische Kommission veröffentlicht bis 2017 gemäß Artikel 17 der Infrastruktur-Verordnung einen Bericht zur Bewertung der Infrastruktur-Verordnung und der Wirksamkeit ihres Beitrags zu den für 2014 und 2015 angestrebten Zielsetzungen bezüglich der Marktintegration, zu den für 2020 angestrebten klima- und energiepolitischen Zielen sowie – langfristig – zum Übergang zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft bis 2050. Sie hat ACER und die nationalen Regulierungsbehörden eingeladen, Input zu diesem Prozess zu geben.

Die im Rahmen von ACER zusammenarbeitenden nationalen Regulierungsbehörden haben daher ein Positionspapier, das mögliche Optimierungsmaßnahmen beinhaltet, ausgearbeitet und im Juni 2016 veröffentlicht.²⁰ Wesentliche Themen des Positionspapiers waren die Verbesserung der europäischen Netzentwicklungsplanung als Basis für die Auswahl der Vorhaben von gemeinsa-

mem Interesse, der Prozess der Feststellung der europäischen Investitionsbedürfnisse in den Regionalen Gruppen als Vorstufe zur Auswahl der Projekte und Überlegungen zu einer effizienteren Nutzung der zur Verfügung stehenden Finanzierungsinstrumente. Bis Anfang 2017 soll ein weiteres ACER-Dokument fertig gestellt werden, das die Vorschläge des bereits veröffentlichten Positionspapiers präzisiert und auch Vorschläge für Änderungen der Infrastruktur-Verordnung umfassen wird.

Europäische Koordination der Infrastruktur-Aktivitäten

Die Koordination der infrastrukturbezogenen Aktivitäten der nationalen Regulierungsbehörden findet vorrangig im Zuge der ca. monatlich stattfindenden Meetings der ACER-Subgruppen zu Infrastruktur („Infrastructure-Task-Force“ für Strom und „Gas-Infrastructure-Task-Force“ für Gas) und ihren jeweiligen Projektgruppen statt. Die E-Control stellt sowohl in der Strom- als auch der Gas-Subgruppe einen Vorsitz, der für die Leitung der Arbeitsgruppe zuständig ist. Zusätzlich wirken Mitarbeiter der E-Control in ausgewählten Projektgruppen mit. Die beiden Task-Forces berichten an die jeweilige ACER-Strom- und -Gas-Arbeitsgruppe.

Für Infrastruktur-Themen zu Strom und Gas wurde darüber hinaus ein eigenes Infrastruktur-Forum in Kopenhagen etabliert, das sogenannte Kopenhagen-Forum. Dort werden aktuelle Infrastruktur-Themen, auch unter Teilnahme hochrangiger politischer Vertreter,

¹⁹ http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/CONSOLIDATED%20REPORT%20ON%20THE%20PROGRESS%20OF%20ELECTRICITY%20AND%20GAS%20PROJECTS%20OF%20COMMON%20INTEREST%20for%20the%20year%202015.pdf.

²⁰ http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Position_Papers/Position%20papers/ACER%20Position%20on%20EIP.pdf.

diskutiert. Im Juni 2016 fand das 2. Kopenhagen-Forum statt, an dem auch die E-Control teilgenommen hat.

Um Adressaten der Infrastruktur-Verordnung sowie sonstigen Interessenten einen Überblick über die Infrastruktur-Verordnung anzubieten, hat die E-Control auf ihrer Webseite unter „Marktteilnehmer“ eine eigene Seite zum Thema EU-Energie-Infrastruktur-Paket veröffentlicht.²¹

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

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

Gemeinsam mit den wesentlichen Branchenunternehmen, den sicherheitsrelevanten Bundesministerien, dem Kuratorium Sicheres Österreich (KSÖ) sowie dem österreichischen Bundeskanzleramt hat die E-Control als zuständige Regulierungsbehörde in strukturierten und auf internationalen Standards

beruhenden Analyse- und Bewertungsprozessen das Gefährdungspotenzial von Ausfällen der IKT-Infrastruktur auf die heimische Versorgungssicherheit detailliert untersucht.

Dabei wurden in Ergänzung der bereits existierenden IKT-Risikoanalysen für die österreichische Elektrizitätswirtschaft insgesamt 73 Einzelrisiken (61 Einzelrisiken im Erdgasbereich) mit dem Potenzial einer flächendeckenden Störung der Strom- bzw. Gasversorgung identifiziert. In weiterer Folge wurden detaillierte Maßnahmenpläne zur Risikominimierung und -vorbeugung mit konkreten Handlungsempfehlungen und größenspezifischen Mindestsicherheitsstandards ausgearbeitet und deren zeitgerechte, branchenweite Umsetzung vereinbart. So wurde als eine wesentliche Maßnahme und im Einklang mit aktuellen Richtlinieninitiativen der Europäischen Kommission zur Verbesserung der Sicherheitsstandards von Kritischen Infrastrukturen (KI) die Etablierung eines branchenspezifischen EnergieCERT (Computer Emergency Response Team) eingeleitet. Mit Hilfe eines solchen EnergieCERTS soll unter anderem die verstärkte Vernetzung und ein verbesserter Informationsaustausch zwischen Branchenunternehmen, den zuständigen Stellen der Öffentlichkeit und Experten im Bereich Cybersicherheit ermöglicht und gewährleistet werden.

Auf Ebene der europäischen Energieregulierungsbehörden und in Zusammenarbeit mit anderen zuständigen europäischen Agenturen und Einrichtungen wird sich die E-Control auch in Zukunft für das Thema IKT- und Cybersicher-

²¹ <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/infrastrukturplanung/eu-energie-infrastruktur-paket>.

heit in der Energieversorgung einsetzen. Dies gilt vor allem auch in Hinblick auf die nationale Umsetzung der im Jahr 2016 beschlossenen europäischen Netz- und Informationssicherheitsrichtlinie (NIS-RL), welche insbesondere für Betreiber Kritischer Infrastrukturen im Energiebereich wesentliche neue Anforderungen und (Melde-)Verpflichtungen vorsieht.

ENERGIELENKUNG STROM UND GAS

Gemäß § 4 Energielenkungsgesetz 2012 (EnLG 2012) sind Energielenkungsmaßnahmen dann zu setzen, wenn eine Störung der Energieversorgung unmittelbar droht oder bereits eingetreten ist und diese sich nicht auf saisonale Verknappungserscheinungen beschränkt und nicht durch marktkonforme Maßnahmen abgewendet werden kann. Die Lenkungsmaßnahmen haben dann zum Ziel,

primär die Deckung des lebenswichtigen Bedarfs an Energie sicherzustellen.

Gemäß §§ 15 und 27 EnLG 2012 ist die Vorbereitung und Koordinierung der Lenkungsmaßnahmen der E-Control übertragen. Die E-Control hat zur Vorbereitung dieser Maßnahmen ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Elektrizitäts- und Erdgasbereich durchzuführen. Dieses hat insbesondere das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage und deren erwartete Entwicklung zu berücksichtigen.

Die gemäß Energielenkungsdaten-Verordnungen übermittelten Daten werden von den meldepflichtigen Unternehmen unter Verwendung der von der E-Control vorgegebenen Formate auf elektronischem Wege übermittelt.

ÜBERSICHT KOORDINIERUNGSFUNKTION DER E-CONTROL

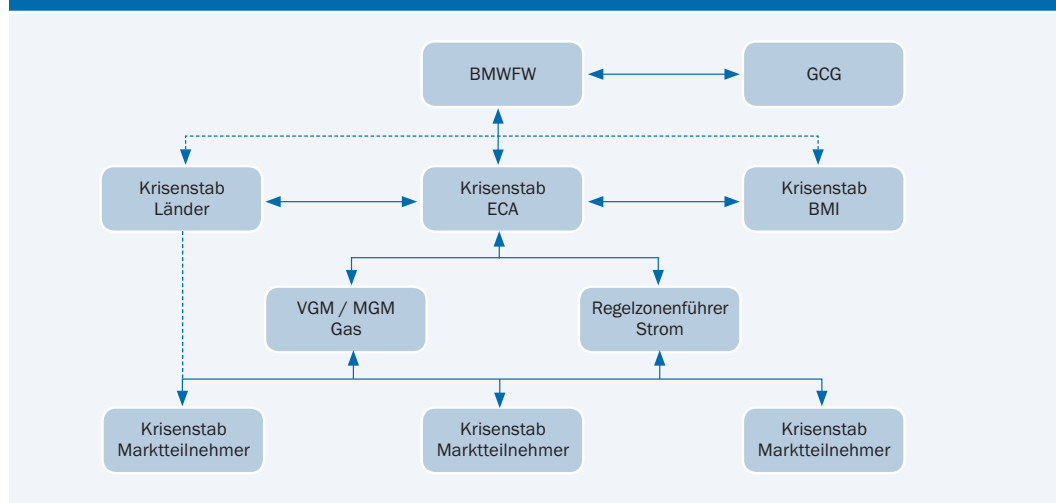


Abbildung 61
Übersicht Koordinierungsfunktion der E-Control

Quelle: E-Control

Eine allgemeine Übersicht der Koordinierungsfunktion der E-Control ist in Abbildung 61 dargestellt.

Gemäß § 15 Abs. 11 und § 27 Abs. 11 EnLG 2012 können von der E-Control im Elektrizitäts- und Gasbereich alle zwei Jahre Übungen

unter der Annahme von Krisenszenarien angeordnet werden. Die E-Control hat zuletzt im Jahr 2012 Übungen in Salzburg und im Jahr 2015 in Graz organisiert und gemeinsam mit den relevanten Marktteilnehmern und Behörden durchgeführt. Im Jahr 2016 fand keine Energielenkungsübung statt.

Internationale Aktivitäten der E-Control

INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT

Die allgemeinen Ziele der E-Control sind in § 4 E-ControlG festgelegt. Die ersten drei der dort aufgezählten neun Punkte sind Ziele der E-Control auf internationaler Ebene: die Schaffung des europäischen Energiebinnenmarktes, die Entwicklung von Regionalmärkten und die Beseitigung von Hemmnissen für den grenzüberschreitenden Handel. Doch auch für die Erreichung der anderen Ziele der E-Control ist eine aktive Einbringung der Regulierungsbehörde auf internationaler – insbesondere auf europäischer – Ebene unerlässlich.

Mit dem Ziel der Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit, Wirtschaftlichkeit, Energieeffizienz und Leistbarkeit ist die E-Control dabei quer über alle ihre Geschäftsbereiche sowohl auf nationaler als auch auf internationaler Ebene tätig. Der stark international geprägte Gesetzesauftrag wird von der E-Control in zahlreichen Gremien und Gruppen verfolgt.

Die E-Control bringt sich aktiv in die Arbeit der europäischen Agentur für die Zusam-

menarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) ein, in der viele internationale Arbeitsstränge zusammenlaufen – etwa zur Erstellung der europaweiten Netzkodizes für Strom und Gas oder für die Regionale Gas-Initiative. Parallel zu ACER betreiben die europäischen Regulatoren auch den Rat der Europäischen Energieregulierungsbehörden (CEER), der sich insbesondere auf die Themen Konsumentenschutz und Einzelhandel spezialisiert hat und den Behörden dazu dient, gemeinsame Positionen zu regulatorischen Zukunftsthemen zu erarbeiten. In beiden Organisationen bringt sich die E-Control aktiv mit ihrer Expertise ein.

Bereits 2005 schuf die EU die Energiegemeinschaft Südosteuropa mit dem Ziel, die Länder dieser Region näher an die Prinzipien des europäischen Energiemarktes heranzuführen. An der Energiegemeinschaft, die als internationale Organisation ihren Sitz in Wien hat, ist Österreich als Participant beteiligt und die E-Control trägt zur Arbeit des Regulierungsgremiums der Organisation bei.

Neben diesen und weiteren Organisationen und Gremien pflegt die E-Control auch die bilaterale Zusammenarbeit mit anderen Regulierungsbehörden innerhalb der EU und über die Grenzen Europas hinaus. Als Teil dieser Kooperation sind immer wieder Delegationen anderer Länder bei der E-Control zu Gast, um sich ein Bild ausgesuchter Aspekte des österreichischen Regulierungssystems und der Arbeit der Behörde zu verschaffen. Ebenso sind die Experten der E-Control Vortragende auf internationalen Konferenzen und Symposien zu unterschiedlichsten Regulierungsthemen. Als weitere Ausprägung der Zusammenarbeit mit einzelnen Partnerbehörden setzt die E-Control auch EU-Twinningprojekte um.

INTERNATIONALE MITARBEIT IM STROMBEREICH

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

Electricity Working Group (EWG)

Die EWG ist die den Task-Forces (TF) übergeordnete Arbeitsgruppe der Regulierungsbehörden unter ACER und CEER. Die Umsetzung des 3. Pakets mittels Netzkodizes und Leitlinien wird in dieser Gruppe koordiniert. In der

EWG wurden auch die Beiträge der Regulierungsbehörden zu den europäischen Strategiethemata koordiniert und beschlossen. Die Struktur der EWG wurde im heurigen Jahr an die geänderte Themenlage angepasst und sieht nunmehr u.a. die folgenden TF vor.

Future Policy Task-Force (FP TF)

Für die Behandlung der Policy-Aspekte aus den Bereichen Flexibilität und Versorgungssicherheit im Besonderen sowie Marktintegration und Netz im Allgemeinen wurde diese Gruppe installiert. Die wesentliche Aufgabe im Jahr 2016 war die Vorbereitung der Position zu relevanten Teilen des Pakets „Clean Energy for all Europeans“ der Europäischen Kommission.

Electricity Infrastructure Task-Force (INF TF)

Neben den in Kapitel 3.3.8 dargestellten Aktivitäten wurden in ACER INF TF im Jahr 2016 beispielsweise eine Studie zu Tarifierung fertiggestellt und Vorgaben für das verknüpfte Gas- und Strom-Netzwerk- und -Marktmodell, welches die ENTSOs per Dezember zu liefern haben, definiert.

Implementation Task-Forces

(zu den einzelnen Netzkodizes/Leitlinien: CACM, FCA, SO & GC, künftig auch EB²²)

In den neu gegründeten Implementation TF werden die Umsetzungsarbeiten der Netzkodizes und Leitlinien koordiniert. Die umfasst die inhaltliche und organisatorische Aufbereitung und Diskussion von Methoden, welche in den Netzkodizes/Leitlinien zur Ausarbeitung durch die Netzbetreiber oder Marktteilneh-

²² CACM – Capacity Allocation Congestion Management, FCA – Forward Capacity Allocation, SO – System Operation, GC – Grid Connection, EB – Electricity Balancing.

mer vorgesehen sind und von den Regulierungsbehörden genehmigt werden müssen. Auch Themen zur Transparenz, relevanten nationalen Aktivitäten und zum Monitoring werden hier abgehandelt.

Distribution System Working Group (DS WG)

Als Folge des Berichts „The Future Role of DSOs“ wurden u.a. Prinzipien der Tarifsyste-me und Innovation sowie die Optimierung der Zusammenarbeit zwischen Übertragungs-netzbetreibern und Verteilernetzbetreibern weiter vertieft. Die Zusammenarbeit mit der Europäischen Kommission zu Themen wie Smart Grids oder Flexibilität und die Mitarbeit bei einer Reihe von verschiedenen europäischen Kooperationen und Aktivitäten wurde fortgesetzt.

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

Das CBC ist für die Beschlussfassung der Netzkodizes und Leitlinien in verbindliches EU-Recht über das Komitologieverfahren zuständig. Es besteht gemäß Statuten aus Vertretern der Mitgliedstaaten bzw. ggf. der Regulierungsbehörden. Im abgelaufenen Jahr sind wesentliche Rechtstexte (wie die SO-Leitlinie) beschlossen worden.

Electricity Coordination Group (ECG)

Die ECG, bestehend aus Vertretern der Europäischen Mitgliedstaaten, der Regulierungsbehörden, ENTSO-E und ACER, hat heuer zu Fragen der Risk Preparedness getagt. In diesem Gremium wird grundsätzlich das Thema Versorgungssicherheit im Strombereich,

wie Adequacy Analysen und Krisenvorsorge, diskutiert.

Florenz Forum

Das Forum für Elektrizitätsregulierung wurde eingerichtet, um die Schaffung des Binnenmarkts für Strom zu erörtern. Im Forum vertreten sind die Regulierungsbehörden und die Regierungen der Mitgliedstaaten, die Europäische Kommission, Übertragungsnetzbetreiber, Stromhändler, Verbraucher, Netznutzer und Strombörsen. Seit 1998 kommen sie zweimal jährlich zusammen. Die Foren fanden im Jahr 2016 im März und im Juni in Florenz statt. Die Schwerpunktthemen waren die Netzkodizes/Leitlinien und das Paket „Clean Energy for all Europeans“ der Europäischen Kommission.

STROMKENNZEICHNUNG INTERNATIONAL

Die E-Control ist seit 2002 Mitglied der Association of Issuing Bodies (AIB), eines Europäischen Vereins für den standardisierten Handel mit Herkunftsnachweisen und Nachweiszertifikaten in Europa.

Die AIB verfügt über 23 Mitglieder (per Ende 2016), die 19 Länder repräsentieren (Belgien teilt sich in die Regionen Flandern, Wallonien, Brüssel und Federal Belgium mit eigenen Ausgabestellen für Nachweise auf). Die AIB verfügt über eine technische Schnittstelle für den europäischen Handel mit Herkunftsnachweisen unter Einhaltung des EECS-Standards (European Energy Certificate System). EECS hat sich zu einem effektiven, zuverlässigen und fälschungssicheren Qualitätsmerkmal in

Europa entwickelt. Der Standard garantiert die Einhaltung der Vorgaben der Europäischen Richtlinien und ist objektiv, nichtdiskriminierend, transparent und kosteneffizient. Die AIB bietet ein Forum für Mitglieder, in dem europäische Umsetzungen sowie nationale, länderspezifische Kriterien zu Herkunftsnachweisen bis hin zu Themen rund um die Stromkennzeichnung diskutiert werden.

Es herrscht rege Handelstätigkeit mit EECS-Nachweisen in Europa. Insbesondere in den letzten Jahren ist die Anzahl der gehandelten Nachweise stark gestiegen, was unter anderem auf die Einführung und Weiterentwicklung von transparenten und detaillierten, teilweise vollständigen Kennzeichnungssystemen in den europäischen Ländern zurückzuführen ist.

Die AIB steht der Europäischen Kommission hinsichtlich der Weiterentwicklung von Herkunftsnachweis- und Stromkennzeichnungssystemen beratend zur Seite.

Die E-Control stellt seit Juli 2012 ein Mitglied im AIB-Board (als Board-Vice Chair), gestaltet somit aktiv die Weiterentwicklung der Schnittstelle und die europäische Zusammenarbeit von Herkunftsnachweisstellen mit und ist darüber hinaus in diversen AIB-Arbeitsgruppen vertreten (beispielsweise zur einheitlichen Berechnung von CO₂-Informationen, der Anerkennung von Herkunftsnachweisen aus dem Ausland, Kosten der Einführung von vollständigen Stromkennzeichnungssystemen etc.).

AIB arbeitet eng mit europäischen Projekten zusammen, wie das RE-DISS Projekt (Reliable Disclosure for Europe, 2010–2015; durch die E-Control wurden die wesentlichen Aufgaben des Projekts in die AIB überführt) sowie CA RES (Concerted Action for Renewables), bei dem die E-Control ebenfalls aktiv vertreten ist.

Die E-Control leistet auch und insbesondere durch die Vorreiterrolle, die Österreich in Bezug auf vollständige Stromkennzeichnung und Umsetzung der Europäischen Vorgaben zu Herkunftsnachweisen auf alle Technologien innehat, einen essenziellen Beitrag zur Arbeit auf europäischer Ebene durch die AIB.

INTERNATIONALE MITARBEIT IM GASBEREICH

Auf europäischer Ebene ist die E-Control im Rahmen von ACER sowie CEER im Gasbereich in der Gasarbeitsgruppe (Gas Working Group) sowie den untergeordneten Task-Forces aktiv. Darüber hinaus arbeitet die E-Control auf regionaler Ebene mit anderen Regulatoren im Rahmen der GRI SSE (Gas Regional Initiative South-South-East) sowie im Rahmen von CEEC (Central and South Eastern Europe Gas Connectivity) und ROHUAT (Romania-Hungary-Austria) zusammen. In der Folge werden einige dieser Gruppen beispielhaft angeführt.

ACER und CEER Gas Working Group

Die ACER Gas Working Group hat den Fokus auf der Erarbeitung sowie der Überwachung der Netzkodizes sowie auf Infrastrukturthemen und Marktthemen im Allgemeinen, wäh-

rend sich die CEER Gas Working Group mit den Themen Erdgasspeicher, LNG sowie Gasversorgungssicherheit beschäftigt. Die Arbeit ist in so genannte Task-Forces untergliedert, nachfolgend auszugsweise einige relevante Aktivitäten der Task-Forces im vergangenen Jahr.

Capacity Allocation Mechanisms Task-Force (CAM TF)

Der Netzkodex zur Kapazitätsallokation gilt seit 1. November 2015. Im laufenden Jahr wurde daher zum ersten Mal der ACER Implementation Monitoring Report zur Überprüfung der Implementierung und der Effektivität des CAM-Netzkodex erarbeitet.

Unmittelbar nach der Verabschiedung des CAM-Netzkodex begann die Arbeit an einer Ergänzung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 bezüglich zusätzlicher und neuer Kapazität. Eine von ACER erarbeitete Leitlinie diente ENTSOG als Vorlage, um innerhalb eines Jahres einen Änderungsvorschlag des CAM-Netzkodex zu erarbeiten. Im Anschluss daran führte ACER im Jahr 2015 zwei öffentliche Konsultationen zu den Vorschlägen von ENTSOG und zu den eigenen Vorschlägen durch und übermittelte seine Empfehlung an die Europäische Kommission. Auf Basis dieser Empfehlung legte die Europäische Kommission dem Komitologie-Ausschuss 2016 einen Vorschlag vor. Nach mehreren Meetings des Komitologie-Ausschusses wurde die Ergänzung des CAM-Netzkodex am 13. Oktober 2016 von den Mitgliedstaaten verabschiedet. Nach der dreimonatigen Einspruchsfrist

von Rat und Europäischem Parlament tritt die Ergänzung des CAM-Netzkodex mit 1. April 2017 in Kraft.

Tariff Task-Force (TAR TF)

Am 30. September stimmten die Vertreter der Mitgliedstaaten nach jahrelangen Verhandlungen über die Kommissionsverordnung „zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen“ ab.

Nachdem ACER 2013 die Rahmenleitlinie zu Regeln für harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen veröffentlicht hatte, legte ENTSOG Ende 2014 einen entsprechenden Netzkodex vor. Im März 2015 veröffentlichte ACER eine begründete Stellungnahme mit Änderungsvorschlägen. Aufgrund dieser Stellungnahme legte ENTSOG im Juli 2015 einen überarbeiteten Netzkodex vor. Der Regulierungsrat von ACER konnte sich daraufhin auf keine gemeinsame Empfehlung einigen. Die Europäische Kommission legte 2016 basierend auf den vorangegangenen Diskussionen einen Legislativvorschlag vor. Dieser wurde nach mehreren Sitzungen des Komitologie-Ausschusses mit großer Mehrheit verabschiedet. Nach der dreimonatigen Einspruchsfrist von Rat und Europäischem Parlament tritt auch der Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen mit 1. April 2017 in Kraft.

Balancing Task-Force (BAL TF)

Der Netzkodex zur Ausgleichsenergiebewirtschaftung gilt seit 1. Oktober 2015. Im Jahr 2016 wurde daher der erste ACER Implementation Monitoring Report (IMR) erstellt. Öster-

reich liegt bei der Umsetzung laut Bericht im Mittelfeld. Aufgrund der frühzeitigen Umsetzung neuer Bilanzierungsregeln mit 1. Jänner 2013 im Marktgebiet Ost (1. Oktober 2013 in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg), also bereits mehr als zwei Jahre vor Inkrafttreten des Netzkodex und bevor die letztgültigen Regelungen im Netzkodex feststanden, bestehen laut ACER IMR einzelne Anpassungsnotwendigkeiten im österreichischen Bilanzierungssystem. Hier liegt die Marktgebietsbilanzierung auf Basis der Nominierungen (Ex-ante-Bilanzierung) im Fokus.

Interoperability Task-Force (IO TF)

Der Netzkodex zu Interoperabilität wurde am 30. April 2015 im EU-Amtsblatt als Verordnung (EU) Nr. 2015/703 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex mit Vorschriften für die Interoperabilität und den Datenaustausch veröffentlicht und gilt seit 1. Mai 2016. Die Europäische Kommission beauftragte ENTSOG damit, eine Aufnahme des neu verabschiedeten CEN-Standards zu Gasqualität in den Annex des Netzkodex zu prüfen. Die ACER Interoperability TF begleitet diesen Prozess.

Gas Target Model Task-Force (GTM TF)

Im Jahr 2016 war die GTM TF damit beauftragt, die Metriken des Gas-Target-Modells in den diesjährigen Market Monitoring Bericht (MMR) von ACER zu integrieren. Ziel ist es, jährlich einen aktuellen Überblick über das Funktionieren der europäischen Gasgroßhandelsmärkte zu erhalten und gegebenenfalls Handlungsempfehlungen abzuleiten.

Gas Infrastructure Task-Force (GI TF)

Im Infrastrukturbereich erarbeiteten die Regulatoren im Rahmen von ACER Stellungnahmen zur Arbeit von ENTSOG sowie zur Arbeit der Europäischen Kommission, basierend auf dem 3. Paket sowie der Infrastrukturverordnung.

Madrid Forum

Das jährlich von der Europäischen Kommission in Madrid organisierte Gasregulierungsforum dient der Diskussion relevanter Themen zur Schaffung eines gemeinsamen Erdgasbinnenmarktes. Vertreter der Europäischen Kommission, von ACER, der Regulierungsbehörden, der Mitgliedstaaten, der Gasindustrie sowie betroffener europäischer Interessenvertretungen nahmen am 29. Madrid Forum im Oktober 2016 teil. Die E-Control präsentierte bei der Gelegenheit den Status quo zur Umsetzung des Gas-Target-Modells in den Mitgliedstaaten.

GRI

Im Rahmen der Gas Regional Initiative (GRI) ist die E-Control in der SSE-Region (Süd-Süd-Ost) aktiv. Die Kooperation basiert auf dem Konzept der freiwilligen Mitgliedschaft. Die SSE-Region, die 13 EU-Mitgliedstaaten umfasst, erstreckt sich von Polen bis Griechenland und stellt die größte und heterogenste Gas-Region Europas dar. Die SSE-Region dient vor allem dem Erfahrungsaustausch bezüglich der Implementierung der Gas-Netzkodizes. Die E-Control koordiniert und treibt vier von acht Pilot-Projekten der Region voran.

CESEC

Die im Jahr 2015 von der Kommission gestartete CESEC-Initiative (CESEC steht für Central and South Eastern Europe Gas Connectivity) hat zum Ziel, die Länder Südost-Europas besser in den Europäischen Gasbinnenmarkt zu integrieren. Dies soll durch den Bau von fehlenden Leitungsverbindungen sowie durch eine gezielte Umsetzung des dritten Pakets mit speziellen „regulatory actions“ geschehen.

ROHUAT

Das Kürzel „ROHUAT“ steht für Romania-Hungary-Austria und ist ein gemeinsames Projekt der Fernleitungsnetzbetreiber und Regulatoren dieser drei Länder, um die Vergabe von neuer und zusätzlicher Kapazität zwischen diesen Staaten durchzuführen. Im Februar 2016 führten die Fernleitungsnetzbetreiber eine Konsultation durch, um den Markt nach dem geeigneten Kapazitätsallokationskonzept zu befragen. Nachdem es sich um eine Vergabe handelt, die mehr als zwei Einspeise- und Ausspeisesysteme betrifft, soll ein alternativer Zuweisungsmechanismus (laut Ergänzung des CAM-Netzkodex) zur Anwendung kommen. Von Ende November 2016 bis Anfang Jänner 2017 lief eine zweite öffentliche Konsultation über den Entwurf des Open Season Rulebooks, in dem neben dem geplanten Zuweisungsmechanismus auch die genauen Transportkapazitäten für jeden buchbaren Punkt, die vorläufigen Tarife, die Teilnahmebedingungen sowie der weitere Zeitplan enthalten sind. Die Open Season soll von Ende April 2017 bis Ende Mai 2017 stattfinden.

**INTERNATIONALE MITARBEIT
IM ENDKUNDENBEREICH**

Im Rahmen von CEER beschäftigt sich die Customers- and Retail-Markets-Working-Group mit konsumentenrelevanten Themen. Diese Arbeitsgruppe unterteilt sich in die Customer Empowerment (CEM) Task-Force, die sich mit Themen rund um den Schutz und die Stärkung von Energiekonsumenten beschäftigt, sowie in die Retail Market Functioning (RMF) Task-Force, die sich den Themen Analyse und Design des Endverbrauchermarktes widmet. Darüber hinaus werden in der Strategy and Communication (SC) Task-Force Pläne und Aktivitäten entwickelt, wie Konsumenten in der Praxis stärker in den europäischen Energiemarkt eingebunden werden können. Schlussendlich wird im Market Monitoring Report Workstream das Konsumentenschutzkapitel des gemeinsamen ACER-CEER-Marktberichts verfasst.

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

Dabei hervorzuheben ist die führende Rolle der E-Control in der Erstellung des Konsumentenschutzkapitels für den europäischen ACER-CEER-Marktbericht.

London Forum 2016

Das London Forum bietet Raum zum Austausch zwischen der Europäischen Kommission und Konsumentenschutzorganisa-

tionen, wobei Regulatoren, Ministerien und die Energiebranche ebenso vertreten sind. Durch Marktreformen, verbesserten Zugang zu Informationen (Kosten, Verbrauch) und Ausweitung der Wahlmöglichkeiten für Konsumenten sollte der angepriesene „New Deal“ für Energiekonsumenten zustande kommen.

Die Schlussfolgerungen des London Forums umfassten unter anderem das Sicherstellen einer sozialverantwortlichen Energieunion und die Entwicklung einer gemeinsamen Vision betreffend Energiemärkte, welche Konsumenten in den Mittelpunkt stellen. Dies soll vor allem durch die Weiterentwicklung und weitere Förderung von Wettbewerb, die Einbindung von Konsumenten in Demand Response, Energieproduktion und „smarten“ Energieverbrauch sowie die Sicherstellung der neutralen Rolle der (Verteiler-) Netzbetreiber in modernen europäischen Energiemärkten geschehen.

CEER 2016 Annual Conference on Energy Customers

Am 11. Juli 2016 fand in Brüssel die 5. CEER Annual Conference on Energy Customers unter dem Motto „Consumers as Key Market Players“ statt. Die Veranstaltung bot den teilnehmenden nationalen und internationalen Konsumentenschutzorganisationen die seltene Möglichkeit, mit anderen Akteuren der Energiemärkte (EVUs, Regulatoren, politische Akteure) zusammenzutreffen. Es wurde in insgesamt drei Einheiten über die Wünsche und Beschwerden der Konsumenten den Energiemarkt betreffend gesprochen. In den

daran anschließenden Einheiten ging es um das Thema der Einbindung und Verstärkung des Engagements der Konsumenten.

Joint CEER-ECRB Regional Customer Workshop

In Wien fand am 24. Oktober 2016 der vierte gemeinsame Workshop zu Endkumenthemmen der Strom- und Gasmärkte zwischen CEER und ECRB (Energy Community Regulatory Board) statt. Unter maßgeblicher Mitorganisation der E-Control diskutierten die beiden Organisationen über gravierende Markteintrittsbarrieren für Unternehmen sowie über die Teilnahme an den Märkten durch Konsumenten.

ACER-CEER Market Monitoring Report: Consumer Protection and Empowerment

Gemeinsam mit ACER veröffentlicht CEER im Herbst 2016 den nunmehr fünften jährlichen ACER-CEER Market Monitoring Report, welcher neben einer detaillierten Analyse der Entwicklungen auf den Großhandelsmärkten für Strom und Gas auch einen Band zu Konsumentenschutz und Empowerment enthält. Dieses Kapitel, welches unter maßgeblicher Mitarbeit der E-Control erstellt wird, beschäftigt sich mit jenen Konsumentenschutz-Agenden, die durch das 3. Paket ihren Eingang in nationales Recht in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union gefunden haben.

INTERNATIONALE MITARBEIT IN DER GROSSHANDELSAUFSICHT (REMIT)

Die Beaufsichtigung des Energiegroßhandels ist gemäß REMIT-Verordnung eine Aufgabe

von ACER und den nationalen Regulierungsbehörden. Da dies eine enge Kooperation in der laufenden Verwaltungstätigkeit erfordert, wurde eine große Zahl spezialisierter Task Forces und Arbeitsgruppen geschaffen, die sicherstellen sollen, dass eine effektive Überwachung des Energiegroßhandels implementiert wird. Generell regelt ein von allen unterzeichnetes multilaterales „Memorandum of Understanding“ die Zusammenarbeit.

REMIT Coordination Group

Die Coordination Group steuert die Zusammenarbeit von ACER und den Regulierungsbehörden in der täglichen Arbeit. Hauptaufgabengebiet sind die Koordination der Datenerfassung durch ACER und Datenweiterleitung an die nationalen Regulierungsbehörden sowie die Kooperation im Bereich der Verfolgung potenziell rechtswidrigen Verhaltens. Diese Gruppe tagt vierteljährlich und hat folgende drei Untergruppen eingerichtet:

REMIT Market Monitoring Standing Committee

Das Market Monitoring Standing Committee befasst sich mit aktuellen Fragen der Marktüberwachung, grenzüberschreitenden REMIT-Fällen und der Infrastruktur zum sicheren Informationsaustausch.

REMIT Market Data Reporting Standing Committee

Diese Gruppe befasst sich mit dem Austausch der Großhandelsdaten und koordiniert die Bemühungen zur Sicherstellung

einer adäquaten Datenqualität. Im Rahmen dieser Gruppe kooperieren auch jene nationalen Energieregulierungsbehörden, die bereits Großhandelsdaten von ACER erhalten. Im Jahr 2016 waren das OFGEM (Office of Gas and Electricity Market, Vereinigtes Königreich), CRE (Commission de régulation de l'énergie, Frankreich) und E-Control.

REMIT Information Security Implementation Group

Diese Gruppe koordiniert den „Peer Review Prozess“, der Datensicherheitsbedingungen definiert und deren Implementierung bei den Regulierungsbehörden kontrolliert. Die Erfüllung dieser Standards ist Bedingung für den Erhalt der Großhandelsdaten zum Zweck eigener Aufsichtstätigkeit.

ACER/CEER Market Integrity and Transparency Working Group

Längerfristige und konzeptive Aspekte der Großhandelsaufsicht werden in dieser Gruppe und den untergeordneten Taskforces besprochen. Dazu gehört insbesondere die koordinierte Beantwortung von Fragen, die von Marktteilnehmern an einzelne Regulierungsbehörden herangetragen werden (Q&A Prozess) oder auch die Koordination der national durchgeführten Registrierungsaktivitäten.

INTERNATIONALE KOOPERATIONS- PROJEKTE DER E-CONTROL

Die E-Control hat sich mittlerweile über neun Jahre im Bereich der internationalen Kooperationsprojekte als verlässlicher Partner

für empfangende Länder und finanzierende Stellen gleichermaßen etabliert. Die meisten der Projekte laufen innerhalb des von der Europäischen Union finanzierten Twinning-Instruments ab, doch auch abseits davon implementiert die E-Control Kooperationsprojekte. Im Fokus stehen dabei die Stärkung der administrativen Fähigkeiten der Empfängerländer, die Etablierung einer langfristigen Zusammenarbeit mit den (europäischen und außereuropäischen) Partnerbehörden und die Möglichkeit für beide Seiten, durch Anwendung bekannter und bewährter Modelle in unterschiedlichen Situationen ihre Expertise zu erweitern.

Ergebnisse des Twinningprojekts mit algerischer Regulierungsbehörde CREG bereits weitgehend erreicht

Im letzten Quartal 2014 bekam die E-Control den Zuschlag für ein Twinningprojekt in Algerien, dessen Umsetzung im August 2015 startete und noch bis Mitte 2017 dauern wird. Gemeinsam mit der spanischen Energieregulierungsbehörde CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) und unter Beteiligung der EXAA arbeitet die E-Control über zwei Jahre mit der algerischen CREG (Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz) zusammen.

Die thematische Bandbreite reicht von Streit-schlichtung und Qualitätsregulierung über die Förderung und Einbindung erneuerbarer Energien und die Organisation von Daten-flüssen bis hin zum grenzüberschreitenden

Stromhandel und der Entwicklung der organi-satorischen Kompetenzen der CREG.

Gute Fortschritte im Georgien-Twinning

Nachdem die E-Control ein Twinningprojekt mit der georgischen Energieregulierungsbe-hörde GNERC (Georgian National Energy and Water Supply Regulatory Commission) zum Thema Anreizregulierung im Sommer 2014 sehr erfolgreich abgeschlossen hatte, konnte sie 2015 eine zweite Ausschreibung mit die-ser Partnerbehörde für sich entscheiden.

Dieses zweite Projekt dreht sich um die weite-re organisatorische Stärkung der GNERC, um den Aufbau der dortigen Expertise im Bereich der Kostenprüfung (der auf den Ergebnissen des Vorprojektes aufbaut) und um einen Ein-stieg in strukturiertes Marktmonitoring in Ge-orgien.

Das Projekt startete Anfang 2016 und dau-ert 21 Monate. In der Umsetzung wird die E-Control außerdem von der litauischen Re-gulierungsbehörde NCC, von der österrei-chischen Energieagentur und von der deutschen Bundesnetzagentur unterstützt.

JAHRESABSCHLUSS DER E-CONTROL

BILANZ ZUM 31. DEZEMBER 2016		
Aktiva	Stand am 31.12.2016 €	Stand am 31.12.2015 €
A. Anlagevermögen:		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	2.315.189,98	1.996.649,19
II. Sachanlagen	599.303,78	1.160.751,75
	2.914.493,76	3.157.400,94
B. Umlaufvermögen:		
I. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände:		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen (davon mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr: TS 0 €, Vorjahr: TS 0 €)	65.686,50	98.167,88
2. Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände (davon mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr: TS 32 €, Vorjahr: TS 46 €) (davon aus Steuern: TS 36 €, Vorjahr: TS 175 €)	140.356,43	304.086,73
II. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten	2.898.906,34	5.014.327,00
	3.104.949,27	5.416.581,61
C. Rechnungsabgrenzungsposten:	715.657,39	781.453,28
D. Sondervermögen:		
1. Kraft-Wärme-Kopplung gemäß § 13 ÖSG	29.565.233,83	29.436.426,02
2. Stranded Costs gemäß § 69 EIWOG	5.445.327,50	5.410.738,58
	35.010.561,33	34.847.164,60
SUMME Aktiva:	41.745.661,75	44.202.600,43
Treuhandvermögen – EU-Twinning:	747.916,07	1.047.836,58

Passiva	Stand am 31.12.2016 €	Stand am 31.12.2015 €
A. Eigenkapital:		
I. Widmungskapital	35.000,00	35.000,00
II. Gewinnrücklagen		
a. nach § 33 E-ControlG	656.580,41	611.115,02
b. freie	191.132,51	191.132,51
III. Bilanzgewinn (davon Gewinnvortrag von: TS 20 €, Vorjahr: TS 16 €)	24.000,00	20.000,00
	906.712,92	857.247,53
B. Rückstellungen:		
1. Rückstellungen für Abfertigungen	431.226,00	332.128,19
2. Sonstige Rückstellungen	1.571.674,54	1.719.922,16
	2.002.900,54	2.052.050,35
C. Verbindlichkeiten:		
1. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen (davon mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr: TS 1.117 €, Vorjahr: TS 1.737 €) (davon mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr: TS 0 €, Vorjahr: TS 0 €)	1.116.646,92	1.736.772,48
2. Sonstige Verbindlichkeiten (davon mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr: TS 807 €, Vorjahr: TS 2.469 €) (davon mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr: TS 1.902 €, Vorjahr: TS 2.240 €) (davon aus Steuern: TS 1 €, Vorjahr: TS 1 €) (davon im Rahmen der sozialen Sicherheit: TS 254 €, Vorjahr: TS 224 €)	2.708.840,04	4.709.365,47
	3.825.486,96	6.446.137,95
Restlaufzeit von bis zu einem Jahr TS 1.924 €, Vorjahr: TS 4.206 € Restlaufzeit von mehr als einem Jahr TS 1.902 €, Vorjahr: TS 2.240 €		
D. Verpflichtungen aus Sondervermögen:		
Verbindlichkeiten	35.010.561,33	34.847.164,60
SUMME Passiva:	41.745.661,75	44.202.600,43
Verpflichtungen aus Treuhandvermögen – EU-Twinning:	747.916,07	1.047.836,58

GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2016		
	31.12.2016 €	31.12.2015 €
1. Umsatzerlöse		
a) aus regulatorischer Tätigkeit	22.371.331,00	21.579.744,74
b) aus nicht regulatorischer Tätigkeit	282.362,39	310.269,04
c) sonstige	430.862,33	359.047,20
2. Sonstige betriebliche Erträge	47.497,80	75.226,31
3. Personalaufwand	-12.587.536,27	-11.405.422,81
4. Abschreibungen auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	-1.918.394,13	-1.474.017,65
5. Sonstige betriebliche Aufwendungen (davon betreffend Steuern soweit sie nicht unter Z 12 fallen TS 2 €, Vorjahr TS 2 €) (davon betreffend Sondervermögen TS 6 €, Vorjahr TS 9 €)	-8.575.275,83	-9.356.005,30
6. Zwischensumme aus Z 1 bis Z 5 (Betriebserfolg)	50.847,29	88.841,53
7. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge (davon betreffend Sondervermögen TS 180 €, Vorjahr TS 295 €)	182.384,96	313.889,16
8. Aufwendungen aus Wertpapieren des Sondervermögens	-77.258,33	-120.734,60
9. Zinsen und ähnliche Aufwendungen (davon betreffend Sondervermögen TS 79 €, Vorjahr TS 104 €)	-87.975,63	-104.775,43

	31.12.2016 €	31.12.2015 €
10. Zwischensumme aus Z 7 bis Z 9 (Finanzerfolg)	17.151,00	88.379,13
11. Ergebnis vor Steuern	67.998,29	177.220,66
12. Steuern vom Einkommen (davon betreffend Sondervermögen TS 18 €, Vorjahr TS 61 €)	-18.532,90	-65.350,23
13. Ergebnis nach Steuern	49.465,39	111.870,43
14. Auflösung von Gewinnrücklagen	0,00	109.125,49
15. Zuweisung zu Gewinnrücklagen	-45.465,39	-216.995,92
17. Jahresgewinn	4.000,00	4.000,00
18. Gewinnvortrag aus dem Vorjahr	20.000,00	16.000,00
19. Bilanzgewinn	24.000,00	20.000,00

ANHANG DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

FÜR DIE REGULIERUNG DER ELEKTRIZITÄTS- UND ERDGAS- WIRTSCHAFT (E-CONTROL), WIEN, FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2016

Anwendung der unternehmensrechtlichen Vorschriften

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

Im Interesse einer klaren Darstellung wurden in der Bilanz und Gewinn- und Verlustrech-

nung einzelne Posten zusammengefasst. Diese Posten sind im Anhang gesondert ausgewiesen.

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

Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

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

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

Bei der Bewertung wurde von der Fortführung des Unternehmens ausgegangen.

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

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

Alle erkennbaren Risiken und drohenden Verluste, die im Geschäftsjahr 2016 oder in einem früheren Geschäftsjahr entstanden sind, wurden berücksichtigt.

Die bisher angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden wurden, mit Ausnahme der Abfertigungsrückstellung, beibehalten.

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

Sachanlagen werden zu Herstellkosten bewertet, die um planmäßige Abschreibungen vermindert werden. Die planmäßige Abschreibung erfolgt linear. Die Nutzungsdauer beläuft sich auf 3 bis 5 Jahre. Bei der Ermittlung

der Herstellkosten werden keine direkt zurechenbaren Fremdkapitalzinsen einbezogen.

In Folge der Anwendung der Bestimmungen des Rechnungslegungs-Änderungsgesetzes 2014 (RÄG 2014, BGBl. I Nr. 22/2015) werden seit 1.1.2016 gegen Entgelt erworbene geringwertige Vermögensgegenstände im Sinne des § 13 EStG sofort im Jahr der Anschaffung abgeschrieben.

Forderungen werden mit ihrem Nennwert angesetzt. Fremdwährungsforderungen werden mit ihrem Entstehungskurs oder mit dem niedrigeren Devisengeldkurs zum Bilanzstichtag bewertet.

Die Abfertigungsrückstellung wird nach anerkannten versicherungsmathematischen Grundsätzen nach dem Anwartschaftsbarwertverfahren (Projected Unit Credit Method) auf Basis eines Rechnungszinssatzes von 3,22% (Durchschnittszinssatz der letzten 7 Jahre), einer erwarteten künftigen Gehaltssteigerung von 1,75% und des gesetzlichen Pensionsantrittsalters (gemäß Pensionsreform 2004 – Budgetbegleitgesetz 2003) ermittelt. Ein Fluktuationsabschlag wird nicht berücksichtigt. Der Berechnung wurden die AVÖ (Aktuarvereinigung Österreichs) 2008-P – Rechnungsgrundlagen für die Pensionsversicherung – Pagler & Pagler zugrundegelegt.

Im Geschäftsjahr 2015 wurde die Abfertigungsrückstellung nach anerkannten finanzmathematischen Grundsätzen auf Basis eines Rechnungszinssatzes von 2,50%, eines

altersabhängigen Fluktuationsabschlages und des tatsächlichen Pensionseintrittsalters ermittelt.

Bei der Bemessung der übrigen sonstigen Rückstellungen werden unter Beachtung des Vorsichtsprinzips alle zum Zeitpunkt der Bilanzerstellung erkennbaren Risiken, drohende Verluste oder dem Grunde nach ungewisse Verbindlichkeiten mit jenen Werten angesetzt, die nach bestmöglicher Schätzung zur Erfüllung der Verpflichtung aufgewendet werden müssen. Sämtliche übrigen sonstigen Rückstellungen haben eine Restlaufzeit von weniger als 12 Monaten – eine Abzinsung wird daher nicht vorgenommen.

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

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

Anpassung (Umgliederung) von Vorjahresbeträgen

Im Zuge der Anwendung der Bestimmungen des Rechnungslegungs-Änderungsgesetzes 2014 (RÄG 2014, BGBl. I Nr. 22/2015) wurden folgende Jahresabschlussposten umgegliedert:

	Ausweis angepasst €	Ausweis Vorjahr €
Unversteuerte Rücklagen		
Unversteuerte Rücklagen	0,00	191.132,51
Eigenkapital (Gewinnrücklagen)		
Freie Gewinnrücklagen	191.132,51	0,00
Sonstige Umsatzerlöse (übrige)		
Sonstige Umsatzerlöse (übrige)	359.047,20	0,00
Sonstige betriebliche Erträge (übrige)		
Sonstige betriebliche Erträge	1.363,76	360.410,96

Die Vorjahreswerte wurden berechnet, als wären die Bestimmungen des Rechnungslegungs-Änderungsgesetzes 2014 (RÄG 2014,

BGBl. I Nr. 22/2015) schon im Vorjahr angewendet worden.

Erläuterungen zur Bilanz

ANLAGEVERMÖGEN

Die Entwicklung der einzelnen Posten des Anlagevermögens und die Aufgliederung der kumulierten Abschreibungen nach einzelnen Posten im Berichtszeitraum ist im Anlagenspiegel angeführt (vergleiche Anlage 1 zum Anhang). Die Zugänge des Geschäftsjahres im Anlagevermögen betreffen im Wesentlichen EDV-Soft- und -Hardware sowie Investitionen in die Büroinfrastruktur der Energie-Control Austria (bauliche Investitionen).

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

beträgt TS 868 € für das Geschäftsjahr 2016 (Vorjahr TS 978 €). Die Gesamtverpflichtungen für die nächsten 5 Jahre betragen TS 3.394 € (Vorjahr TS 3.722 €).

FORDERUNGEN UND SONSTIGE VERMÖGENSGEGENSTÄNDE

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

In den sonstigen Forderungen und Vermögensgegenständen sind Beträge in Höhe von TS 32 € (Vorjahr TS 46 €) mit einer Restlauf-

zeit von mehr als einem Jahr enthalten. Die Restlaufzeit der übrigen Forderungen beträgt weniger als 12 Monate.

Im Posten „Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände“ sind Erträge in Höhe von TS 63 € enthalten (Vorjahr TS 67 €), die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

SONDERVERMÖGEN

Im Bilanzposten „Sondervermögen“ sind liquide Mittel und Veranlagungen mit einer Laufzeit von bis zu 17 Monaten enthalten, die aufgrund der nachfolgend zitierten Gesetzesgrundlagen eingehoben und inklusive der erwirtschafteten Zinserträge weitergeleitet werden.

Kraft-Wärme-Kopplung

Gemäß § 13 ÖSG 2002 und § 8 KWK Gesetz 2008 ist die Energie-Control Austria mit der Einhebung, Verwaltung und Auszahlung der bescheidmäßig festgestellten Unterstützungsbeiträge zur Förderung von KWK-Anlagen beauftragt. Mit der letztmaligen Auszahlung von bescheidmäßig festgestellten Unterstützungstarifen (Mitte 2014) ist dieses Förderschema nun endgültig ausgelaufen. Die Energie-Control Austria hat – mit Ausnahme der treuhändigen Verwaltung restlicher Fördermittel – ihre Tätigkeiten in diesem Bereich nun eingestellt.

Stranded Costs-Beiträge

Gemäß § 5 Abs. 4 E-ControlG ist die Energie-Control Austria mit der Einhebung, Verwaltung und Zuteilung der Stranded Costs-Beiträge (das sind Beihilfen zur Abdeckung von Erlösminderungen, die infolge der Marktöffnung entstanden sind) beauftragt. Die Energie-

Control Austria hat – von der treuhändigen Verwaltung restlicher Fördermittel abgesehen – nach höchstgerichtlichen Entscheidungen ihre Tätigkeiten in diesem Bereich eingestellt.

TREUHANDVERMÖGEN – EU-TWINNING

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

Bei dem unter der Bilanz der Energie-Control Austria ausgewiesenen Treuhandvermögen handelt es sich um Projektgelder der Europäischen Kommission zur Abwicklung von Twinning-Projekten in Algerien sowie Georgien, in welchen die Energie-Control Austria sowohl als Projektpartner als auch als finanzielle Abwicklungsstelle für die beteiligten Projektpartner agiert.

Nach den erfolgreich im Geschäftsjahr 2013 und 2014 abgeschlossenen Twinning-Projekten in Georgien (Elektrizitätsmarkt) sowie Kroatien konnte die Energie-Control Austria im Geschäftsjahr 2015 sowohl ein Twinning-Projekt in Algerien als auch ein Nachfolgeprojekt in Georgien (Erdgasmarkt) im Rahmen der offiziellen Ausschreibung gewinnen und die operative Projektstätigkeit aufnehmen.

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

	31.12.2016 €	31.12.2015 €
Projektkonto Twinning-Algerien	516.916,24	490.209,24
Projektkonto Twinning-Georgien	230.999,83	557.627,34
	747.916,07	1.047.836,58

EIGENKAPITAL

Da der Bestand an geringwertigen Vermögensgegenständen im Sinne des § 13 EStG in den vorangegangenen Geschäftsjahren betragsmäßig von wesentlichem Umfang war, wurde dieser aktiviert, planmäßig über 4 Jahre abgeschrieben und in Höhe der steuerlichen Sonderabschreibung jährlich eine Bewertungsreserve im Posten „unversteuerte Rücklagen“ gebildet. In Folge der Anwendung der Bestimmungen des Rechnungslegungs-Änderungsgesetzes 2014 (RÄG 2014, BGBl. I Nr. 22/2015) wurde diese Bewertungsreser-

ve letztmalig im Jahresabschluss 2015 gebildet und musste mit Wirkung 1.1.2016 in eine „freie Gewinnrücklage“ im Posten „Eigenkapital“ in Höhe von TS 191 € umgegliedert werden. Eine gesonderte Darstellung der Entwicklung der unversteuerten Rücklagen kann somit ab dem Geschäftsjahr 2016 entfallen.

SONSTIGE RÜCKSTELLUNGEN

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

	31.12.2016 €	31.12.2015 €
Erstellung Geschäfts- und Tätigkeitsbericht	75.000,00	75.000,00
Noch nicht abgerechnete Projekte und Studien	213.659,00	115.227,00
Noch nicht konsumierte Urlaube	512.327,21	573.613,61
Prämien Mitarbeiter	649.337,33	657.723,55
Rechts-, Prüfungs- und Beratungsaufwand	32.500,00	46.086,00
Sonstige noch nicht abgerechnete Leistungen	88.851,00	252.272,00
	1.571.674,54	1.719.922,16

VERBINDLICHKEITEN

Im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ sind Aufwendungen in Höhe von TS 223 € (Vorjahr TS 195 €) enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

Mit Stichtag 2.3.2011 wurde das Stammkapital sowie der Bilanzgewinn der Energie-Control GmbH (in Höhe TS 3.707 €) in eine „Erhaltene Anzahlung“ umgewidmet. Diese Anzahlung dient zur Verrechnung der von

der Republik Österreich gemäß § 32 Abs. 6 E-ControlG an die Energie-Control Austria (als Rechtsnachfolgerin der Energie-Control GmbH) in Folgejahren zu leistenden Beiträge im Rahmen der nach § 5 Abs. 4 E-ControlG von der Energie-Control Austria zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse. Die konkret von der Energie-Control Austria zu erfüllenden Aufgaben werden jährlich zwischen der Republik Österreich und der Energie-Control Austria abgestimmt und zur Verrechnung gebracht.

Im Jahr 2016 wurden TS 282 € zuzüglich 20% USt (Vorjahr TS 310 €) an Aufwendungen für Aufgaben im Rahmen des § 5 Abs. 4 E-ControlG von der Energie-Control Austria zur Verrechnung gebracht und mit der „Erhaltenen Anzahlung“ verrechnet.

Sämtliche Verbindlichkeiten haben eine Restlaufzeit von weniger als einem Jahr. Ausgenommen davon ist die Verbindlichkeit resultierend aus der Umwidmung des Stammkapitals und des Bilanzgewinns der Energie-

Control GmbH in eine „Erhaltene Anzahlung“ für Aufwendungen im Rahmen des § 5 Abs. 4 E-ControlG in Höhe von rd. TS 1.902 € (Vorjahr TS 2.240 €) mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr.

VERPFLICHTUNGEN AUS SONDERVERMÖGEN

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

VERPFLICHTUNGEN AUS TREUHAND- VERMÖGEN – EU-TWINNING

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

Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

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

UMSATZERLÖSE

Die Definition der Umsatzerlöse wurde mit dem Rechnungslegungs-Änderungsgesetz 2014 (RÄG 2014, BGBl. I Nr. 22/2015) neu gefasst. So sind seit 1.1.2016 neben den Erlösen aus der Regulierungstätigkeit

der Energie-Control Austria auch jene Erlöse im Posten „Umsatzerlöse“ auszuweisen, die auf das Vorhandensein eines konkreten Leistungsaustauschs abstellen. Um die Vergleichbarkeit mit den Zahlen des vorangegangenen Geschäftsjahres zu gewährleisten, wurden die Vorjahresbeträge entsprechend angepasst.

A) AUS REGULATORISCHER TÄTIGKEIT		
	31.12.2016 €	31.12.2015 €
Erlöse Strommarktregulierung	15.908.703,42	17.557.379,52
Erlöse Gasmarktregulierung	7.009.104,32	6.260.441,75
abz. Erlösschmälerungen: Budgetvortrag	-546.476,74	-2.238.076,53
	22.371.331,00	21.579.744,74

B) AUS NICHT REGULATORISCHER TÄTIGKEIT		
	31.12.2016 €	31.12.2015 €
Erlöse aus nicht regulatorischer Tätigkeit	282.362,39	310.269,04

C) SONSTIGE UMSATZERLÖSE (ÜBRIGE)		
	31.12.2016 €	31.12.2015 €
Weiterverrechnung RECS, CEER	23.659,43	69.609,99
Weiterverrechnung Spritpreisrechner / Tarifikalkulator	73.026,25	85.652,83
Weiterverrechnung REMIT, AIB	153.720,31	66.516,00
Weiterverrechnung Twinning-Projekte	133.765,82	24.226,81
Vortragstätigkeit Ausland	13.851,86	33.320,81
Vortragstätigkeit Inland	3.089,66	8.345,00
Sonstige Erlöse (übrige)	29.749,00	71.375,76
	430.862,33	359.047,20

SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE		
	31.12.2016 €	31.12.2015 €
a) Erträge aus dem Abgang vom Anlagevermögen mit Ausnahme der Finanzanlagen	19.688,56	229,19
b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	22.601,80	73.633,36
c) Sonstige Erträge (übrige)	5.207,44	1.363,76
	47.497,80	75.226,31

PERSONALAUFWAND

Die Definition des Postens „Personalaufwand“ wurde mit dem Rechnungslegungs-Änderungsgesetz 2014 (RÄG 2014, BGBl. I Nr.

22/2015) neu gefasst. Um die Vergleichbarkeit mit den Zahlen des vorangegangenen Geschäftsjahres zu gewährleisten, wurden die Vorjahresbeträge entsprechend angepasst.

PERSONALAUFWAND		
	31.12.2016 €	31.12.2015 €
a) Gehälter	9.773.451,80	8.922.068,89
Aufwendungen für Altersversorgung	496.325,75	419.574,21
Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeiter-Vorsorgekassen	234.577,73	146.663,76
Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	1.988.575,23	1.817.983,63
Sonstige soziale Aufwendungen	94.605,76	99.132,32
b) Soziale Aufwendungen	2.814.084,47	2.483.353,92
	12.587.536,27	11.405.422,81

**AUFWENDUNGEN FÜR ABFERTIGUNGEN UND LEISTUNGEN
AN BETRIEBLICHE MITARBEITERVORSORGEKASSEN**

	31.12.2016 €	31.12.2015 €
Dotierung Abfertigungsrückstellung	99.097,81	23.651,54
Freiwillige Abfertigung	1.706,06	0,00
Mitarbeiter-Vorsorgekasse	133.773,86	123.012,22
	234.577,73	146.663,76

**AUFWENDUNGEN FÜR GESETZLICH VORGESCHRIEBENE SOZIALABGABEN
SOWIE VOM ENTGELT ABHÄNGIGE ABGABEN UND PFLICHTBEITRÄGE**

	31.12.2016 €	31.12.2015 €
Gesetzlicher Sozialaufwand (DG)	1.567.431,62	1.446.597,13
Beiträge zum Familienbeihilfen-Ausgleichsfonds einschließlich Zuschlag zum Dienstgeberbeitrag	409.163,93	359.816,50
U-Bahnsteuer	11.979,68	11.570,00
	1.988.575,23	1.817.983,63

MITARBEITER				
	zum 31. 12. 2016	durchschnittlich	zum 31. 12. 2015	durchschnittlich
Vorstand	2,0	2,0	2,0	2,0
Angestellte	119,0	124,5	120,9	113,2
	121,0	126,5	122,9	115,2

SONSTIGE BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN		
	31.12.2016 €	31.12.2015 €
Steuern, soweit sie nicht unter Steuern vom Einkommen und Ertrag fallen	2.085,85	1.560,61
Übrige	8.573.189,98	9.354.444,69
	8.575.275,83	9.356.005,30

SONSTIGE ZINSEN UND ÄHNLICHE ERTRÄGE		
	31.12.2016 €	31.12.2015 €
Zinserträge	2.011,18	19.206,99
Zinserträge aus Wertpapieren des Sondervermögens:		
im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung	78.597,72	141.791,06
im Bereich Stranded Costs-Beiträge	29.655,74	20.606,75
Sonstige Zinserträge des Sondervermögens:		
im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung	57.203,48	119.724,01
im Bereich Stranded Costs-Beiträge	14.916,84	12.560,35
	182.384,96	313.889,16

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

In den liquiden Mitteln des Sondervermögens sind auch Veranlagungen (festverzinsliche Wertpapiere) in Höhe von TS 2.993 € (Vorjahr TS 13.775 €) mit einer Laufzeit von bis zu 17 Monaten enthalten. Der Wert zum Abschluss-

stichtag wurde unter Zugrundelegung der fortgeführten Anschaffungskosten ermittelt.

Die im Geschäftsjahr vorgenommenen Abschreibungen auf die fortgeführten Anschaffungskosten in Höhe von TS 30 € (Vorjahr TS 128 €) wurden mit den im Geschäftsjahr erzielten „Zinserträgen aus Wertpapieren des Sondervermögens“ saldiert. Der Vorjahresausweis („Aufwendungen aus Wertpapieren des Sondervermögens“) wurde entsprechend angepasst.

AUFWENDUNGEN AUS WERTPAPIEREN DES SONDERVERMÖGENS

Im Geschäftsjahr wurden Verluste aus dem Abgang von Wertpapieren des Sondervermögens in Höhe von TS 77 € (Vorjahr TS 121 €) erzielt.

ZINSEN UND ÄHNLICHE AUFWENDUNGEN		
	31.12.2016 €	31.12.2015 €
Bank- und Darlehenszinsen	-22,08	-357,48
Verzugszinsen und Mahnspesen	-9.342,65	0,00
Zinsaufwendungen des Sondervermögens:	-57.471,86	-85.945,05
im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung	-21.139,04	-18.472,90
im Bereich Stranded Costs-Beiträge	-87.975,63	-104.775,43

Vorschlag zur Verwendung des Ergebnisses

Der in der Bilanz ausgewiesene Bilanzgewinn in Höhe von TS 24 € soll auf neue Rechnung vorgetragen werden.

Ereignisse von besonderer Bedeutung nach dem Schluss des Geschäftsjahres

Es sind keine besonderen Ereignisse nach dem Schluss des Geschäftsjahres eingetreten.

Entgelte des Abschlussprüfers

Die Entgelte des Abschlussprüfers setzen sich im Geschäftsjahr 2016 wie folgt zusammen:

	31.12.2016 €	31.12.2015 €
Prüfungsentgelt Geschäftsjahr	25.000	23.000
Andere Bestätigungsleistungen	17.685	0

Ergänzende Angaben

Die Gesamtbezüge der Mitglieder des Vorstandes beliefen sich im Geschäftsjahr 2016 auf TS 796 €.

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

Die Vergütungen an den Aufsichtsrat betrugen im Geschäftsjahr 2016 insgesamt 19.890 € (Vorjahr TS 10 €).

ORGANE DER GESELLSCHAFT

Vorstand

[DI Andreas Eigenbauer](#)

(seit 25.3.2016)

[Dr. Wolfgang Urbantschitsch](#)

(seit 25.3.2016)

[DI Walter Boltz](#)

(bis 25.3.2016)

[DI \(FH\) Mag. \(FH\) Martin Graf, MBA](#)

(bis 25.3.2016)

Als Mitglieder des Aufsichtsrates waren im Geschäftsjahr 2016 folgende Personen tätig:

[Dr. Edith Hlawati](#)

(Vorsitzende) (seit 15.3.2016)

[Mag. Dorothea Herzele](#)

(Stellvertreter der Vorsitzenden)

(seit 15.3.2016)

[Mag. Christian Domany](#)

(seit 15.3.2016)

[Robert Strayhammer, MA](#)

(seit 15.3.2016)

[Univ.-Prof. DDr. Walter Barfuß](#)

(Vorsitzender) (bis 15.3.2016)

[Dr. Georg Obermeier](#)

(Stellvertreter des Vorsitzenden)

(bis 15.3.2016)

[Mag. Gunda Kirchner](#)

(bis 15.3.2016)

[Mag. Ulrike Wilfling](#)

(bis 15.3.2016)

Vertreter des Betriebsrates:

[Ing. Martin Brozka](#)

[Dr. Johannes Mrazek](#)

Wien, am 2. Februar 2017

Der Vorstand



DI Andreas Eigenbauer

Dr. Wolfgang Urbantschitsch

ANLAGENSPIEGEL ZUM 31. DEZEMBER 2016					
	Anschaffungs- und Herstellungskosten				
	1.1.2016 €	Zugänge €	Umbuchungen €	Abgänge €	31.12.2016 €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:					
1. Strombezugsrecht	18.601,71	0,00	0,00	0,00	18.601,71
2. EDV-Software	6.306.609,24	1.404.080,58	687.627,20	0,00	8.398.317,02
3. Patentrechte und Lizenzen	0,00	3.360,00	0,00	0,00	3.360,00
4. Geleistete Anzahlungen	634.540,80	78.740,80	-687.627,20	0,00	25.654,40
	6.959.751,75	1.486.181,38	0,00	0,00	8.445.933,13
II. Sachanlagen:					
1. Einbauten in fremde Gebäude	888.141,56	0,00	0,00	0,00	888.141,56
2. Geschäftsausstattung	1.360.832,29	29.275,40	0,00	0,00	1.390.107,69
3. EDV-Hardware	3.037.429,87	80.955,79	0,00	71.260,29	3.047.125,37
4. Personenkraftwagen	123.264,40	70.310,00	0,00	123.264,40	70.310,00
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	1.158.217,37	39.332,48	0,00	15.326,37	1.182.223,48
	6.567.885,49	219.873,67	0,00	209.851,06	6.577.908,10
	13.527.637,24	1.706.055,05	0,00	209.851,06	15.023.841,23

ANLAGENSPIEGEL ZUM 31. DEZEMBER 2016

	kumulierte Abschreibungen				Buchwerte	
	1.1.2016 €	Zugänge €	Abgänge €	31.12.2016 €	31.12.2015 €	31.12.2016 €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:						
1. Strombezugsrecht	18.366,23	117,74	0,00	18.483,97	235,48	117,74
2. EDV-Software	4.944.736,33	1.167.354,85	0,00	6.112.091,18	1.361.872,91	2.286.225,84
3. Patentrechte und Lizenzen	0,00	168,00	0,00	168,00	0,00	3.192,00
4. Geleistete Anzahlungen	0,00	0,00	0,00	0,00	634.540,80	25.654,40
	4.963.102,56	1.167.640,59	0,00	6.130.743,15	1.996.649,19	2.315.189,98
II. Sachanlagen:						
1. Einbauten in fremde Gebäude	665.614,95	53.347,29	0,00	718.962,24	222.526,61	169.179,32
2. Geschäftsausstattung	1.192.405,79	65.998,44	0,00	1.258.404,23	168.426,50	131.703,46
3. EDV-Hardware	2.501.857,49	375.647,11	67.278,98	2.810.225,62	535.572,38	236.899,75
4. Personenkraftwagen	80.170,65	26.026,25	97.408,15	8.788,75	43.093,75	61.521,25
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	967.084,86	229.734,45	14.595,83	1.182.223,48	191.132,51	0,00
	5.407.133,74	750.753,54	179.282,96	5.978.604,32	1.160.751,75	599.303,78
	10.370.236,30	1.918.394,13	179.282,96	12.109.347,47	3.157.400,94	2.914.493,76

LAGEBERICHT DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

FÜR DIE REGULIERUNG DER ELEKTRIZITÄTS- UND ERDGASWIRTSCHAFT (E-CONTROL) FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2016

Geschäftsverlauf, Geschäftsergebnis und Lage des Unternehmens

GESCHÄFTSTÄTIGKEIT UND RAHMENBEDINGUNGEN

Im Geschäftsjahr 2016 umfasste die Tätigkeit der Regulierungsbehörde insbesondere die Genehmigung und Nichtuntersagung von allgemeinen Bedingungen von Energielieferanten und Energieversorgern, die Feststellung der Kostenbasis von Netzbetreibern für den Strom- und Gasbereich, die Festsetzung der Systemnutzungsentgelte, die Zulassung für die Tätigkeit eines Bilanzgruppenverantwortlichen sowie die Überwachung der Entflechtung und die Führung von zweitinstanzlichen Beschwerdeverfahren vor den Verwaltungsgerichten. Überdies wurden zahlreiche Aufsichtsverfahren zur Einhaltung der einschlägigen Rechtsgrundlagen durch die Marktteilnehmer sowie kartellrechtliche Verfahren geführt. Neben den Systemnutzungsentgeltverordnungen wurden auch Marktregeln neu erlassen. Auf europäischer Ebene war die Ausarbeitung von Netzwirkkodizes zur Weiterentwicklung des EU-Energiebinnenmarktes ein Arbeitsschwerpunkt, der in weiterer Folge innerstaatlich zu einer Umsetzung führte.

Des Weiteren war die Erhebung von Rechtsmitteln und die damit zusammenhängende Prüfung von wettbewerbsrechtlich relevanten Tatbeständen betreffend einen auszurufen den Strom-Engpass an der deutsch-österreichischen Grenze aufgrund einer Stellungnah-

me der europäischen Regulierungsagentur ein umfassender Arbeitsschwerpunkt. Dies führte in weiterer Folge zu Anfechtungen vor den europäischen Instanzen. Hinzu kamen umfangreiche Tätigkeiten der Streitschlichtung sowie das Berichtswesen.

Als ein wesentlicher Bestandteil der Endkundenservices der Energie-Control Austria wurde bereits 2002 eine Schlichtungsstelle eingerichtet, bei der Endkunden Hilfeleistung zu Fragen und Problemen mit dem Netzbetreiber oder Lieferanten erhalten können. Seit 2016 wurde die Schlichtungsstelle weiter aufgewertet und ist nun nach dem Alternative-Streitbeilegung-Gesetz eine durch das Bundesministerium für Arbeit, Soziales und Konsumentenschutz an die Europäische Kommission notifizierte Schlichtungsstelle.

Durch Erlassung weiterer Netzkodizes auf europäischer Ebene wird sich die Energie-Control Austria mit weiteren internationalen Sachverhalten auseinandersetzen. Überdies sind die nationalen Rechtsgrundlagen (insbesondere Verordnungen der Energie-Control Austria) auf Übereinstimmung mit den Netzkodizes zu überprüfen. Ein weiterer Schwerpunkt wird aufgrund der neuen Regulierungsperiode die Prüfung der Verteilernetzbetreiber sein. Aufgrund von Anfechtungen erstinstanzlicher Bescheide der

Energie-Control Austria durch Marktteilnehmer sowie der Klärung der Unabhängigkeit der Energie-Control Austria durch den VwGH werden weitere Verfahren vor den Verwaltungsgerichten zu führen sein.

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

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

sellschaft. Zum Stichtag 3. März 2011 wurde das Stammkapital sowie der Bilanzgewinn der Energie-Control GmbH (in Höhe TS 3.707 €) in eine „Erhaltene Anzahlung“ auf zukünftige, nicht-regulatorische Leistungen umgewidmet. Diese Anzahlung diente auch im abgelaufenen Geschäftsjahr 2016 zur Verrechnung der von der Republik Österreich gemäß § 32 Abs. 6 E-ControlG an die Energie-Control Austria (als Rechtsnachfolgerin der Energie-Control GmbH) in Folgejahren zu leistenden Beiträge im Rahmen der nach § 5 Abs. 4 E-ControlG von der Energie-Control Austria zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse. Diese Anzahlung hat sich im abgelaufenen Geschäftsjahr 2016 durch verrechnete Aufwendungen für Aufgaben im Rahmen des § 5 Abs. 4 E-ControlG um TS 282 € (zuzüglich 20% USt) reduziert und wird nun in der Bilanz mit TS 1.902 € ausgewiesen.

Bereits 2014 wurde im Bereich der nach § 13 Ökostromgesetz 2002 und § 8 KWK Gesetz 2008 von der Energie-Control Austria verwalteten Unterstützungsbeiträge für KWK-Anlagen eine abschließende Auszahlung auf Basis einer Feststellung per Bescheid durchgeführt. Damit waren nach dem Abschluss der letzten offenen Verfahren im Bereich der Stranded Costs-Beiträge im Jahr 2013 auch im Bereich der KWK-Unterstützungsbeiträge sämtliche Ansprüche der Begünstigten abgegolten. Im abgelaufenen Geschäftsjahr 2016 wurden daher Überzahlungen und erwirtschaftete

Kapitalerträge aus KWK- und Stranded Costs-Verfahren als Sonder- und Treuhandvermögen verwaltet. Bis zum Vorliegen einer abschließenden Entscheidung des Gesetzgebers hinsichtlich der weiteren Verwendung des noch verbleibenden Sondervermögens wird die Energie-Control Austria die liquiden Mittel auch über den 31. Dezember 2016 hinaus weiterhin als Treuhänder verwalten.

FINANZIELLE KENNZAHLEN DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

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

KAPITALSTRUKTURANALYSE OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DES SONDER- UND TREUHANDVERMÖGENS		
	Zeitraum 1. 1. – 31.12.2016	Zeitraum 1. 1. – 31.12.2015
1. Fiktive Schuldentilgungsdauer *)		
Rückstellungen	2.002.901	2.052.050
+ Verbindlichkeiten (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	3.825.487	6.446.138
- Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
- Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	-2.898.906	-5.014.327
Zwischensumme	2.929.481	3.483.861
Ergebnis nach Steuern	49.465	111.870
+ Abschreibungen im Anlagevermögen	1.918.394	1.474.018
- Zuschreibungen im Anlagevermögen	0	0
-/+ Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	-18.878	-229
+/- Erhöhung/Verringerung langfristige Rückstellungen	99.098	23.652
Mittelüberschuss aus dem Ergebnis nach Steuern	2.048.079	1.609.311
= Fiktive Schuldentilgungsdauer	1,43 Jahre	2,16 Jahre

*) ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

KAPITALSTRUKTURANALYSE OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DES SONDER- UND TREUHANDVERMÖGENS

	Zeitraum 1. 1. – 31.12.2016	Zeitraum 1. 1. – 31.12.2015
2. Eigenmittelquote*		
Eigenkapital	906.713	857.248
Gesamtkapital (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	6.735.100	9.355.436
– von Vorräten „abziehbare“ Anzahlungen	0	0
= Eigenmittelquote	13,46%	9,16%

*) ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

LIQUIDITÄTSANALYSE OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DES SONDER- UND TREUHANDVERMÖGENS

	Zeitraum 1. 1. – 31.12.2016	Zeitraum 1. 1. – 31.12.2015
1. Working Capital Ratio *)		
kurzfristige Aktiva (Umlaufvermögen)	3.788.624	6.183.824
kurzfristige Passiva	3.495.576	5.925.640
= Working Capital Ratio	108,38%	104,36%
2. Dynamischer Verschuldungsgrad *)		
Rückstellungen	2.002.901	2.052.050
+ Verbindlichkeiten (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	3.825.487	6.446.138
– Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
– Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	–2.898.906	–5.014.327
– Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	–65.687	–98.168
– sonstige Forderungen	–140.356	–304.087
= Effektivverschuldung	2.723.438	3.081.606
Cashflow aus dem Ergebnis	–458.812	942.518
= Dynamischer Verschuldungsgrad	n.a.	3,27 Jahre

*) ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

KAPITALFLUSSRECHNUNG OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DER VERÄNDERUNG IM SONDER- UND TREUHANDVERMÖGEN		
	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2016	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2015
Ergebnis vor Steuern*	49.968	116.672
+ Abschreibung	1.918.394	1.474.018
-/+ Erträge/Verluste aus dem Abgang vom Anlagevermögen	-18.878	-229
-/+ Erträge/Verluste aus dem Abgang von Finanzanlagen	0	0
+/- Veränderung langfristige Rückstellungen	99.098	23.652
-/+ Veränderung der Vorräte	0	6.379
-/+ Veränderung Forderungen Lieferungen und Leistungen	32.481	-63.168
-/+ Veränderung sonstiger Forderungen	163.730	466.511
-/+ Veränderung Aktive Rechnungsabgrenzungsposten	65.796	-253.970
+/- Veränderung kurzfristige Rückstellungen	-148.248	64.668
+/- Veränderung Verbindlichkeiten Lieferungen und Leistungen	-620.126	69.109
+/- Veränderung sonstiger Verbindlichkeiten	-2.000.525	-956.322
Netto-Geldfluss aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	-458.309	947.320
Steuern vom Einkommen und Ertrag*)	-503	-4.802
Netto-Geldfluss aus der laufenden Geschäftstätigkeit	-458.812	942.518
+/- Einzahlungen aus dem Abgang vom Anlagevermögen (ohne FAV)	49.447	25.002
+/- Einzahlungen aus dem Abgang von Finanzanlagen	0	0
- Investitionen in das Anlagevermögen (ohne FAV)	-1.706.055	-1.888.076
- Investitionen in das Finanzanlagevermögen	0	0
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	-1.656.609	-1.863.074
+/- Veränderung Bank- und Finanzierungsverbindlichkeiten	0	0
+/- Zuschüsse/Entnahmen Eigenkapital	0	0
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit	0	0
Zahlungswirksame Veränderung des Finanzmittelbestandes		
+/- Veränderung Kassa/Bank	-2.115.421	-920.558
+/- Veränderung Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
Veränderung liquider Mittel	-2.115.421	-920.558
+ Finanzmittelbestand am Beginn der Periode	5.014.327	5.934.885
Finanzmittelbestand am Ende der Periode	2.898.906	5.014.327

*) ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

Aufgrund der Sachzieldominanz einer Regulierungsbehörde und der damit fehlenden Gewinnorientierung sind Erfolgskennzahlen als finanzielle Leistungsindikatoren für die Energie-Control Austria jedoch nur von geringer Aussagekraft, da sich daraus regulatorische Wirkung und Effektivität nicht ableiten lässt.

In Folge der fehlenden Gewinnorientierung, der gesetzlichen Ausgestaltung des Finanzierungsmodus (Einhebung eines ausschließlich kostendeckenden Finanzierungsentgeltes) sowie dem geringen Widmungskapital sind eigenkapitalbildende Maßnahmen nur in eingeschränktem Ausmaß möglich. Eine Anhebung des Eigenkapitals hat sich für die Energie-Control Austria nun in Folge der Anwendung des Rechnungslegungs-Änderungsgesetzes 2014 (RÄG 2014, BGBl. I Nr. 22/2015) im Geschäftsjahr 2016 ergeben. So musste die Energie-Control Austria bis zum Geschäftsjahr 2015 den Bestand an geringwertigen Vermögensgegenständen im Sinne des § 13 Einkommensteuergesetz auf Grund des betragslichen Umfangs aktivieren und planmäßig über 4 Jahre abschreiben und in Höhe der steuerlichen Sonderabschreibung jährlich eine Bewertungsreserve im Posten „unversteuerte Rücklagen“ bilden. In Folge der Anwendung der Bestimmungen des Rechnungslegungs-Änderungsgesetzes 2014 (RÄG 2014, BGBl. I Nr. 22/2015) wurde diese Bewertungsreserve mit Wirkung 1.1.2016 in eine „freie Gewinnrücklage“ im Posten „Eigenkapital“ in Höhe von TS 191 € umgegliedert.

Demgegenüber führte die Umwidmung des Eigenkapitals sowie des Bilanzgewinns der Energie-Control GmbH mit Stichtag 3. März 2011 in eine „Erhaltene Anzahlung“ für die in Folgejahren für die Republik Österreich zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse zu einer wesentlichen Erhöhung der Verbindlichkeiten der Energie-Control Austria. Im Geschäftsjahr 2016 wurde durch die Weiterverrechnung von nicht-regulatorischen Leistungen diese Verbindlichkeiten erneut schrittweise abgebaut. Auch in den kommenden Geschäftsjahren wird eine solche schrittweise Reduktion stattfinden.

Ein Liquiditätsrisiko in Folge einer vorzeitigen Fälligestellung dieser Verbindlichkeit ist eher gering einzuschätzen, da die Verrechnung der im allgemeinen öffentlichen Interesse wahrgenommenen Aufgaben zwischen der Energie-Control Austria sowie der Republik Österreich nur in beiderseitigem Einvernehmen sowie unter Bedachtnahme der Liquiditätssituation der Energie-Control Austria erfolgen kann. In Kombination mit der zum Bilanzstichtag ermittelten Schuldentilgungsdauer von nur rd. 1,4 Jahren ergibt sich somit für die Energie-Control Austria kein unmittelbarer Handlungsbedarf.

Voraussichtliche Entwicklung des Unternehmens

Die Regulierungsbehörde Energie-Control Austria hat durch die oben dargestellten Gesetzgebungsakte (insbesondere Netzkodizes) einen erweiterten Verantwortungsbereich erhalten.

Der in der Vergangenheit erfolgte, gesetzlich notwendige Ausbau der quantitativen und qualitativen, personellen und sachlichen Ausstattung von Kernfunktionen der Energie-Control Austria entspricht den derzeitigen Anforderungen. Für die kommenden Jahre ist eine wesentliche gesetzliche Änderung in der Geschäftspolitik und in der strategischen Ausrichtung der Energie-Control Austria, die deren wirtschaftliche Situation und Entwicklung nachhaltig negativ beeinträchtigen könnte, nicht zu erwarten. Jedoch sind punktuelle Erweiterungen des Aufgabenumfanges absehbar, wie beispielsweise durch die Umsetzung der im abgelaufenen Geschäftsjahr

2016 abgeschlossenen EU-Richtlinie zu Netzwerk- und Informationssicherheit (NIS Richtlinie: National strategy on the security of networks and information systems) und die von der EU geplanten rechtlichen Änderungen der EU-Richtlinie COM/2015/0572 zur Schaffung der Energieunion. Die durch diese neuen Rechtsvorschriften allenfalls erforderlichen zusätzlichen Personal- und Sachressourcen sind im Rahmen der vorhandenen Budgetierung für das kommende Geschäftsjahr 2017 gedeckt.

Die gesetzlichen Finanzierungsregeln ermöglichen im abgelaufenen Geschäftsjahr 2016 eine entsprechende volle Kostenabdeckung. Auch für die zukünftigen Geschäftsjahre nach 2017 kann von dieser gesetzlich vorgesehenen, vollen Kostenabdeckung ausgegangen werden.

Risikoberichterstattung

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

Die Energie-Control Austria ist aufgrund ihrer Sachzieldominanz und indem sie keine Produkte oder Dienstleistungen im betriebswirtschaftlichen Sinne erzeugt oder vertreibt, für die es eine Preisbildung an Märkten durch Angebot und Nachfrage gibt, unverändert im abgelaufenen Geschäftsjahr 2016 und

auch zukünftig keinem Markt-, Absatz-, Kunden- oder Produktionsrisiko ausgesetzt. Die Energie-Control Austria unterliegt wie auch bisher keinem Gewinnstreben, wodurch sich auch alle damit in Zusammenhang stehenden Risiken auf lange Sicht ausschließen. Die Energie-Control Austria steht als Regulierungsbehörde in der Rechtsform einer Anstalt des öffentlichen Rechts mit ihren Leistungen nicht im Wettbewerb zu Dritten, sondern übt gesetzlich vorgegebene Aufgaben behördlich

und unabhängig jeglicher Einflussnahmen aus. Derzeit sind keine weiteren maßgeblichen Gesetzesänderungen absehbar, welche die Aufgaben der Energie-Control Austria im obigen Sinne anders bestimmen könnten. Da folglich aus heutiger Sicht keine weiteren Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen oder Einflussnahmen erkennbar sind, werden auch hieraus ableitbare Risiken als sehr gering eingestuft.

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

Wie in den abgelaufenen Geschäftsjahren zuvor bestehen auch weiterhin für die Energie-Control Austria keine Währungsrisiken, da annähernd alle Geschäftsvorfälle in Euro abgewickelt werden. Somit gibt es auch keine Geschäftsaktivitäten oder bilanziellen Vorsor-

gen zur Minimierung von Währungsrisiken. Auch Veranlagungen werden nur in Euro getätigt. Somit bleiben zwar einerseits bei der Veranlagung Währungschancen durch ein Spekulationsverbot ungenutzt, andererseits werden hier aber auch die Währungsrisiken weitestgehend ausgeschlossen

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

Das Finanzierungsrisiko der Energie-Control Austria ist aufgrund gesetzlicher Regelungen nach wie vor sehr gering. Die Energie-Control Austria ist gemäß dem mit 3. März 2011 in Kraft getretenen Energie-Control-Gesetz berechtigt, zur Erfüllung ihrer den Elektrizitäts- und Erdgasmarkt betreffenden Aufgaben von den Höchstspannungsnetzbetreibern bzw. Marktgebiets- und Verteilergebietsmanagern ein kostendeckendes Finanzierungsentgelt einzuheben. Die entsprechenden Vorschriften sowie Vorschaurechnungen für das Geschäftsjahr 2016 wurden vom Aufsichtsrat genehmigt.

So fand auch im Geschäftsjahr 2016 die Einhebung des Finanzierungsentgelts planmäßig statt. Somit ist auch das Ergebnis der Energie-Control Austria von der Aufwands- und Ertragsentwicklung unabhängig.

Auch ergeben sich keine wesentlichen Änderungen in der Risikostruktur der Energie-Control Austria. Weder im abgelaufenen Geschäftsjahr 2016 gab es hierzu Anzeichen, noch wird eine solche für die Zukunft erwartet.

Das Risikomanagement der Energie-Control Austria wird regelmäßig überprüft und bedarfsgemäß angepasst, da die Risiken zur Erfüllung und Aufrechterhaltung der Energie-Control Austria übertragenen Aufgaben zukünftig steigen werden.

Mit dem Risikomanagement wird erreicht, das aus Sicht einer Risikoanalyse verbleibende Restrisiko für die Energie-Control Austria zu minimieren. Die Energie-Control Austria hat daher im abgelaufenen Geschäftsjahr 2016 begonnen, das Risikomanagement adäquat einer Energieregulierungsbehörde auszubauen. Dabei ist auf die Besonderheit einer nicht am Markt tätigen Unternehmung, welche keine Produkte oder Dienstleistungen im betriebswirtschaftlichen Sinne erzeugt oder vertreibt, Bezug zu nehmen

Grundlage hierfür bilden die Empfehlungen des nationalen Rechnungshofs, die sich einerseits am COSO-Standard (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) – und andererseits an den INTOSAI GOV-Standards (International Organisation of Supreme Audit Institutions) zu Risikomanagement und Internem Kontrollsystem orientieren. Mittelfristig erwartet die Energie-Control Austria eine weitere verpflichtende Formalisierung des Risikobewertungswesens.

RISIKOMANAGEMENTZIELE UND -METHODEN

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

Die Energie-Control Austria hat bereits in den Vorjahren festgelegt, dass Geschäfte in einer anderen Währung als Euro eindeutige Spekulationen auf Währungsdifferenzen darstellen. Somit wird eine sichere, treuhändische Verwaltung und Veranlagung der Gelder, die der Energie-Control Austria anvertraut sind, gewährleistet und trotzdem die Erwirtschaftung marktorientierter, sicherer Zinserträge ermöglicht. Im abgelaufenen Geschäftsjahr 2016 wurden keine Veranlagungen zu Negativzinsen abgeschlossen.

Zu diesem Zweck wurde das im Jahr 2007 von der Energie-Control GmbH aufgebaute Risikomanagement für die Verwaltung und Veranlagung des Sondervermögens auch im abgelaufenen Geschäftsjahr 2016 von der Energie-Control Austria in vollem Umfang angewandt, um die Risiken, die sich aufgrund der weiterhin weltumspannenden Anspannungen auf den Finanzmärkten ergeben, für die Energie-Control Austria gering zu halten.

So wurde auch im Jahr 2016 erneut das bestehende Risikomanagement laufend überprüft, im Aufsichtsrat diskutiert und weiterentwickelt.

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

Die Anwendung konservativer Veranlagungsregeln wurde somit auch im Geschäftsjahr 2016 in einem Marktumfeld anhaltend historisch niedriger Marktzinsen beibehalten. Die hohen Qualitätsanforderungen an Veranlagungsprodukte und zusätzliche Prüfungen und Kontrollen wurden mit Änderungen fortgeschrieben, um eine konservative, sicherheitsorientierte Veranlagung zu gewährleisten. Wie in den Vorjahren galt ebenso der Ausschluss von Bankgeschäften, die die nominale Substanz des Anlagebetrags gefährden können, das Verbot spekulativer Bankgeschäfte sowie das Verbot der Fremdmittelaufnahme, um Bankgeschäfte zu tätigen. Alle Geschäftsaktivitäten erfolgten nach dem Grundsatz maximaler Transparenz, sodass Veranlagungsentscheidungen von Einzelpersonen ausgeschlossen werden können.

Aufgrund der Veranlagungsvolumina werden von den Bank- und Kreditinstituten noch weiterhin geringe Verrechnungsspesen angesetzt. Andere bankübliche Konditionen entfallen. Die Energie-Control Austria erhält für die Ausführung der Treuhandfunktion aus Erträgen des Sonder- und Treuhandvermögens (wie in Vorjahren) derzeit kein Entgelt. Auch entfallen Kosten für Bank- und Veranlagungs-

beratungsleistungen. Somit wird der Wert des Sonder- und Treuhandvermögens nicht durch hohe bankübliche Management- und Abwicklungsgebühren oder Beratungskosten geschmälert. Diese würden anfallen, wäre ein Dritter mit der Verwaltung des Sonder- und Treuhandvermögens beauftragt.

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

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

Allfällige Personalrisiken, wie beispielsweise Fluktuation oder Krankheit, werden durch

interne Maßnahmen, zeitgemäße Organisationsformen, moderne Arbeitszeitmodelle, verantwortliche Mitarbeiterführung, Teilnahme an internationalen Projekten und vielfältigen sachorientierten Weiterbildungsmaßnahmen sowie einem regelmäßigen Angebot an Gesundheitsberatung eingegrenzt. All diese Maßnahmen wurden in der Vergangenheit bereits erfolgreich umgesetzt und werden ständig weiterentwickelt und verbessert, um die Wissensbasis der Energie-Control Austria auf einem hohen Standard zu halten. Die durchgeführten Maßnahmen trugen im abgelaufenen Geschäftsjahr 2016 zu einer niedrigen Fluktuation bei, zu einem abermals deutlich unter dem Bundesdurchschnitt Österreichs liegenden Krankenstandsniveau, einer sehr hohen Leistungsorientierung, zu einer starken Mitarbeiterbindung und einer beiderseitigen Loyalität. Alle Maßnahmen sind darauf ausgerichtet, das hohe Expertenniveau der spezialisierten Fachkräfte zu halten und zu steigern, um den steigenden Anforderungen auf europäischer und nationaler Ebene entsprechen zu können.

RISIKOMANAGEMENT IM BEREICH DER IT

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

Da die Nicht-Funktionsfähigkeit oder eingeschränkte Funktionsfähigkeit von Teilen der IT-Infrastruktur oder der IT-Anwendungen

auch weitreichende Folgen für die Regulierungstätigkeit der gesamten Energie-Control Austria haben kann, wurde das IT-Risikomanagement im Jahr 2016, wie schon in Vorjahren, einer externen Analyse und Anpassung unterzogen. Durch das bereits in Vorjahren in Betrieb genommene Ausfallrechenzentrum werden sowohl die Ausfall- als auch die Betriebssicherheit weiterhin auf einem konstant hohen Niveau gehalten.

RISIKOMANAGEMENT REMIT

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

Im Jahr 2016 konnte die Implementierung der Software zur Überwachung des Großhandels erfolgreich abgeschlossen werden, sodass mit der operativen Überwachung des Handels mit Erfüllungsort Österreich begonnen werden konnte. Die Datenbank enthielt zu Jahresende rd. 50 Mio. Transaktionen, darunter rd. 5 Mio. Vertragsabschlüsse. Die primäre Datenquelle für Transaktionen stellt mittlerweile ACER, die Agentur für die Zusammenarbeit der Europäischen Regulierungsbehörden, dar. Bedingung für den Erhalt der Daten war ein von ACER durchgeführter Peer-Review-Prozess hinsichtlich der Maßnahmen zur Gewährleistung der Datenvertraulichkeit.

Im Mai 2016 ist dieser Prozess positiv abgeschlossen und die getroffenen Maßnahmen als ausreichend akzeptiert worden. Es ist ge-

plant, weitere Daten hinsichtlich des Regelenergiemarktes sowie weiterer Fundamentaldaten von anderen Datenquellen zu übernehmen. Der operative Betrieb besteht einerseits

aus der Analyse der übermittelten Daten und andererseits aus der Untersuchung von Verdachtsfällen, die über definierte Kanäle an die E-Control Austria herangetragen werden.

Bericht über Forschung und Entwicklung

Im abgelaufenen Geschäftsjahr 2016 setzte sich die enge Zusammenarbeit und der beidseitige Wissenstransfer mit nationalen und internationalen Universitäten, internationalen Energie-Experten und internationalen Energie-Regulierungsbehörden fort. Die Energie-Control Austria wird aufgrund der intensiven Arbeit und des hohen Engagements und der Flexibilität ihrer Mitarbeiter in den vergangenen Jahren innerhalb der europäischen Energie-Regulatoren als vorausschauender „think tank“ mit „thought leadership“ wahrgenommen. Somit ist es der Energie-Control Austria möglich, an internationalen Forschungs- und Arbeitsprojekten im Energiebereich aktiv teilzunehmen. Sie leistet damit auch einen wesentlichen Beitrag zu wichtigen Themen der österreichischen und der europäischen Strom- und Gasmarktregulierung.

Die Kompetenz der Energie-Control Austria ist international äußerst hoch geschätzt und trug dazu bei, im Geschäftsjahr 2016 das von der Europäischen Union ausgeschriebene und von der Energie-Control gewonnene Twinning-Projekt in Algerien fortzuführen. Auch das der Energie-Control von der Europäischen Union ebenfalls zugeschlagene Twinning-Projekt in Georgien wurde im Jahr 2016 erfolgreich fortgeführt. Beide Twinning-Projekte werden im Geschäftsjahr 2017 abgeschlossen.

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

Wien, am 2. Februar 2017
Der Vorstand



DI Andreas Eigenbauer

Dr. Wolfgang Urbantschitsch



BESTÄTIGUNGSVERMERK

BERICHT ZUM JAHRESABSCHLUSS

Prüfungsurteil

Wir haben den Jahresabschluss der **Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control), Wien**, bestehend aus der Bilanz zum 31. Dezember 2016, der Gewinn- und Verlustrechnung für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr und dem Anhang, geprüft.

Nach unserer Beurteilung entspricht der beigefügte Jahresabschluss den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt ein möglichst getreues Bild der Vermögens- und Finanzlage zum 31. Dezember 2016 sowie der Ertragslage der Anstalt öffentlichen Rechts für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften und den sondergesetzlichen rechnungslegungsbezogenen Vorschriften des Energie-Control-Gesetzes (E-ControlG).

GRUNDLAGE FÜR DAS PRÜFUNGSURTEIL

Wir haben unsere Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Diese Grundsätze erfordern die Anwendung der International Standards on Auditing (ISA). Unsere Verantwortlichkeiten nach diesen Vorschriften und Standards sind im Abschnitt „Verantwortlichkeiten des Abschlussprüfers für die Prüfung des Jahresabschlusses“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben.

Wir sind von der Anstalt öffentlichen Rechts unabhängig in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und wir haben unsere sonstigen beruflichen Pflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen.

VERANTWORTLICHKEITEN DER GESETZLICHEN VERTRETER UND DES AUFSICHTSRATS FÜR DEN JAHRESABSCHLUSS

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Jahresabschlusses und dafür, dass dieser in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften und den sondergesetzlichen rechnungslegungsbezogenen Vorschriften des Energie-Control-Gesetzes (E-ControlG) ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Anstalt öffentlichen Rechts vermittelt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig erachten, um die Aufstellung eines Jahresabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist.

Bei der Aufstellung des Jahresabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit der Anstalt öffentlichen Rechts zur Fortführung der Unterneh-

menstätigkeit zu beurteilen, Sachverhalte im Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit – sofern einschlägig – anzugeben, sowie dafür, den Rechnungslegungsgrundsatz der Fortführung der Unternehmenstätigkeit anzuwenden, es sei denn, die gesetzlichen Vertreter beabsichtigen, entweder die Anstalt öffentlichen Rechts zu liquidieren oder die Unternehmenstätigkeit einzustellen oder haben keine realistische Alternative dazu.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses der Anstalt öffentlichen Rechts.

VERANTWORTLICHKEITEN DES ABSCHLUSSPRÜFERS FÜR DIE PRÜFUNG DES JAHRESABSCHLUSSES

Unsere Ziele sind, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Jahresabschluss als Ganzes frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist und einen Bestätigungsvermerk zu erteilen, der unser Prüfungsurteil beinhaltet. Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung, die die Anwendung der ISA erfordern, durchgeführte Abschlussprüfung eine wesentliche falsche Darstellung, falls eine solche vorliegt, stets aufdeckt.

Falsche Darstellungen können aus dolosen Handlungen oder Irrtümern resultieren und

werden als wesentlich angesehen, wenn von ihnen einzeln oder insgesamt vernünftigerweise erwartet werden könnte, dass sie die auf der Grundlage dieses Jahresabschlusses getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Nutzern beeinflussen.

Als Teil einer Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung, die die Anwendung der ISA erfordern, üben wir während der gesamten Abschlussprüfung pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung.

Darüber hinaus gilt:

- > Wir identifizieren und beurteilen die Risiken wesentlicher – beabsichtigter oder unbeabsichtigter – falscher Darstellungen im Abschluss, planen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken, führen sie durch und erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen. Das Risiko, dass aus dolosen Handlungen resultierende wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist höher als ein aus Irrtümern resultierendes, da dolose Handlungen betrügerisches Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen oder das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- > Wir gewinnen ein Verständnis von dem für die Abschlussprüfung relevanten internen Kontrollsystem, um Prüfungshandlungen

zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit des internen Kontrollsystems der Anstalt öffentlichen Rechts abzugeben.

- > Wir beurteilen die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte in der Rechnungslegung und damit zusammenhängende Angaben.
- > Wir ziehen Schlussfolgerungen über die Angemessenheit der Anwendung des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit durch die gesetzlichen Vertreter sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die erhebliche Zweifel an der Fähigkeit der Anstalt öffentlichen Rechts zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen kann. Falls wir die Schlussfolgerung ziehen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, in unserem Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Jahresabschluss aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch die Abkehr der Anstalt öffentlichen Rechts von der

Fortführung der Unternehmenstätigkeit zur Folge haben.

- > Wir beurteilen die Gesamtdarstellung, den Aufbau und den Inhalt des Jahresabschlusses einschließlich der Angaben sowie ob der Jahresabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse in einer Weise wiedergibt, dass ein möglichst getreues Bild erreicht wird.

Wir tauschen uns mit dem Aufsichtsrat unter anderem über den geplanten Umfang und die geplante zeitliche Einteilung der Abschlussprüfung sowie über bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger bedeutsamer Mängel im internen Kontrollsystem, die wir während unserer Abschlussprüfung erkennen, aus.

Wir geben dem Aufsichtsrat auch eine Erklärung ab, dass wir die relevanten beruflichen Verhaltensanforderungen zur Unabhängigkeit eingehalten haben und tauschen uns mit ihm über alle Beziehungen und sonstigen Sachverhalte aus, von denen vernünftigerweise angenommen werden kann, dass sie sich auf unsere Unabhängigkeit und – sofern einschlägig – damit zusammenhängende Schutzmaßnahmen auswirken.

BERICHT ZUM LAGEBERICHT

Der Lagebericht ist auf Grund der österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften darauf zu prüfen, ob er mit dem Jahresabschluss in Einklang steht und ob der Lagebericht nach den geltenden rechtlichen Anforderungen aufgestellt wurde.

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Lageberichts in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften.

Wir haben unsere Prüfung in Übereinstimmung mit den Berufsgrundsätzen zur Prüfung des Lageberichts durchgeführt.

URTEIL

Nach unserer Beurteilung ist der Lagebericht nach den geltenden rechtlichen Anforderungen aufgestellt worden und steht in Einklang mit dem Jahresabschluss.

ERKLÄRUNG

Angesichts der bei der Prüfung des Jahresabschlusses gewonnenen Erkenntnisse und des gewonnenen Verständnisses über die Anstalt öffentlichen Rechts und ihr Umfeld wurden wesentliche fehlerhafte Angaben im Lagebericht nicht festgestellt.

SONSTIGE INFORMATIONEN

Die gesetzlichen Vertreter sind für die sonstigen Informationen verantwortlich. Die sonstigen Informationen beinhalten alle Informationen im Tätigkeitsbericht 2016, ausgenommen den Jahresabschluss, den Lagebericht und den Bestätigungsvermerk.

Unser Prüfungsurteil zum Jahresabschluss deckt diese sonstigen Informationen nicht ab und wir geben keine Art der Zusicherung darauf ab.

In Verbindung mit unserer Prüfung des Jahresabschlusses ist es unsere Verantwortung, diese sonstigen Informationen zu lesen und zu überlegen, ob es wesentliche Unstimmigkeiten zwischen den sonstigen Informationen und dem Jahresabschluss gibt oder mit unserem, während der Prüfung erlangten Wissen gibt oder sonst wesentlich falsch dargestellt erscheint. Falls wir, basierend auf den durchgeführten Arbeiten, zur Schlussfolgerung gelangen, dass die sonstigen Informationen wesentlich falsch dargestellt sind, müssen wir dies berichten. Wir haben diesbezüglich nichts zu berichten.

Wien, 2. Februar 2017

TPA Wirtschaftsprüfung GmbH



Mag. Dieter Fussenegger

Wirtschaftsprüfer



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

Mag. Dieter Fussenegger ist Bevollmächtigter der TPA Wirtschaftsprüfung GmbH.

TÄTIGKEIT DER E-CONTROL IN ZAHLEN

Rechtliche Verfahren

RECHTLICHE VERFAHREN		
Verfahren	Anzahl	Erläuterungen
Konsultationen – Gas	8	1. GMMO-VO-Nov. 2016
		2. GMMO-VO-Nov. 2016
		GSNE-VO Nov. 2017
		GMO-VO 2017
		GStat-VO 2017
		G-EnLD-VO 2017
		LFP 2016
		KNEP 2016
Konsultationen – Strom	8	HKN-VO 2017
		SNE-VO Nov. 2017
		E-EnLD-VO 2017
		NEP VÜN 2016
		NEP APG 2016
		SOMA 6 Konsultation (Marktregeln)
		SOMA 10 Konsultation (Marktregeln)
Verordnungen – Gas	6	Konsultation der Freistellungskriterien nach den Netzanschlusskodizes
		1. GMMO-VO-Nov. 2016
		2. GMMO-VO-Nov. 2016
		GSNE-VO Nov. 2017
		GMO-VO 2017
		Gstat-VO 2017
Verordnungen – Strom	3	G-EnLD-VO 2017
		HKN-VO 2017
		SNE-VO Nov. 2017
Abgeschlossene Verfahren	239	E-EnLD-VO 2017
		Beschiedverfahren

Endkundenkanäle, Öffentlichkeitsarbeit

ENDKUNDENKANÄLE	
	Anzahl
Anrufe bei der Energie-Hotline	6.800
Schriftliche Anfragen an die Energie-Hotline	1.300
Persönliche Beratungen vor Ort (Beratungen in Gemeinden, für Menschen mit Migrationshintergrund, für Senioren und auf Messen)	1.300
Schlichtungsverfahren	608
Schriftlichen Anfragen bei der Schlichtungsstelle	792

ÖFFENTLICHKEITSARBEIT	
	Anzahl
Veröffentlichung inhaltlicher Updates auf der E-Control Website	rund 1.000
Veröffentlichung von Fachpublikationen und Berichten auf der E-Control Website	19
Veröffentlichung von Meldungen auf den Social-Media-Kanälen Facebook und Twitter	175
> Gesamtreichweite in Personen	rund 500.000
Beauskunftung von Anfragen über Social-Media-Kanäle	rund 500
Abhaltung öffentlicher Webinare	6
> durchschnittliche Teilnehmer	80
Versendung Branchen- bzw. Konsumenten-Newsletter	6
> Reichweite Branche (Empfänger)	rund 600
> Reichweite Konsumenten (Empfänger)	4.000
> Durchschnittliche Öffnungsrate	50%
Community-Mailings zu speziellen Themen und Fragestellungen	10
> Reichweite (Empfänger)	je rund 1.000
> Response-Rate	rund 70%
Broschüren (Statistikbroschüre, PV-Leitfaden, Netzanschlussleitfaden)	3
Flyer (Smart Meter, Schlichtungsstelle, Tarifikalkulator, Rechnungen)	4
Pressegespräche	6
Presseaussendungen	65

Markteintritte und neue Produkte im Tarifikalkulator

MARKTEINTRITTE UND NEUE PRODUKTE IM TARIFKALKULATOR	
	Anzahl
Freigaben (unter einer Freigabe ist ein gesamtes Paket der Änderungen eines Lieferanten zu einem bestimmten Zeitpunkt zu verstehen, also mehrere Produkte, Rabatte und dgl.)	470
Produkte im Tarifikalkulator	ca. 1.100
Zahl der neuen Interessenten für einen Markteintritt* (Händler u/o Lieferant, Strom und Gas) bei der Markteintrittsstelle	79
Zahl der tatsächlich eingetretenen Interessenten (Händler u/o Lieferant, Strom und Gas)	53

* Diese Interessenten haben meist mehrfach zu verschiedensten Themen Anfragen gestellt.
(Die Zahl der Anfragen wird nicht aufgezeichnet.)

Datenerhebungen

Eine Unterscheidung des Datenvolumens nach Anwendungsgebieten – Statistik, Monitoring, Energielenkung – ist insofern schwierig, als Daten für mehrere Zwecke notwendig und damit definiert sind, allerdings nur einmal tatsächlich erhoben werden.

Da sich bei einer Untergliederung nach Anwendungsgebiet Doppelzählungen ergeben würden, werden hier die Anzahl der Datenerheber und die Menge der erhobenen Daten in seiner Gesamtheit dargestellt.

ZAHLE DER MELDER UND MELDUNGEN

ERDGAS					
	Stundenwerte	Tages- Wochenwerte	Monats-/ Halbjahreswerte	Jahreswerte	Energielenkung
Netzbetreiber	21	–	21	21	21
BKO	2	–	–	–	–
Produzenten / Speicher	–	8	8	8	8
Versorger / Einspeiser	–	–	150	150	95
Großabnehmer	(12 NB)	–	–	–	50
Zeitreihen					
Gasmengen	3.400	125	670 / –	2.000	280
Gaswirtschaftlich		75	3.200 / 1.650	16.850	

STROM					
	^{1/4} - Stundenwerte	Tages- Wochenwerte	Monats-/ Halbjahreswerte	Jahreswerte	Energielenkung
Netzbetreiber	25	–	40 / 85	125	125
BKO	1	–	–	–	–
Erzeuger	–	15	65	420	15
Versorger / Lieferanten	–	–	175	175	–
Großverbraucher	(35 NB)	–	–	–	650
Zeitreihen MESAP	Strommengen	4.700	350	4.400 / 2.000	39.700
	Stromwirtschaftlich			– / 5.550	1.300

ERINNERNDE KONTAKTE

Im Jahr 2016 gab es folgende „erinnernde“ Kontakte zu Meldepflichtigen in den Bereichen, Statistik, Energielenkung, Monitoring:

STROM				
	Erinnerung	1. Mahnung	2. Mahnung	Brief
Erzeuger	386	249	197	–
Netzbetreiber	376	109	59	32
Lieferanten/Großverbraucher	290	88	32	12
Summe	1.052	446	288	44

GAS				
	Erinnerung	1. Mahnung	2. Mahnung	Brief
Netzbetreiber	55	5	1	–
Lieferanten/Großverbraucher	102	37	10	–
Summe	157	42	11	–

Vorsitz in europäischen Arbeitsgruppen

Leitende Funktion haben Mitarbeiter der (CEER) und in acht Gruppen der Agentur für E-Control in neun Gremien des Rates der die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER).

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

a
Jahr

A & B
A & B Ausgleichs-
energie & Bilanzgruppen-
Management AG

AB
allgemeine Bedingungen

ABG
Austrian-Bavarian-Gasline

Abs.
Absatz

ACER
Agency for the
Cooperation of Energy
Regulators, Agentur für
die Zusammenarbeit
der Energieregulierungs-
behörden

AGB
allgemeine
Geschäftsbedingungen

AGCS
AGCS Gas Clearing
and Settlement AG

AGGM
Austrian Gas Grid
Management AG

AIB
Association of
Issuing Bodies

APCS
APCS Power Clearing
and Settlement AG

APG
Austrian Power Grid AG

ARL
Ausfallreserveleistung

ASIDI
Average System Interruption
Duration Index

AuSD
Ausfall- und Störungsdaten

BAL TF
Balancing Task-Force

BG
Bilanzgruppe

BGBI
Bundesgesetzblatt

BKO
Bilanzgruppenkoordinator

BMWFJ
Bundesministerium
für Wirtschaft,
Familie und Jugend

BMFWF
Bundesministerium für
Wissenschaft, Forschung
und Wirtschaft

bzw.
beziehungsweise

ca.
zirka

CA RES
Concerted Action
for Renewables

CACM
Capacity Allocation
Congestion
Management

CAM
Capacity Allocation
Mechanisms

CAM TF
Capacity Allocation
Mechanisms Task-Force

CBC
Cross Border Committee

CEE
Central Eastern Europe

CEER
Council of European
Energy Regulators
Rat der Europäischen
Energieregulierungs-
behörden

CEF
Connecting Europe
Fazilität

CEGH
Central European Gas Hub

CEGHIX
Central European Gas
Hub Index, Preisindex
basierend auf Börsetrans-
aktionen für Day-ahead-
Aufträge über die
PEGAS-Plattform

CEM
Costumer
Empowerment

CERT

Computer Emergency
Response Team

CESEC

Central and South Eastern
Europe Gas Connectivity

CNMC

Comisión Nacional
de los Mercados y la
Competencia, spanische
Energieregulierungsbehörde

CO₂

Kohlenstoffdioxid

CRE

Commission de
régulation de l'énergie,
französische Energie-
regulierungsbehörde

CREG

Commission de
Régulation de l'Electricité
et du Gaz, algerische
Energieregulierungs-
behörde

CWE

Central West Europe

DAVID-VO

Datenformat- und
Verbrauchsinformations-
darstellungs-Verordnung

d. h.

das heißt

DS WG

Distribution System
Working Group

EB

Electricity Balancing

ECG

Electricity
Coordination Group

ECRB

Energy Community
Regulatory Board

E-Control

Energie-Control Austria

E-ControlG

Energie-Control-Gesetz

EECS

European Energy
CertificateSystem

E-EnLD-VO

Elektrizitäts-
Energienkungsdaten-
Verordnung

EEX

European Energy
Exchange

EG

Europäische
Gemeinschaft

EGHD-VO

Energiegroßhandels-
datenverordnung

EIWOG

Elektrizitätswirtschafts-
und -organisationsgesetz

EN

Europäische Normen

ERF

Energy Regulators Forum

EnLG

Energienkungs-gesetz

ENTSO-E

European Network of
Transmission System
Operators for Electricity

ENTSO-G

European Network
of Transmission System
Operators for Gas

EPEX

European Power Exchange

EU

Europäische Union

EU-SILC

EU Statistics on Income
and Living Conditions

EWG

Electricity Working Group

EWR

Europäischer
Wirtschaftsraum

exkl.

exklusive

EXXA

Energy Exchange Austria

FCA

Forward Capacity Allocation

FlexMOL

flexible Merit-Order-List

FNB
Fernleitungsnetzbetreiber

FP TF
Future Policy Task-Force

G
Gesetz

GC
Grid Connection

GCA
Gas Connect Austria

GI TF
Gas Infrastructure Task-Force

GMMO-VO
Gasmarktmodell-Verordnung

GNERC
Georgian National
Energy and Water Supply
Regulatory Commission,
georgische Energie-
regulierungsbehörde

GRI SSE
Gas Regional Initiative
South-South-East

GSE
Gas Storage Europe

GSNE-VO
Gas-Systemnutzungs-
entgelte-Verordnung

GTM TF
Gas Target Model Task-Force

GWG
Gaswirtschaftsgesetz

GWh
Gigawattstunde

h
Stunde

H₂
Wasserstoff

HAG
Hungaria-Austria-
Gasleitung

HEA
Hungarian Energy and
Public Regulatory Authority,
ungarische Energie-
regulierungsbehörde

HEPI
Household Energy
Price Index

i.d.F.
in der Fassung

IEA
International Energy
Agency

IGCC
International Grid
Control Cooperation

IKS
Internes Kontrollsystem

IKT
Informations- und
Kommunikationstechnik

IME-VO
Intelligente Messgeräte-
Einführungsverordnung

IMR
Implementation
Monitoring Report

INF TF
Infrastructure Task-Force

inkl.
Inklusive

IO TF
Interoperability
Task-Force

ITO
Independent Transmission
Operator, unabhängiger
Übertragungsnetz-
betreiber

iVm
in Verbindung mit

KI
Kritische Infrastrukturen

KIP
Kittsee-Petržalka-
Gasleitung

KMU
kleine und mittlere
Unternehmen

KNEP
Koordinierter
Netzentwicklungsplan

KSÖ
Kuratorium Sicheres
Österreich

kWh
Kilowattstunde

KWKW

Kleinwasserkraftwerke

LFP

Langfristige Planung

LNG

Liquefied Natural Gas

mhbAmit hohem
biogenem Anteil**Mio.**

Million

MMRMarket Monitoring
Report**MWh**

Megawattstunde

MZ-EnergieMikrozensus-
Sonderprogramm
Energieeinsatz der
Haushalte**N₂**

Stickstoff

NCCNational Commission
for Energy Control
and Prices**NC TAR**Network Code on
Harmonised Transmission
Tariff Structures for Gas,
Netzkodex für harmonisierte
Gas-Fernleitungsentgelt-
strukturen**NCG**

Net Connect Germany

NEMOsNominated Electricity
Market Operator, Nominierter
Strommarktbetreiber**NEP**

Netzentwicklungsplan

NIS-RLNetz- und Informations-
sicherheitsrichtlinie**NSI**North-South
Interconnections**MCO-Plan**Market Coupling
Operator**MGM**

Marktgebietsmanager

MOL

Merit-Order-List

MoUMemorandum of
Understanding**NOVA Prinzip**Netzoptimierung
vor -verstärkung
und -ausbau**Nr.**

Nummer

NRSnationales
Registrierungssystem**O₂**

Sauerstoff

OBIS CodesObject Identification
System**ÖSG**

Ökostromgesetz

OFGEMOffice of Gas and Electricity
Market, Energie-
regulierungsbehörde
Vereinigtes Königreich**OGS**

OMV Gas Storage

OTC

Over-the-Counter

ÖVGWÖsterreichische Vereinigung
für das Gas- und Wasserfach**PCI**

Projects of Common Interest

PW

Penta West

PRL

Primärregelleistung

PV

Photovoltaik

PVS

Primärverteilungssystem

Q&A ProzessQuestions & Answers
Prozess

RES
RAG Energy Storage

RBP
Regional Booking
Platform

REMIT-Verordnung
Regulation on wholesale
Energy Market Integrity
and Transparency,
Verordnung (EU)
Nr. 1227/2011 über die
Integrität und Transparenz
des Energiegroßhandels-
marktes

RMS
Risikomanagement-
system

ROCs
Regional Operational
Coordination Centers

ROHUAT
Romania-Hungary-
Austria

SAIDI
System Average
Interruption Duration
Index

SBU
Standard Bundled Unit

SC
Strategy and
Communication

SGC
Southern Gas Corridor,
Südlicher Gaskorridor

SNE-VO
Systemnutzungs-
entgelteverordnung

SO
System Operation

SOL
Süd-Ost-Leitung

SOMA
Sonstige Marktregeln

SoS-Verordnung
Security of Supply-
Verordnung

SRE
Sekundärregelenergie

SRL
Sekundärregelleistung

TAG
Trans-Austria-Gasleitung

TAR TF
Tariff Task-Force

TOR
technisch und
organisatorische Regeln

TRU
Trading region upgrade

TRL
Tertiärregelleistung

TTF
Title Transfer Facility

TWh
Terawattstunde

TYNDP
Ten-Year Network
Development Plan

UA
ungewollter
Austausch

u.a.
unter anderem

USt.
Umsatzsteuer

VKI
Verein für
Konsumenten-
information

vs.
versus

VGM
Verteilergiebts-
manager

VHP
virtueller
Handelspunkt

VÜN
Vorarlberger
Übertragungsnetz

WAG
West-Austria-
Gasleitung

WKO
Wirtschaftskammer
Österreich

Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien
Tel.: +43 1 24 7 24-0
Fax: +43 1 24 7 24-900
E-Mail: office@e-control.at
www.e-control.at
Twitter: www.twitter.com/energiecontrol
Facebook:
www.facebook.com/energie.control

Für den Inhalt verantwortlich:

DI Andreas Eigenbauer und
Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M (Brügge)
Vorstände Energie-Control Austria

Konzeption & Design:

Reger & Zinn OG

Text: Energie-Control Austria

Druck: Druckerei DER SCHALK

© Energie-Control Austria 2017

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

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

Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.

Redaktionsschluss: 31. Dezember 2016

